



Oljedirektoratet

**Norsk sokkel 1999**

Forord  
Innhold  
Ressursforvaltning  
Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning  
Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten  
Internasjonalt samarbeid  
Organisasjon



OLJEDIREKTORATET

Oljedirektoratet skal bidra til at ressursene på norsk sokkel skaper størst mulig verdier for samfunnet. Vi legger en vid forståelse av verdibegrepet til grunn for vår innsats. I tillegg til inntekter for staten omfatter begrepet også alminnelig velferd, et godt, bærekraftig miljø og at virksomheten drives i samsvar med samfunnsetiske rammer. Økonomiske forhold er svært viktige i det å sørge for å nå samfunnets mål, men helse, miljø og sikkerhet er også viktige innsatsfaktorer for å oppnå dette. Oljedirektoratet er derfor opptatt av at innsatsen på ressursforvaltningsområdet og på området helse, miljø og sikkerhet på en helhetlig måte bidrar til å skape disse verdiene for samfunnet.

## Ressurstilvekst og produksjon

Ressurstilveksten var i 1999 lavere enn netto produksjon. Tilveksten som følge av nye funn på norsk sokkel antas å utgjøre 45-50 millioner Sm<sup>3</sup> olje (inkludert NGL og kondensat) og ca 55-80 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Samtidig er ressursene i felt og funn før 1999 oppjustert med om lag 17 millioner Sm<sup>3</sup> olje og om lag 73 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Anslagene for de totale utvinnbare petroleumsressursene er ca 13,2 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter, fordelt på ca 6,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og ca 6,7 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass.

Den gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljeressursene i oljefelt i produksjon og under utbygging er ved utgangen av 1999 beregnet til ca 44 prosent. Dette er det samme som for 1998 og bryter dermed en sammenhengende trend med årlige oppjusteringer på hele 90-tallet.

I 1999 ble det produsert i underkant av 169 millioner Sm<sup>3</sup> olje (2,91 millioner fat per dag), ca 8 millioner tonn NGL/kondensat og ca 48 milliarder Sm<sup>3</sup> gass netto. Brutto gassproduksjon inklusiv gass til injeksjon, brensel m.v. utgjorde ca 80 milliarder Sm<sup>3</sup>. Produksjonen av olje og NGL/kondensat var i 1999 marginalt lavere enn i foregående år. Lavere produksjon enn forventet skyldes blant annet forsinket produksjonsstart for nye felt, tekniske problemer på installasjonene og brønnproblemer. I tillegg ble produksjonsreguleringen med 3 prosent kutt som ble iverksatt i mai 1998, forlenget gjennom hele 1999.

## Økt utvinning

Oljedirektoratet har også i 1999 fokusert på utfordringer knyttet til tiltak for økt utvinning. Spesielt ble bruk av gassinjeksjon vurdert og sett i sammenheng med den totale gassforvaltningen på sokkelen.

På grunn av den lave oljeprisen og kostnadsreduksjoner i oljeselskapene hadde industrisamarbeidsforumet FORCE lavere aktivitet i 1999 enn tidligere år, og det har vært vanskelig å etablere nye samarbeidsprosjekt. I regi av forumet ble det arrangert flere seminar om tema knyttet til økt utvinning. Disse var av høy faglig kvalitet og hadde stor deltagelse.

Per 31.12.1999 er potensialet for økt utvinning fra norsk kontinentalsokkel anslått til 670 mill Sm<sup>3</sup> olje.

I 1999 ble Oljedirektoratets pris for økt utvinning til delt Saga som operatør for Snorre for forsøk med vekslende injeksjon av skum og vann til å øke utvinningsgraden på feltet. Dette har vært Nordsjøens første fullskala forsøk

med skumbehandling av en reservoarsone, og verdens mest omfattende pilotprosjekt basert på kjemikalier.

## Utbygging

I 1999 ble det godkjent fire planer for utbygging og drift: Huldra, Borg, Sygna og Tune. De siste årene har myndighetene arbeidet med å legge til rette for videre utvikling av tidskritiske funn og utnyttelse av eksisterende infrastruktur gjennom behandling av fremlagte planer og utlysning av blokker i Nordsjøen.

Investeringene på norsk sokkel var høye også i 1999, men vil bli lavere de neste årene da store utbyggingsprosjekter ferdigstilles og nye felt som fikk godkjent PUD i 1999, ikke gir like store investeringer. Funn som vurderes utbygd, er generelt mindre nå enn i tidligere år, og flere av de største funnene er avhengig av gassalg.

Myndighetene har vurdert rammevilkår for olje og gassvirksomheten i en ny stortingsmelding som er under utarbeidelse, og har signalisert en del lettelse i rammevilkår. Siste halvår 1999 økte dessuten oljeprisen sterkt og myndighetene fikk tilsendt flere planer for utbygging og drift på slutten av året som vil bli behandlet i år 2000.

## Nye funn

Totalt ble det gjort fem funn på norsk sokkel i 1999, tre i Norskehavet og to i Nordsjøen. 28 letebrønner ble avsluttet i løpet av året: 18 undersøkelsesbrønner og 10 avgrensingsbrønner.

Letingen etter olje og gass i dypvannsområdene i Norskehavet fortsatte i 1999. Saga Petroleum boret en tørr brønn på Gjallarryggen på 1352 m vanddyp. Dette er det største vanddyp for boreoperasjoner på norsk sokkel til nå. Resultatet av den første runden med boring på dypt vann i Norskehavet er dermed de to gassfunnene 6707/10-1 Nyk og 6305/5-1 Ormen Lange med samlede gassressurser i størrelsesorden 360 milliarder Sm<sup>3</sup>.

På Dønнатerrassen gjorde Statoil, som operatør for brønn 6507/3-3, et gassfunn som har fått navnet Idun. Funnet er lokalisert like nord for olje- og gassfunnet 6507/5-1 Skarv. Saga, som operatør for brønn 6406/2-7, gjorde et nytt funn av gass og kondensat sørvest for Kristinfunnet. Selv om ressursanlagene er usikre, kan funnet bidra vesentlig i en utbygging av funn sør på Haltenbanken. Shell gjorde et mindre oljefunn i brønn 6407/9-9 like ved Draugenfeltet.

I Nordsjøen er det gjort to små oljefunn. Begge funnene ligger i nærheten av infrastruktur. Det ene som ble påvist av Statoil i brønn 9/2-9 S, er allerede fasett inn til Ymefeltet. Det andre ble påvist i nærheten av Ekofisk av Phillips i brønn 2/7-31.

## Miljø

Det er generelt stor oppmerksomhet på miljøspørsmål i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratets overordnede mål og resultatmål reflekterer direktoratets ansvar og oppgaver på miljøsidan. Det ytre miljø ivaretas som en integrert del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsressursene på en forsvarlig måte.



I 1999 utførte Oljedirektoratet, i samarbeid med Statens forurensningstilsyn, to tilsyn som spesifikt var rettet mot operatørens ivaretagelse av det ytre miljø. Det er videre blitt utarbeidet prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC, CH<sub>4</sub> og produsert vann. Sammen med Olje- og energidepartementet har direktoratet utarbeidet en miljøpublikasjon som gir en oversikt over miljøaspektene på norsk sokkel.

Oljedirektoratet er opptatt av at industrien utvikler effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig sikrer god ressursutnyttelse og verdiskaping. I denne forbindelse har direktoratet i 1999 bidratt aktivt i MILJØSOK og deltatt i myndighetenes forhandlingsdelegasjon som forsøkte å oppnå en avtale med industrien om reduksjon av utslipp av nmVOC fra bøyelasting.

Foreløpige tall viser at CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumsvirksomheten i 1999 var ca 9,8 millioner tonn, en økning fra 8,3 millioner tonn i 1998. CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert enhet økte med knapt 3 prosent fra 1998 til 1999.

### Feltes avslutningsfase og disponering av innretninger

Vi står nå ved inngangen til en periode på norsk sokkel der beslutninger og tiltak i forbindelse med avslutning av felt eller annen opphør av bruk av innretninger får tiltagende aktualitet. Norske myndigheter har nedsatt et tverrdepartementalt utvalg som har som oppgave å utarbeide en nasjonal politikk for disponering av innretninger som har vært benyttet i petroleumsvirksomheten. I regi av utvalget er det gjennomført et utredningsprogram for å vurdere disponering av rørledninger. Utredningsprogrammet ble fullført i 1999, og en sammenfatningsrapport er utarbeidet. For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt eller transportanlegg. Oljedirektoratet bistår også OED med å utforme en veiledning til avslutningsplan.

### Dataforvaltning

I en situasjon der informasjonsmengden stiger og informasjonsteknologien utvikles i raskt tempo, er det avgjørende for effektiviteten i oljevirksomheten at ny teknologi blir tatt i bruk. Oljedirektoratet er fortsatt prosjektleder for DISKOS-prosjektet som er en felles dataløsning for 15 oljeselskap. Det er lagt vekt på å redusere unødvendig rapportering til myndighetene. Samtidig bruker Oljedirektoratet betydelige ressurser på å forbedre kvaliteten på data som alt er rapportert. Dette for å sikre at data som inngår i Oljedirektoratets mange rapporter, analyser og prognoser holder en så god kvalitet som mulig. Direktoratet legger også stor vekt på at data som ikke lenger er taushetsbelagt, stilles til rådighet for industrien på en effektiv måte. Oljedirektoratet har deltatt i ulike industriltak for standardisering av datamodell og begrepsapparat. Oljedirektoratet har også vært blant initiativtakerne til etablering av bransjenettet SOIL som får en stadig større utbredelse.

### Regelverksutvikling

Oljedirektoratet har i 1999 fortsatt arbeidet med ytterligere

forenkling og klargjøring av regelverket. I det nye regelverket på sikkerhets- og arbeidsmiljøområdet vil antall tematiske forskrifter blir redusert fra de nåværende 14 til 4 forskrifter, innenfor områdene styring, operasjon, teknologi og opplysninger.

Regelverksreformen har ikke som mål å skjerpe de tekniske kravene til virksomheten, men vil videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. Omleggingen vil gjøre regelverket mer tilgjengelig og gi tilsynsmyndigheten mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet er videre å legge til rette for større grad av utnyttelse av anerkjente industristandarder såvel som å bedre forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket overfor flyttbare innretninger. Det nye regelverket er planlagt å tre i kraft i 2001.

Som et ledd i arbeidet med å overføre mest mulig av Oljedirektoratets veiledninger til industristandarder, deltar direktoratet aktivt i internasjonale og nasjonale standardiseringsarbeider med relevans for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har også i 1999 foretatt årlig oppdatering av regelverket endringer i regelverket for å sikre at dette til enhver tid er mest mulig hensiktsmessig og tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling.

Arbeidet med å utarbeide en ordning med såkalt «samsvarsuttalelse» for flyttbare innretninger, er videreført i 1999. Direktoratet legger til grunn at denne ordningen blant annet skal kunne bidra til kostnadseffektiv utbygging og drift ved å forhindre unødvendige kostnader som følge av feiltolkning og feil anvendelse av regelverkskrav. Det er gjennomført et prøveprosjekt, hvor ordningen er blitt anvendt i forbindelse med en søknad om samtykke til aktivitet som omfattet bruk av en flyttbar boreinnretning. Selve ordningen ventes å kunne tre i kraft i siste del av 2000.

Innenfor ressursforvaltningsområdet har arbeidet vært konsentrert om utarbeidelsen av to nye direktoratsforskrifter til erstatning for fire eksisterende forskrifter, samt å bistå departementet med utarbeidelsen av veiledninger under petroleumslav og -forskrift. Forskriftene vil bestå av en hovedforskrift som omfatter alle faser av petroleumsvirksomheten og en ny forskrift om måling som vil sammenfatte nåværende forskrift om fiskal kvantumsmåling og forskrift om brensel- og fakkellgassmåling ved beregning av CO<sub>2</sub>-avgift. Siktemålet er å utvikle et helhetlig regelverk for ressursforvaltningsområdet som bidrar til en kostnadseffektiv forvaltning og god samhandling mellom petroleumsvirksomheten og myndighetene.

### Internasjonalt samarbeid

Oljedirektoratet har også i 1998 hatt et betydelig internasjonalt engasjement. Det har vært bred deltagelse i internasjonale fagforum og det faglig samarbeid i Nordsjøregionen er blitt ivaretatt. Ved siden av Storbritannia og Danmark er det nå også et nært samarbeid med Nederland og Færøyene. Oljedirektoratet har et godt samarbeid med INTSOK, som har etablert kontor i Stavanger. Samarbeidet med NORAD for å bistå utviklingsland innenfor petroleumsvirksomhet har også i 1999 krevd et betydelig arbeid. Like-

ledes har Oljedirektoratet bistått Petrad i gjennomføringen av en rekke seminarer og konferanser i inn- og utland.

### Sikkerhets- og arbeidsmiljømessige utfordringer

Industrien har gjennomført vesentlige organisatoriske endringsprosesser som på viktige områder har vist seg å føre til uklare ansvarsforhold. Samtidig øker innretningenes gjennomsnittsalder, med tilhørende vedlikeholdsproblematikk. Krav til lønnsomhet i utbyggingen av marginale felt fører også i mange tilfeller til at krav til helse, miljø og sikkerhet utfordres.

Selskapenes bestrebelser på å redusere driftskostnadene forsterket seg ytterligere i 1999, blant annet som følge av den lave oljeprisen i begynnelsen av året. Oljedirektoratet stiller seg positiv til initiativer for å redusere investerings- og driftskostnader, dersom beslutningsprosessene som leder til dette, styres på en god måte i selskapene. Tilsynet som direktoratet har gjennomført i 1999 rettet mot de organisatoriske endringene, har vist at det i mange tilfeller ikke er tilstrekkelige helhetsvurderinger bak de beslutninger som fattes og tiltak som blir satt i verk. Det kan virke som om det er i ferd med å komme et element av kortsiktighet inn i selskapenes disposisjoner. Sikkerhet og arbeidsmiljø har krevende vilkår i organisasjoner med kort styringshorisont. Oljedirektoratet ser det derfor som en betydelig utfordring så vel for industrien som for tilsynsmyndighetene, å sørge for at sikkerheten og arbeidsmiljøet kan opprettholdes og videreutvikles med de nye måtene virksomheten vil bli organisert på.

### Ulykker og hendelser

Dessverre inntraff det i 1999 en ny alvorlig ulykke, som førte til at en person mistet livet. Ulykken inntraff i forbindelse med håndtering av rør i boreårnet. Selv om dette er den første dødsulykken innenfor Oljedirektoratet myndighetsområde siden 1995, skal det likevel understrekes at det må være et ubetinget mål at ulykker som kan føre til alvorlig personskade eller død, ikke skal skje. Direktoratets gjennomgang av opplysninger omkring skader og uønskede hendelser viser at ulykker kan unngås, dersom den risikoen virksomheten er forbundet med, styres på en profesjonell måte.

Det inntraff i 1999 ingen ulykker som førte til alvorlig skade på miljøet eller til betydelige materielle tap eller produksjonsavbrudd.

Frekvensen av ulykker med personskade har holdt seg på omtrent samme nivå de siste årene. Selv om direktoratet totalt sett ikke anser skadefrekvensen i petroleumsvirksomheten som spesielt høy, mener Oljedirektoratet fortsatt at skadefrekvensen må reduseres ytterligere.

Antall gasslekkasjer vart totalt noe høyere enn i 1998, men andelen lekkasjer av en størrelse som kan være kritisk, var litt lavere. Antallet av branner og branntilløp er høyere, men økningen gjelder branner av ubetydelig omfang. Et hvert branntilløp har imidlertid et farepotensial, som gjør at direktoratet fortsatt er opptatt av at branner og branntilløp skal unngås.

Både antall og frekvens av innmeldte tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer er noe redusert i 1999, etter at tallene har vist kraftig økning gjennom flere år, hovedsakelig som følge av bedre rapporteringsrutiner. At antallet nå synker, kan skyldes at det forebyggende arbeidet begynner å gi positiv effekt. Det er likevel indikasjoner på at rapporteringen fremdeles ikke er fullstendig, slik at det fremdeles er usikkerhet knyttet til utviklingen på dette området. I tillegg til lidelser for den enkelte, koster arbeidsbetingede sykdommer bedriftene og samfunnet store summer, og det er derfor viktig at selskapene gjennom god rapportering bidrar til et bedre grunnlag for prioritering av innsatsen på dette området.

Direktoratet registrerer, gransker og følger opp ulykker, skader og hendelser, og bruker resultatene som en viktig del av grunnlaget for å prioritere tiltakene. Disse prioriteringene gir føringer for tilsynet, regelverksarbeidet, informasjonsvirksomhet og videreutvikling av egen kompetanse.

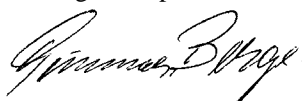
### Informasjon

1999 var det første hele driftsåret for Oljedirektoratets tidskrift, Sokkelspeilet, som utgis kvartalsvis i norsk og engelsk versjon. Hovedmålet med tidsskriftet er å gjenspeile aktiviteten på norsk sokkel og synliggjøre Oljedirektoratets rolle i petroleumsvirksomheten. Sokkelspeilet har fått svært god respons, og antall abonnenter er fordoblet siden første utgave høsten 1998. Den store interessen fra inn- og utland viser at Sokkelspeilet har vært en riktig satsing for Oljedirektoratet.

### Organisasjonsutvikling

På bakgrunn av et forprosjekt i 1998 er det besluttet å gjennomføre et organisasjonsutviklingsprosjekt – "OD 2000 og framover". Prosjektet gjennomføres i løpet av 1999 og 2000. I 1999 ble det utarbeidet et program for hele prosjektet. Eksterne utfordringer og muligheter ble analysert, arbeidsprosesser ble beskrevet og en arbeidsmiljøanalyse ble utført. Forbedringsarbeid på grunnlag av analysen er startet. Forutsetningene og premissene for den framtidige organisasjonen skal konkretiseres i løpet av første halvår 2000, og deretter skal det utarbeides ny organisasjonsmodell. Dermed kan ny organisasjon settes i verk fra årsskiftet 2000/2001.

Stavanger, 3. april 2000



Gunnar Berge  
oljedirektør

|  |    |                           |    |
|--|----|---------------------------|----|
| <b>1. RESSURSFORVALTNING</b>                             | 9  | Oseberg Vest              | 45 |
| <b>1.1 Innledning</b>                                    | 9  | Oseberg Øst               | 46 |
| <b>1.2 Regelverk</b>                                     | 9  | Oseberg Sør               | 46 |
| <b>1.3 Ressursregnskap</b>                               | 9  | Tune                      | 47 |
| 1.3.1 Ressursklassifikasjonssystemet                     | 9  | Brage                     | 47 |
| 1.3.2 Ressursregnskapet for 1999                         | 10 | Veslefrikk                | 47 |
| 1.3.3 Endringer i 1999                                   | 11 | Huldra                    | 48 |
| 1.3.4 Ressursstatus                                      | 11 | Troll                     | 48 |
| 1.3.5 Endringer i ressursanslag fra forrige årsberetning | 13 | Gullfaks                  | 51 |
| <b>1.4 Produksjon av olje og gass</b>                    | 18 | Gullfaks Vest             | 52 |
| <b>1.5 Petroleumsøkonomi</b>                             | 20 | Gullfaks Sør              | 53 |
| 1.5.1 Letekostnader                                      | 20 | Rimfaks                   | 53 |
| 1.5.2 Statens direkte økonomiske engasjement             | 21 | Gullveig                  | 54 |
| 1.5.3 Råoljemarkedet                                     | 21 | Statfjord                 | 54 |
| 1.5.4 Gassmarkedet                                       | 21 | Statfjord Øst             | 55 |
| 1.5.5 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel      | 23 | Statfjord Nord            | 55 |
| 1.5.6 Produksjonsavgift                                  | 23 | Sygna                     | 56 |
| 1.5.7 Arealavgift på utvinningstillatelser               | 25 | Murchison                 | 56 |
| 1.5.8 CO <sub>2</sub> -avgift                            | 25 | Snorre                    | 57 |
| <b>1.6 Undersøkelsestillatelser</b>                      | 27 | Vigdis                    | 58 |
| 1.6.1 Tillatelser til undersøkelse etter petroleum       | 27 | Tordis                    | 58 |
| 1.6.2 Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser       | 27 | Tordis Øst                | 59 |
| <b>1.7 Utvinningstillatelser</b>                         | 27 | Borg                      | 59 |
| <b>1.8 Undersøkelsesaktivitet</b>                        | 28 | Visund                    | 60 |
| 1.8.1 Geofysiske undersøkelser                           | 28 | <b>Funn</b>               | 60 |
| <b>1.9 Leteaktivitet</b>                                 | 28 | 1/3-3 Tambar              | 60 |
| 1.9.1 Leteboring   | 28 | 2/4-17 Tjalve             | 60 |
| 1.9.2 Letemål  | 29 | 2/12-1 Freja              | 61 |
| 1.9.3 Nye funn i 1999                                    | 29 | 3/7-4 Trym                | 61 |
| 1.9.4 Nærmere beskrivelse av boringene i 1999            | 29 | 15/5-1 Dagny              | 61 |
| <b>1.10 Utbygging og drift</b>                           | 33 | 16/7-4 Sigyn              | 61 |
| 1.10.1 <b>Nordsjøen</b>                                  | 33 | 25/4-6 S Vale             | 61 |
| <b>Felt i produksjon og felt som er godkjent utbygd</b>  | 33 | 25/5-3 Skirne             | 62 |
| Hod  | 33 | 25/5-4 Byggve             | 62 |
| Valhall  | 34 | 25/5-5                    | 62 |
| Ekofisk  | 35 | 25/11-15 Grane            | 62 |
| Eldfisk  | 36 | 25/11-16                  | 62 |
| Embla  | 36 | 25/8-10 S Ringhorne       | 63 |
| Tor  | 37 | 30/6-17                   | 63 |
| Gyda   | 37 | 30/6-18                   | 63 |
| Gyda Sør   | 38 | 30/9-19                   | 63 |
| Ula  | 38 | 34/7-23 S                 | 63 |
| Yme  | 38 | 34/7-25 S                 | 64 |
| Varg   | 39 | 34/11-1 Kvitebjørn        | 64 |
| Sleipner Øst   | 40 | 35/8-1                    | 64 |
| Loke   | 40 | 35/8-2                    | 64 |
| Gungne   | 41 | 35/11-4 Fram              | 64 |
| Sleipner Vest  | 41 | 35/9-1 Gjøa               | 65 |
| Balder   | 41 | 1.10.2 <b>Norskehavet</b> | 65 |
| Jotun  | 42 | <b>Felt i produksjon</b>  | 65 |
| Heimdal  | 43 | Njord                     | 65 |
| Frigg  | 43 | Draugen                   | 66 |
| Frøy   | 44 | Heidrun                   | 66 |
| Oseberg  | 44 | Norne                     | 67 |
|  |    | Åsgard                    | 68 |
|  |    | <b>Funn</b>               | 69 |
|  |    | 6305/5-1 Ormen Lange      | 69 |

|   |    |             |  |     |
|---|----|-------------|--|-----|
| 6406/2-1 Lavrans  | 69 | <b>2.4</b>  | <b>Regelverksutvikling</b>   | 84  |
| 6406/2-3 Kristin  | 69 | <b>2.5</b>  | <b>Veiledning og informasjon</b>                                     | 85  |
| 6406/2-6 Ragnfrid   | 70 | <b>2.6</b>  | <b>Ulykker med personskade</b>                                       | 85  |
| 6406/2-7 Erlend   | 70 | <b>2.7</b>  | <b>Arbeidsbetingede sykdommer</b>                                    | 87  |
| 6407/1-2 Tyrihans   | 70 | <b>2.8</b>  | <b>Olje- og gasslekkasjer, branner og<br/>branntilløp</b>            | 89  |
| 6407/6-3 Mikkel   | 70 | <b>2.9</b>  | <b>Skader på bærende konstruksjoner og<br/>rørledninger</b>          | 90  |
| 6507/5-1 Skarv  | 70 | <b>2.10</b> | <b>Dykking</b>   | 91  |
| 1.10.3 <b>Barentshavet</b>  | 71 | <b>2.11</b> | <b>Aktuelle saker i 1999</b>   | 93  |
| <b>Funn</b>   | 71 |             |  |     |
| 7121/4-1 Snøhvit  | 71 | <b>3.</b>   | <b>MILJØTILTAK I<br/>PETROLEUMSVIRKSOMHETEN</b>                      | 97  |
| 7120/8-1 Askeladd   | 72 | <b>3.1</b>  | <b>Hensynet til miljøet</b>  | 97  |
| 7120/9-1 Albatross  | 72 | <b>3.2</b>  | <b>Miljøsok</b>  | 97  |
| <b>Felt med avsluttet produksjon</b>  | 72 | <b>3.3</b>  | <b>Myndigheter og rammer</b>   | 97  |
| Albuskjell  | 72 | <b>3.4</b>  | <b>Tilsyn med aktivitetene</b>                                       | 97  |
| Cod   | 72 | <b>3.5</b>  | <b>Det ytre miljøet</b>  | 98  |
| Edda  | 72 | <b>3.6</b>  | <b>Disponering av innretninger</b>                                   | 98  |
| Lille-frigg   | 72 | <b>3.7</b>  | <b>Grønn stat – grønt OD</b>   | 98  |
| Mime  | 72 |             |  |     |
| Nordøst Frigg   | 72 | <b>4.</b>   | <b>INTERNASJONALT SAMARBEID</b>                                      | 99  |
| Odin  | 73 | <b>4.1</b>  | <b>Samarbeid med NORAD</b>   | 99  |
| Tommeliten Gamma  | 73 | <b>4.2</b>  | <b>Samarbeid med PETRAD</b>  | 101 |
| Vest Ekofisk  | 73 | <b>4.3</b>  | <b>Samarbeid innenfor<br/>ressursforvaltning</b>                     | 101 |
| Øst Frigg   | 73 | <b>4.4</b>  | <b>Samarbeid innenfor<br/>sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning</b> | 102 |
| 1.10.4 Utvinningsboring   | 73 | <b>5.</b>   | <b>ORGANISASJON</b>  | 105 |
| <b>1.11 Transportsystemer for olje og gass</b>                                    | 74 | <b>5.1</b>  | <b>Delegeringer</b>  | 105 |
| 1.11.1 Eksisterende transportsystemer   | 74 | <b>5.2.</b> | <b>Virksomhetsplan</b>   | 105 |
| 1.11.2 Planlagte transportsystemer  | 78 | <b>5.3</b>  | <b>Organisasjonsendringer</b>  | 105 |
| <b>1.12 Prosjekter</b>  | 78 | <b>5.4</b>  | <b>Personale</b>   | 105 |
| 1.12.1 Samarbeidsprosjekter   | 78 | <b>5.5</b>  | <b>Budsjett/økonomi</b>  | 106 |
| 1.12.2 Deltagelse i forsknings- og<br>teknologiutviklingsprogram                  | 80 | <b>5.6</b>  | <b>Informasjon</b>   | 106 |
| <b>2. SIKKERHETS- OG<br/>ARBEIDSMILJØFORVALTNING</b>                              | 81 | <b>5.7</b>  | <b>Publikasjoner utgitt i 1999</b>                                   | 106 |
| <b>2.1 Innledning</b>   | 81 | <b>5.8</b>  | <b>Organisasjonskart</b>   | 108 |
| <b>2.2 Samlet vurdering av utviklingen<br/>innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø</b> | 81 |             |  |     |
| <b>2.3 Tilsynsvirksomhet</b>  | 82 |             |  |     |

## 1.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet skal innenfor ressursforvaltningsområdet bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten. Innenfor dette området skal Oljedirektoratet være Olje- og energidepartementets sentrale rådgivnings- og iverksettingsorgan. Dette krever at Oljedirektoratet til enhver tid har en god oversikt over utviklingen innenfor alle faser av petroleumsvirksomheten gjennom en kontinuerlig oppfølging.

Petroleumsvirksomheten representerer store verdier for de involverte parter. For å sikre at de samfunnsmessige hensyn blir ivarettatt på en tilfredstillende måte, er det av stor betydning at myndighetene innehar høy faglig kompetanse og høyt kunnskapsnivå.

Året 1999 har vært preget av store variasjoner i oljepris. Ved inngangen av året lå prisen omkring 10 dollar per fat. Gjennomføring av produksjonsreduksjon i alle OPEC-land unntatt Irak, samt produksjonsreducerende tiltak i andre land, deriblant Norge, bidro til en betydelig prisoppgang. Oljeprisen lå i desember 1999 omkring 26 dollar og var da på sitt høyeste nivå gjennom året. Produksjonen fra OPEC-land ble redusert med 4,7 prosent sammenliknet med 1998. I samme periode ble verdens påviste oljereserver redusert med 1,8 prosent, noe som i stor grad skyldtes at Mexico reduserte sine reserver med over 40 prosent.

For Norges vedkommende forsterket den lave oljeprisen en allerede forventet investeringsnedgang i petroleumssektoren og førte i løpet av året til dramatiske endringer i aktivitetsnivået. Nedgangen ble spesielt merkbar innenfor utbyggingsområdet, mens letevirksomheten ikke ble påvirket i like stor grad. Antall nye funn og tilhørende ressursanlag ble likevel redusert i forhold til året før.

Norsk produksjon av olje og NGL lå i 1999 på omkring 3,1 millioner fat per dag og utgjorde en svak nedgang fra 1998. Norsk gasseksport var på 45,5 milliarder Sm<sup>3</sup> og utgjorde en økning på 6,8 prosent fra året før. Gjenværende oppdagede ressurser for olje, NGL, kondensat og gass samlet, ble i 1999 redusert med 136 millioner o.e. Vi produserte mer enn det vi fant og videreutviklet i eksisterende funn.

Oljedirektoratet har hatt fortsatt sterk fokus på data-samarbeid med industrien for å forenkle og standardisere rapporteringen fra selskapene og legge til rette for effektivisering av informasjonsutveksling gjennom bedre utnyttelse av datateknologi.

Det har vært en tiltagende aktivitet med hensyn på behandling av planer for avslutning av felt og disponering av innretninger. Oljedirektoratet har også deltatt i et tverrdepartementalt program som vurderer disponeringsløsninger for rørledninger.

## 1.2 REGELVERK

Regelverksarbeidet innenfor ressursforvaltningsområdet har vært konsentrert om å utarbeide to nye direktoratsforskrifter samt å bistå departementet med utarbeidelsen av veiledninger under petroleumslov og -forskrift.

De to nye forskriftene vil erstatte tidligere forskriftsbestemmelser på direktoratsnivå innenfor ressursforvaltningsområdet. Forskriftene består av en hovedforskrift som vil omfatte alle faser av petroleumsvirksomheten og en ny forskrift om måling som vil sammenfatte nåværende forskrift om fiskal kvantumsmåling og forskrift om brensel- og fakkellgasmåling ved beregning av CO<sub>2</sub>-avgift. Forskriftene skal etter planen på ekstern høring i 2000, og det tas sikte på at nytt regelverk trer i kraft i 2001.

I tillegg til forskriftene er det under utarbeidelse et sett med temaveiledninger som vil gi utfyllende veiledning innenfor særskilte områder. Eksempler på dette er veiledning til ressursklassifisering, veiledning til digital rapportering av data og veiledning til årlig statusrapport for felt i produksjon.

Veiledning til PUD og PAD, som utarbeides under ledelse av Olje- og energidepartementet, har vært på ekstern høring i 1999.

Siktemålet med regelverksarbeidet er å utvikle et helhetlig regelverk som bidrar til en kostnadseffektiv forvaltning og god samhandling mellom petroleumsindustrien og myndighetene.

## 1.3 RESSURSREGNSKAP

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes blant annet nye funn, eller at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres på grunn av for eksempel ny kartlegging eller ny utvinningsteknologi. De gjenværende ressursene reduseres dessuten som følge av produksjon

Ressursregnskapet rapporteres med fire produkter: olje, gass, kondensat og NGL. Dette ble første gang gjort i 1998. En sammenligning av rapportering med tidligere år enn 1998 vil derfor ikke være mulig å foreta for enkeltprodukter.

### 1.3.1 RESSURSKLASSIFIKASJONSSYSTEMET

Oljedirektoratet følger tidligere praksis i måten de oppdagede ressursene blir klassifisert og ført i ressursregnskapet. Ressursene deles inn i 12 ulike klasser: Klassene 0 til 7 er for de oppdagede, utvinnbare ressursene, klasse 8 er for ressursene fra mulige, framtidige tiltak for økt utvinningsgrad og klassene 9 til 11 for uoppdagede ressurser. Klassene er:

- klasse 0: Reserver der produksjonen er avsluttet
- klasse 1: Reserver i produksjon
- klasse 2: Reserver med godkjent utbyggingsplan
- klasse 3: Resurser i sen planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen to år)
- klasse 4: Resurser i tidlig planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen ti år)
- klasse 5: Resurser som kan bli bygd ut på lang sikt
- klasse 6: Resurser der utbygging er lite sannsynlig



- klasse 7: Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert  
 klasse 8: Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad (tiltak som ikke er planlagt, eventuelt utover dagens teknologi)  
 klasse 9: Ressurser i prospekter  
 klasse 10: Ressurser i prospektmuligheter  
 klasse 11: Ikke-kartlagte ressurser

Hovedprinsippet i klassifikasjonssystemet er at de opprinnelige utvinnbare ressursene i et felt eller et funn skal klassifiseres etter hvor de er plassert i utviklingskjeden fra et funn blir gjort, eller et nytt tiltak for å øke de utvinnbare ressursene i et felt blir identifisert, og fram til ressursene er ferdig produsert. Systemet tar hensyn til at et felt eller funn kan ha ressurser i flere klasser, altså ha ressurser av ulik modenhet i utviklingskjeden.

*Ressurser* er et samlebegrep som brukes om alle typer petroleumsmengder.

*Reserver* omfatter utvinnbare ressurser i henhold til godkjente planer for felt i drift og for felt under utbygging. Reserver fordeler seg altså på de tre første klassene. Det kan skilles mellom opprinnelig utvinnbare og gjenværende reserver.

*Forekomst* er en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann

i formasjonen eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

*Funn* er en forekomst eller flere forekomster samlet som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum.

*Felt* er ett eller flere funn samlet som omfattes av godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller som det er innvilget fritak fra PUD for.

Ethvert funn har kun én funnbrønn. Dette innebærer at letebrønner som påviser ressurser som inngår, eller vil inngå, i ressursanslaget for et eksisterende funn, ikke regnes som nye funnbrønner. Funnåret er det året funnbrønnen ble midlertidig forlatt eller avsluttet.

Klasse 8 omfatter det volumet av olje og gass som ville bli utvunnet i tillegg til de ressurser som er inkludert i dagens felt og funn dersom den framtidige utvinningsgraden i gjennomsnitt blir 50 prosent for olje og 75 prosent for gass.

*Uoppdagede ressurser* omfatter både kartlagte prospekter (klasse 9 og 10) og ikke-kartlagte ressurser i områder hvor det er definert letemodeller (klasse 11). Det er alltid stor usikkerhet knyttet til analyser av uoppdagede ressurser. Størrelsen som er oppgitt for uoppdagede ressurser er den statistiske forventningsverdien.

### 1.3.2 RESSURSREGNSKAPET FOR 1999

Det totale anslaget for opprinnelig utvinnbare ressurser på

Tabell 1.3.1  
Samlede petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel

| RK   |  | Olje<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | NGL<br>Mill tonn | Kond<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Total o.e.<br>Mill Sm <sup>3</sup> |
|------|--|------------------------------|-----------------------------|------------------|------------------------------|------------------------------------|
|      | <b>FELT</b>  |                              |                             |                  |                              |                                    |
| 0    | Reserver der produksjonen er avsluttet                   | 32                           | 114                         | 4                | 1                            | 152                                |
| 1    | Reserver i produksjon                                    | 3 277                        | 1 484                       | 107              | 88                           | 4 988                              |
| 2    | Reserver som er godkjent utbygd                          | 199                          | 275                         | 12               | 35                           | 524                                |
|      | <b>Sum reserver i felt</b>                               | <b>3 508</b>                 | <b>1 873</b>                | <b>122</b>       | <b>125</b>                   | <b>5 665</b>                       |
|      | <i>Solgte reserver til og med 31.12.99</i>               | <i>2 006</i>                 | <i>626</i>                  | <i>49</i>        | <i>29</i>                    | <i>2 725</i>                       |
|      | <b>Gjenværende reserver</b>                              | <b>1 502</b>                 | <b>1 247</b>                | <b>73</b>        | <b>95</b>                    | <b>2 939</b>                       |
| 3    | Ressurser i sen planleggingsfase                         | 92                           | 110                         | 8                | 0                            | 212                                |
| 4    | Ressurser i tidlig planleggingsfase                      | 56                           | 755                         | 17               | 2                            | 836                                |
| 5    | Ressurser som kan bygges ut på lang sikt                 | 16                           | 37                          | 0                | 0                            | 54                                 |
| 6    | Ressurser der utbygging er lite sannsynlig               | 7                            | 2                           | 0                | 0                            | 9                                  |
| 7    | Ressurser i nye funn som vil inngå i felt                | 3                            | 0                           | 0                | 0                            | 3                                  |
|      | <b>Sum ressurser i felt</b>                              | <b>173</b>                   | <b>904</b>                  | <b>26</b>        | <b>2</b>                     | <b>1 113</b>                       |
|      | <b>Sum utvinnbare reserver og ressurser i felt</b>       | <b>3 681</b>                 | <b>2 777</b>                | <b>148</b>       | <b>127</b>                   | <b>6 778</b>                       |
|      | <b>FUNN<sup>1)</sup></b>                                 |                              |                             |                  |                              |                                    |
| 3    | Ressurser i sen planleggingsfase                         | 227                          | 422                         | 30               | 122                          | 809                                |
| 4    | Ressurser i tidlig planleggingsfase                      | 19                           | 361                         | 1                | 13                           | 394                                |
| 5    | Ressurser som kan bygges ut på lang sikt                 | 109                          | 261                         | 5                | 42                           | 419                                |
| 6    | Ressurser der utbygging er lite sannsynlig               | 39                           | 62                          | 2                | 1                            | 105                                |
| 7    | Nye funn   | 1                            | 39                          | 0                | 36                           | 76                                 |
|      | <b>Sum utvinnbare ressurser i funn</b>                   | <b>396</b>                   | <b>1 145</b>                | <b>38</b>        | <b>213</b>                   | <b>1 804</b>                       |
|      | <b>ANDRE RESSURSER</b>                                   |                              |                             |                  |                              |                                    |
| 8    | Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinning | 500                          | 500                         | 0                | 0                            | 1 000                              |
| 9-11 | Uoppdagede ressurser                                     | 1 338                        | 2 318                       | 0                | 0                            | 3 656                              |
|      | <b>Totalt utvinnbart potensial</b>                       | <b>5 916</b>                 | <b>6 740</b>                | <b>186</b>       | <b>340</b>                   | <b>13 238</b>                      |
|      | <i>Solgte reserver til og med 31.12.99</i>               | <i>2 006</i>                 | <i>626</i>                  | <i>49</i>        | <i>29</i>                    | <i>2 725</i>                       |
|      | <b>Gjenværende</b>                                       | <b>3 910</b>                 | <b>6 114</b>                | <b>137</b>       | <b>311</b>                   | <b>10 512</b>                      |

<sup>1)</sup> Funn i ressursklasse 3 og 4 inneholder også ressurser i høyere ressursklasser, volumene er derfor ikke direkte sammenlignbare med tabell 1.3.3 og 1.3.4.



norsk sokkel er 13 238 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.). 5665 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (43 %) er allerede bygd ut eller godkjent bygd ut og av dette er 2725 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. produsert. Dette gir 2939 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gjenværende reserver i felt. I funn som ennå ikke er godkjent for utbygging, er de totale utvinnbare ressursene 1804 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (ca. 14 %). De uoppdagede ressursene er anslått til 3656 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (27 %) og ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinning er beregnet til 1000 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (8 %).

Det samlede ressursregnskapet for norsk kontinental-sokkel er vist i tabell 1.3.1.

### 1.3.3 ENDRINGER I 1999

Endringene fra 1998 til 1999 er vist i tabell 1.3.2.

#### Eldre felt og funn

For eldre felt og for funn gjort før 1999 har oljeressursene inklusive NGL-ressursene økt med 17 millioner Sm<sup>3</sup> og gassressursene med 73 milliarder Sm<sup>3</sup>. Endringene er en følge av justeringer i ressursanslagene for en rekke felt og funn. Alle større endringer er omtalt i kapittel 1.3.5.

#### Nye funn

I løpet av 1999 ble det gjort 5 nye funn på norsk kontinental-sokkel. De fleste funnene er ennå ikke ferdig evaluert. Det foreløpige anslag for ressurstilvekst fra nye funn er 45 til 50 millioner Sm<sup>3</sup> olje (inkludert NGL og kondensat) og 55 til 80 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette er ikke nok til å erstatte årets produksjon av olje, men dekker årets produksjon av gass.

#### Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1999 var 168,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 48,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 5,4 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 3,5 millioner tonn NGL. I tillegg medgikk 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til fakkel og 2,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til brensel.

### 1.3.4 RESSURSTATUS

Ressursregnskapet for norsk kontinental-sokkel er framstilt i tabell 1.3.1. og den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.3.1. Usikkerhet i anslagene for petroleumss-

ressursene er vist i figur 1.3.2. Ressursene på norsk kontinental-sokkel er inndelt i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem.

#### Felt med avsluttet produksjon, klasse 0

I 1999 ble produksjonen avsluttet på Lille-Frigg. Det er nå i alt 10 felt der produksjonen er avsluttet på norsk kontinental-sokkel. Ressursene i disse feltene (ressursklasse 0) er vist i tabell 1.3.3.

#### Ressurser i felt som er i produksjon eller har godkjent plan for utbygging og drift, klasse 1 og 2

Det er per 31. desember 1999 godkjent å bygge ut 60 felt på norsk kontinental-sokkel, medregnet de ti feltene med avsluttet produksjon. Troll betraktes som ett felt selv om det består av adskilte utbygginger med ulike operatører. I 1999 ble det godkjent fire planer for utbygging og drift; Huldra, Borg, Sygna og Tune.

I 1999 ble følgende åtte felt satt i produksjon: Balder, Borg, Gullfaks Sør, Jotun, Oseberg Øst, Rimfaks, Visund, og Åsgard. Av 50 felt i klasse 1 og 2 var 46 i produksjon ved årsskiftet, mens fire felt var godkjent utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 1.3.3).

I årets rapportering av ressurser i felt som kan bli gjenstand for senere utbygging og av ressurser fra tiltak for økt utvinning, følges den praksis som ble introdusert i 1997 med å rapportere disse ressursene separat (tabell 1.3.3).

De totale utvinnbare reservene i felt som er godkjent utbygd er 5665 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 3508 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 1873 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 125 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 122 millioner tonn NGL (tabell 1.3.1). Det er bokført ressurser på til sammen 1113 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. som tilleggsressurser i felt. Dette fordeler seg med 173 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 904 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 2 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 26 millioner tonn NGL.

Det er produsert i alt 2725 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 2006 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 49 millioner tonn NGL, 29 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 626 millioner Sm<sup>3</sup> gass. Forholdet mellom opprinnelig salgbar og gjenværende petroleum er vist i tabell 1.3.4.

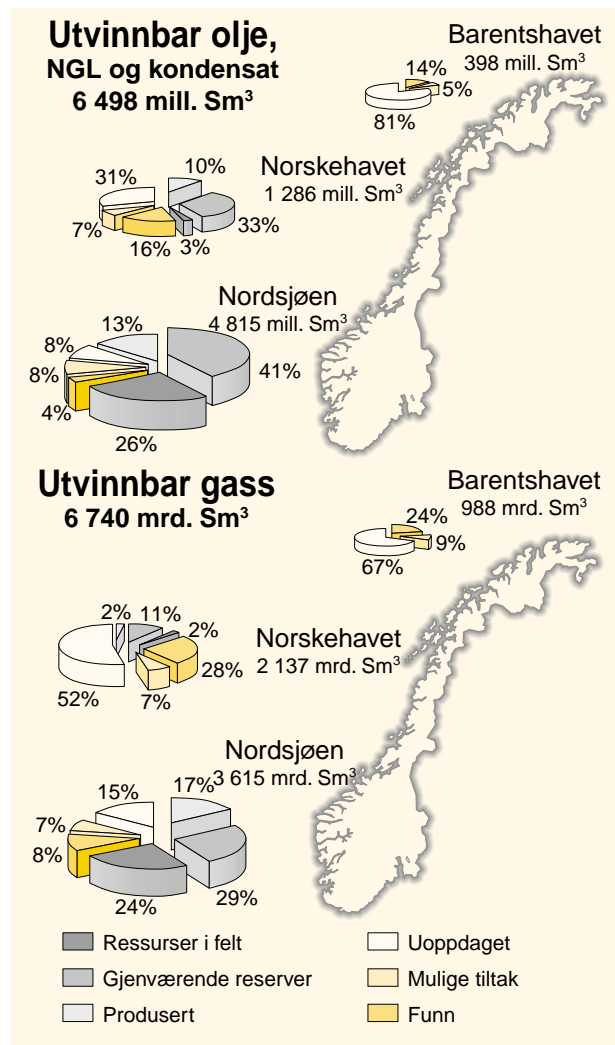
#### Ressurser i funn i sen planleggingsfase, klasse 3

Ved årsskiftet er 22 funn i sen planleggingsfase (tabell 1.3.5). Dette er funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene, eller funn hvor operatøren har

Tabell 1.3.2.  
Endringer i de oppdagede ressursene

| RK                         |   | Olje/NGL/Kond<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | Total<br>Mill Sm <sup>3</sup> o.e. |
|----------------------------|---|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 0                          | Teknisk endring for avsluttede felt                           | 1                                     | 2                           | 3                                  |
| 1-2                        | Reserver i felt godkjent før 1999                             | 60                                    | 122                         | 181                                |
| 3-6                        | Ressurser i forbindelse med felt                              | -61                                   | -52                         | -113                               |
| 3-7                        | Ressurser i funn før 1999                                     | 17                                    | 0                           | 18                                 |
| 8                          | Ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinningsgrad | 0                                     | 0                           | 0                                  |
| <b>Totale endringer</b>    |   | <b>17</b>                             | <b>73</b>                   | <b>90</b>                          |
|                            | Netto produsert utenom brensel i 1999                         | 179                                   | 48                          | 226                                |
| <b>Endring gjenværende</b> |   | <b>-162</b>                           | <b>25</b>                   | <b>-136</b>                        |

Figur 1.3.1  
Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel



indikert at plan for utbygging og drift vil bli lagt fram og der det antas at en plan vil bli godkjent av myndighetene innen to år. Petroleumressursene i disse funnene utgjør 809 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

**Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase, klasse 4**

Ved årsskiftet er 8 funn i tidlig planleggingsfase (tabell 1.3.5), det vil si funn der en antar at plan for utbygging og drift vil bli godkjent i løpet av 2 – 10 år. Ressursmengden utgjør 394 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

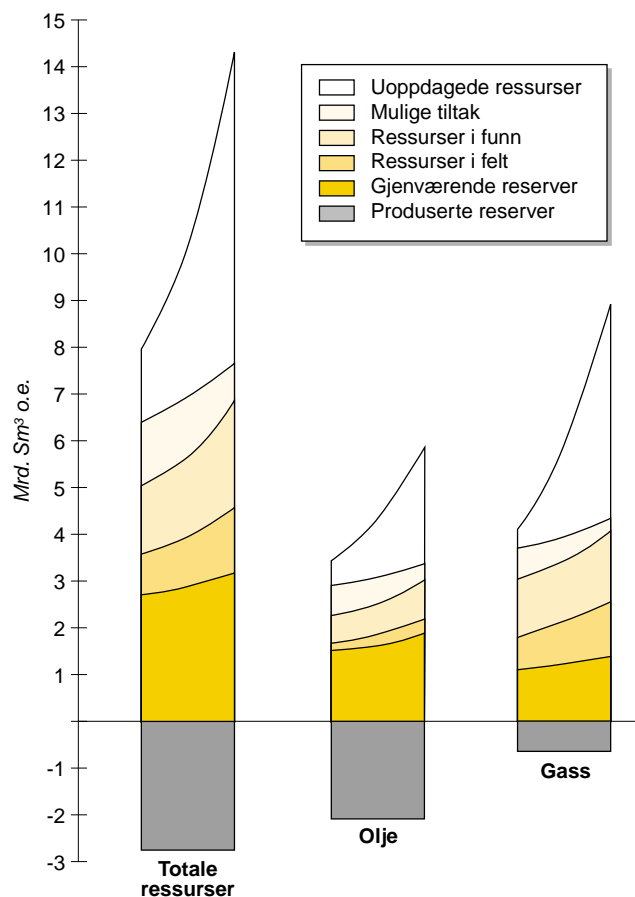
**Ressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt, klasse 5**

Ved årsskiftet er det bokført 49 funn (tabell 1.3.5) som Oljedirektoratet mener kan bli bygd ut på lang sikt selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighetshaverne. I denne klassen er det også inkludert funn som ligger i tilbakeleverte områder, men som Oljedirektoratet antar vil bli tildelt på nytt og funnene kan bli bygd ut på lang sikt. De bokførte ressursene utgjør 419 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

**Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig, klasse 6**

Ved årsskiftet er det bokført 44 funn der lønnsom utbygging er lite sannsynlig dersom det ikke skjer betydelige endringer i teknologi eller pris (tabell 1.3.5). De fleste av funnene er svært små. Enkelte av funnene har så dårlige reservoaregenskaper at de ikke vil produsere lønnsomt med dagens teknologi og oljepris. Ressursanslagene er beheftet med stor usikkerhet, men Oljedirektoratet anslår at det teknisk sett kan produseres om lag 105 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fra disse funnene.

Figur 1.3.2  
Usikkerhet i anslagene for petroleumressursene



**Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert, klasse 7**

Ved årsskiftet er det bokført fire funn i denne klassen. De foreløpige anslagene for funn i klasse 7 utgjør ca 76 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (tabell 1.3.5). Ressursene fra 6406/2-7 er ikke inkludert da evalueringen av funnet ikke er avsluttet. Disse ressursene vil komme i tillegg til de bokførte ressursene da denne summen regnskapsmessig fremdeles ligger i klassen uoppdagede ressurser.

For de fleste nye funn som er gjort i 1999, foreligger det ikke offisielle anslag, men Oljedirektoratet regner med at summen av disse anslagene vil ligge på om lag 45-60 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 55-80 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Av de 5 nye funnene som ble gjort i 1999, er 9/2-9 S og 2/7-31 bokført som funn som vil inngå i felt. Funn 6407/9-9 er ført i

klasse 6 og 6507/3-3 er ført i klasse 5. Funn 6406/2-7 er bokført i klasse 7, foreløpig uten ressursanslag. Noen funn er rapportert i felt eller i andre funn (tabell 1.3.6).

### 1.3.5 ENDRINGER I RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

Flere ressurs- og reserveanslag for felt og funn er justert i løpet av 1999. De totale endringene er vist i tabell 1.3.2. De viktigste endringene er omtalt under:

#### *Felt i produksjon og felt som er godkjent utbyggt, klasse 1 og 2*

##### **Borg**

Ressursene (unntatt langtidstest) er flyttet fra ressursklasse 3 til ressursklasse 1. På bakgrunn av ny reservoarmodell er reserveanslaget økt fra 9,4 til 12,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

##### **Brage**

Samlede oljereserver er redusert fra 54 til 46,7 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette skyldes hovedsakelig dårligere reservoaregenskaper i Fensfjordformasjonen enn tidligere antatt.

##### **Ekofisk**

Økning av oljereservene skyldes redusert restoljemetning og positive resultater i flankebrønner. Anslagene for NGL er redusert.

##### **Embla**

Økte oljereserver skyldes rekartlegging av feltet samt resultater fra en ny brønn.

##### **Gullfaks Sør**

Reduksjon i oljereservene skyldes dårligere produksjonsegenskaper enn antatt i Statfjordformasjonen.

##### **Njord**

Det er inkludert tilleggsressurser i Tiljeformasjonen i hovedområdet på feltet (dvs i området for opprinnelig PUD). Nytt volum for tilstedeværende olje er beregnet. Tilstedeværende olje i Tiljeformasjonen i hovedområdet er nedjustert på grunn av funn av gass i det sørlige sentralområdet og nye brønnresultater som viser at Tiljeformasjonen er tynnere på østflanken.

##### **Rimfaks**

Økte reserver skyldes positive brønnresultater, bedre produksjonsegenskaper og rikere gass.

##### **Statfjord**

Siden 1998 er det gjennomført en oppjustering av reservene på Statfjordfeltet. Dette er basert på avtrappingsanalyser i Brentformasjonen, nye simuleringresultater fra Statfjordformasjonen, implementering av VAG injeksjon i Brentgruppen og ny informasjon fra Nordflanken.

##### **Valhall**

Reserveøkningen på Valhall skyldes ny reservoarmodell med økte tilstedeværende ressurser. Dette er basert på nye brønn-data fra 1998 og 1999.

##### **Åsgard**

Utvinnbare oljereserver er redusert til 64,6 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette skyldes redusert oljeutvinning på Smørbukk på grunn av grunnere kontakter og dårligere reservoaregenskaper. Utvinnbare kondensatreserver er økt fra 37,4 millioner Sm<sup>3</sup> til 49 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette skyldes økt kondensatutvinning på Smørbukk på grunn av endring i fluidsammensetningen. Utvinnbare gassreserver er økt fra 191 milliarder Sm<sup>3</sup> til 198 milliarder Sm<sup>3</sup>. Dette skyldes økte gassreserver på Midgard.

#### *Funn i sen planleggingsfase, klasse 3*

##### **1/3-3 Tambar**

Ressursanslaget er nedjustert som følge av antatt endret utvinningsstrategi.

##### **25/8-10 S Ringhorne**

Ressursanslaget er oppjustert som følge av resultater fra borer i 1999.

##### **34/11-1 Kvitebjørn**

Ressursanslaget er nedjustert som følge av endringer i forutsetninger for prosessering.

##### **34/7-23 S**

Ressursanslaget er nedjustert som følge av resultater fra formasjonstesting.

##### **35/11-4 Fram**

Ressursanslaget er nedjustert som følge av endret utbyggingskonsept.

##### **35/9-1 Gjøa**

Ressursanslaget er nedjustert som følge av endret utbyggingskonsept.

##### **6406/2-1 Lavrans**

Ressursene er oppjustert som følge av resultater fra borer i 1999.

##### **6407/6-3 Mikkil**

Ressursanslaget er økt noe som følge av nye studier.

##### **7121/4-1 Snøhvit**

Ressursanslaget er oppjustert som følge av nye studier.

#### *Funn i tidlig planleggingsfase, klasse 4*

##### **6507/5-1**

Ressursanslaget er redusert som følge av resultater fra borer i 1999.

**Tabell 1.3.3 Reserver og ressurser i felt**  
**Reserver der produksjonen er avsluttet (ressursklasse 0) <sup>1)</sup>**

|                  | Olje                 | Gass                | NGL        | Kondensat            | Oljeekvivalenter     |        |
|------------------|----------------------|---------------------|------------|----------------------|----------------------|--------|
|                  | Mill Sm <sup>3</sup> | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn  | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår |
| Albuskjell       | 7,4                  | 15,9                | 1,0        |                      | 24,6                 | 1972   |
| Cod              | 2,9                  | 7,5                 | 0,5        |                      | 11,1                 | 1968   |
| Edda             | 4,8                  | 2,1                 | 0,2        |                      | 7,2                  | 1972   |
| Lille-Frigg      |                      | 2,3                 |            | 1,3                  | 3,6                  | 1975   |
| Mime             | 0,4                  | 0,1                 |            |                      | 0,5                  | 1982   |
| Nordøst Frigg    |                      | 11,6                |            |                      | 11,7                 | 1974   |
| Odin             |                      | 29,3                |            |                      | 29,3                 | 1974   |
| Tommeliten Gamma | 3,9                  | 9,2                 | 0,6        |                      | 13,9                 | 1978   |
| Vest Ekofisk     | 12,2                 | 26,9                | 1,4        |                      | 40,9                 | 1970   |
| Øst Frigg        |                      | 9,4                 |            | 0,1                  | 9,4                  | 1973   |
| <b>Sum</b>       | <b>31,6</b>          | <b>114,3</b>        | <b>3,7</b> | <b>1,4</b>           | <b>152,1</b>         |        |

<sup>1)</sup> Opprinnelig utvinnbare resever i felt hvor produksjonen er avsluttet er lik den leverte mengden. Eventuelle gjenværende utvinnbare ressurser føres i aktuelle ressursklasser

**Reserver i produksjon eller med godkjent utbyggingsplan (ressursklasse 1 og 2)**

|                           | Olje                 | Gass                | NGL          | Kondensat            | Oljeekvivalenter     |                      |
|---------------------------|----------------------|---------------------|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|
|                           | Mill Sm <sup>3</sup> | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn    | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår <sup>2)</sup> |
| Balder                    | 26,7                 |                     |              |                      | 26,7                 | 1967                 |
| Borg                      | 12,6                 | 1,6                 | 0,4          |                      | 14,7                 | 1992                 |
| Brage                     | 46,7                 | 2,6                 | 0,7          |                      | 50,2                 | 1980                 |
| Draugen                   | 111,6                | 0,0                 |              |                      | 111,6                | 1984                 |
| Ekofisk                   | 417,1                | 142,2               | 13,3         |                      | 576,6                | 1969                 |
| Eldfisk                   | 109,1                | 50,7                | 4,2          |                      | 165,2                | 1970                 |
| Embla                     | 14,5                 | 7,2                 | 0,7          |                      | 22,5                 | 1988                 |
| Frigg                     |                      | 119,8               |              | 0,5                  | 120,2                | 1971                 |
| Frøy                      | 5,5                  | 1,6                 |              | 0,1                  | 7,2                  | 1987                 |
| Gulfaks                   | 314,8                | 21,2                | 2,0          |                      | 338,6                | 1978                 |
| Gulfaks Sør               | 32,8                 | 61,2                |              |                      | 94,0                 | 1978                 |
| Gulfaks Vest              | 3,6                  | 0,4                 |              |                      | 4,0                  | 1991                 |
| Gulveig                   | 2,7                  | 2,0                 |              |                      | 4,8                  | 1995                 |
| Gungne                    |                      | 8,4                 | 1,0          | 3,0                  | 12,6                 | 1982                 |
| Gyda                      | 30,7                 | 3,8                 | 1,5          |                      | 36,4                 | 1980                 |
| Gyda Sør                  | 5,6                  | 3,7                 | 0,7          |                      | 10,2                 | 1991                 |
| Heidrun                   | 183,8                | 19,9                | 0,1          |                      | 203,9                | 1985                 |
| Heimdal                   | 6,9                  | 44,6                |              |                      | 51,5                 | 1972                 |
| Hod                       | 8,2                  | 1,5                 | 0,2          |                      | 10,0                 | 1974                 |
| Huldra <sup>1)</sup>      |                      | 18,7                | 0,3          | 7,4                  | 26,4                 | 1982                 |
| Jotun                     | 31,1                 | 1,0                 |              |                      | 32,1                 | 1994                 |
| Loke                      |                      | 3,5                 | 0,5          | 1,2                  | 5,4                  | 1983                 |
| Murchison                 | 13,6                 | 0,4                 | 0,4          |                      | 14,5                 | 1975                 |
| Njord                     | 28,4                 | 0,0                 |              |                      | 28,4                 | 1986                 |
| Norne                     | 80,4                 | 15,0                | 1,4          |                      | 97,3                 | 1992                 |
| Oseberg <sup>4)</sup>     | 337,0                | 34,0                |              | 8,0                  | 378,5                | 1979                 |
| Oseberg Sør <sup>1)</sup> | 53,5                 | 11,4                |              |                      | 64,9                 | 1984                 |
| Oseberg Vest              | 1,6                  | 6,0                 |              |                      | 7,6                  | 1984                 |
| Oseberg Øst               | 22,8                 | 0,8                 |              |                      | 23,6                 | 1986                 |
| Rimfaks                   | 19,5                 |                     |              |                      | 19,5                 | 1983                 |
| Sleipner Vest             |                      | 125,5               | 8,5          | 27,0                 | 163,6                | 1974                 |
| Sleipner Øst              |                      | 38,5                | 9,7          | 21,3                 | 72,4                 | 1981                 |
| Snorre                    | 225,3                | 9,2                 | 6,0          |                      | 242,3                | 1979                 |
| Statfjord                 | 569,5                | 56,4                | 13,9         |                      | 644,0                | 1974                 |
| Statfjord Nord            | 41,6                 | 3,1                 | 0,7          |                      | 45,6                 | 1977                 |
| Statfjord Øst             | 35,7                 | 5,1                 | 1,0          |                      | 42,0                 | 1976                 |
| Sygna <sup>1)</sup>       | 9,3                  | 0,6                 |              |                      | 9,8                  | 1996                 |
| Tor                       | 27,2                 | 11,6                | 1,2          |                      | 40,4                 | 1970                 |
| Tordis                    | 29,9                 | 3,1                 | 0,7          |                      | 33,9                 | 1987                 |
| Tordis Øst                | 5,2                  | 0,5                 | 0,1          |                      | 5,9                  | 1993                 |
| Troll <sup>3)</sup>       | 195,0                | 653,3               | 12,7         |                      | 864,8                | 1979                 |
| Tune <sup>1)</sup>        | 0,0                  | 24,0                | 0,1          | 6,1                  | 30,2                 | 1995                 |
| Ula                       | 70,0                 | 3,7                 | 2,5          |                      | 77,0                 | 1976                 |
| Valhall                   | 132,3                | 31,2                | 4,5          |                      | 169,4                | 1975                 |
| Varq                      | 4,4                  |                     |              |                      | 4,4                  | 1984                 |
| Veslefrikk                | 54,5                 | 9,6                 | 1,3          |                      | 65,8                 | 1981                 |
| Vigdis                    | 33,3                 | 2,3                 |              |                      | 35,7                 | 1986                 |
| Visund                    | 48,5                 |                     |              |                      | 48,5                 | 1986                 |
| Yme                       | 9,3                  |                     |              |                      | 9,3                  | 1987                 |
| Åsgard                    | 64,6                 | 198,1               | 28,0         | 49,0                 | 348,1                | 1981                 |
| <b>Sum</b>                | <b>3476,5</b>        | <b>1758,9</b>       | <b>118,2</b> | <b>123,5</b>         | <b>5512,0</b>        |                      |

<sup>1)</sup> Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang per 31.12.99

<sup>2)</sup> Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

<sup>3)</sup> Inklusiv TOGI

<sup>4)</sup> Gass fra omliggende felt og funn injiseres i Oseberg.



## Ressurser i felt

|  |          | Olje                 | Gass                | NGL       | Kondensat            | Oljeekvivalenter     |
|--|----------|----------------------|---------------------|-----------|----------------------|----------------------|
|  |          | Mill Sm <sup>3</sup> | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> |
| Ressurser i sen planleggingsfase           | klasse 3 | 91,8                 | 109,7               | 7,9       |                      | 212,3                |
| Ressurser i tidlig planleggingsfase        | klasse 4 | 55,5                 | 755,0               | 17,5      | 2,3                  | 835,5                |
| Ressurser som kan bygges ut på lang sikt   | klasse 5 | 16,4                 | 37,3                | 0,5       | 0,1                  | 54,4                 |
| Ressurser der utbygging er lite sannsynlig | klasse 6 | 7,1                  | 1,6                 |           |                      | 8,8                  |
| Nye funn                                   | klasse 7 | 2,6                  | 0,1                 |           |                      | 2,7                  |
|  | Sum      | 173,4                | 903,7               | 25,9      | 2,4                  | 1113,7               |

Tabell 1.3.4  
Opprinnelig og gjenværende reserver i felt (ressursklasse 1 og 2)

|                               | Opprinnelig salgbar  |                     |           |                      |                      | Gjenværende                    |                     |           |                      |                      |
|-------------------------------|----------------------|---------------------|-----------|----------------------|----------------------|--------------------------------|---------------------|-----------|----------------------|----------------------|
|                               | Olje                 | Gass                | NGL       | Kondensat            | o.e.                 | Olje                           | Gass                | NGL       | Kondensat            | o.e.                 |
|                               | Mill Sm <sup>3</sup> | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup>           | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> |
| Balder                        | 26,7                 |                     |           |                      | 26,7                 | 25,7                           |                     |           |                      | 25,7                 |
| Borg                          | 12,6                 | 1,6                 | 0,4       |                      | 14,7                 | Ført på Tordis                 |                     |           |                      |                      |
| Brage <sup>4)</sup>           | 46,7                 | 2,6                 | 0,7       |                      | 50,2                 | 12,5                           | 1,1                 | 0,2       | -0,1                 | 13,8                 |
| Draugen                       | 111,6                |                     | 0,0       |                      | 111,6                | 58,4                           | 0,0                 | 0,0       |                      | 58,4                 |
| Ekofisk                       | 417,1                | 142,2               | 13,3      |                      | 576,6                | 155,4                          | 29,9                | 3,6       |                      | 189,9                |
| Eldfisk                       | 109,1                | 50,7                | 4,2       |                      | 165,2                | 43,3                           | 19,7                | 1,1       |                      | 64,3                 |
| Embla                         | 14,5                 | 7,2                 | 0,7       |                      | 22,5                 | 8,2                            | 5,0                 | 0,4       |                      | 13,8                 |
| Frigg                         |                      | 119,8               |           | 0,5                  | 120,2                | 0,0                            | 7,3                 | 0,0       |                      | 7,2                  |
| Frøy                          | 5,5                  | 1,6                 |           | 0,1                  | 7,2                  | 0,2                            | 0,4                 | 0,0       |                      | 0,6                  |
| Gullfaks <sup>4)</sup>        | 314,8                | 21,2                | 2,0       |                      | 338,6                | 54,8                           | 3,5                 | 0,7       | -0,6                 | 58,7                 |
| Gullfaks Sør                  | 32,8                 | 61,2                |           |                      | 94,0                 | 32,0                           | 61,2                | 0,0       |                      | 93,2                 |
| Gullfaks Vest                 | 3,6                  | 0,4                 |           |                      | 4,0                  | 1,4                            | 0,4                 | 0,0       |                      | 1,8                  |
| Gullveig                      | 2,7                  | 2,0                 |           |                      | 4,8                  | 2,3                            | 2,0                 | 0,0       |                      | 4,4                  |
| Gungne <sup>2)</sup>          |                      | 8,4                 | 1,0       | 3,0                  | 12,6                 | Ført på Sleipner <sup>2)</sup> |                     |           |                      |                      |
| Gyda <sup>4)</sup>            | 30,7                 | 3,8                 | 1,5       |                      | 36,4                 | 2,7                            | -0,9                | -0,1      |                      | 1,7                  |
| Gyda Sør <sup>3)</sup>        | 5,6                  | 3,7                 | 0,7       |                      | 10,2                 | Ført på Gyda <sup>3)</sup>     |                     |           |                      |                      |
| Heidrun                       | 183,8                | 19,9                | 0,1       |                      | 203,9                | 132,9                          | 18,3                | 0,1       |                      | 151,4                |
| Heimdal                       | 6,9                  | 44,6                |           |                      | 51,5                 | 0,8                            | 2,2                 |           |                      | 2,9                  |
| Hod                           | 8,2                  | 1,5                 | 0,2       |                      | 10,0                 | 1,8                            | 0,3                 |           |                      | 2,1                  |
| Huldra <sup>1)</sup>          |                      | 18,7                | 0,3       | 7,4                  | 26,4                 | 0,0                            | 18,7                | 0,3       | 7,4                  | 26,4                 |
| Jotun                         | 31,1                 | 1,0                 |           |                      | 32,1                 | 30,2                           | 1,0                 |           |                      | 31,2                 |
| Loke <sup>2)</sup>            | 0,0                  | 3,5                 | 0,5       | 1,2                  | 5,4                  | Ført på Sleipner <sup>2)</sup> |                     |           |                      |                      |
| Murchison                     | 13,6                 | 0,4                 | 0,4       |                      | 14,5                 | 0,8                            | 0,1                 |           |                      | 1,0                  |
| Njord                         | 28,4                 |                     |           |                      | 28,4                 | 22,8                           |                     |           |                      | 22,8                 |
| Norne                         | 80,4                 | 15,0                | 1,4       |                      | 97,3                 | 65,4                           | 15,0                | 1,4       |                      | 82,2                 |
| Oseberg                       | 337,0                | 34,0                |           | 8,0                  | 379,0                | 71,5                           | 34,0                |           | 8,0                  | 113,0                |
| Oseberg Sør <sup>1)</sup>     | 53,5                 | 11,4                |           |                      | 64,9                 | 53,5                           | 11,4                |           |                      | 64,9                 |
| Oseberg Vest                  | 1,6                  | 6,0                 |           |                      | 7,6                  | 0,5                            | 6,0                 |           |                      | 6,5                  |
| Oseberg Øst                   | 22,8                 | 0,8                 |           |                      | 23,6                 | 21,9                           | 0,8                 |           |                      | 22,7                 |
| Rimfaks                       | 19,5                 |                     |           |                      | 17,2                 | 18,4                           | 0,0                 |           |                      | 16,1                 |
| Sleipner Vest <sup>2)</sup>   |                      | 125,5               | 8,5       | 27,0                 | 163,6                | Ført på Sleipner <sup>2)</sup> |                     |           |                      |                      |
| Sleipner Øst <sup>2) 4)</sup> |                      | 38,5                | 9,7       | 21,3                 | 72,4                 | 0,0                            | -6,0                | 0,7       | -3,3                 | -8,4                 |
| Snorre <sup>4)</sup>          | 225,3                | 9,2                 | 6,0       |                      | 242,3                | 153,8                          | 5,9                 | 4,0       | -0,4                 | 164,6                |
| Statfjord <sup>4)</sup>       | 569,5                | 56,4                | 13,9      |                      | 644,0                | 72,5                           | 14,6                | 4,3       | -2,6                 | 90,1                 |
| Statfjord Nord <sup>4)</sup>  | 41,6                 | 3,1                 | 0,7       |                      | 45,6                 | 25,4                           | 2,2                 | 0,5       | -0,1                 | 28,1                 |
| Statfjord Øst <sup>4)</sup>   | 35,7                 | 5,1                 | 1,0       |                      | 42,0                 | 16,3                           | 3,9                 | 0,7       | -0,1                 | 21,0                 |
| Sygna <sup>1)</sup>           | 9,3                  | 0,6                 |           |                      | 9,8                  | 9,3                            | 0,6                 |           |                      | 9,8                  |
| Tor                           | 27,2                 | 11,6                | 1,2       |                      | 40,4                 | 6,4                            | 1,1                 | 0,1       |                      | 7,6                  |
| Tordis <sup>4)</sup>          | 29,9                 | 3,1                 | 0,7       |                      | 33,9                 | 7,2                            | 1,3                 | 0,2       | -0,1                 | 8,7                  |
| Tordis Øst                    | 5,2                  | 0,5                 | 0,1       |                      | 5,9                  | Ført på Tordis                 |                     |           |                      |                      |
| Troll                         | 195,0                | 653,3               | 12,7      |                      | 864,8                | 136,5                          | 588,1               | 12,7      |                      | 741,1                |
| Tune <sup>1)</sup>            |                      | 24,0                | 0,1       | 6,1                  | 30,2                 | 0,0                            | 24,0                | 0,1       | 6,1                  | 30,2                 |
| Ula                           | 70,0                 | 3,7                 | 2,5       |                      | 77,0                 | 10,2                           |                     | 0,2       |                      | 10,4                 |
| Valhall                       | 132,3                | 31,2                | 4,5       |                      | 169,4                | 70,5                           | 18,8                | 2,3       |                      | 92,3                 |
| Varg                          | 4,4                  |                     |           |                      | 4,4                  | 2,7                            |                     |           |                      | 2,7                  |
| Veslefrikk <sup>4)</sup>      | 54,5                 | 9,6                 | 1,3       |                      | 65,8                 | 18,7                           | 7,9                 | 0,3       | -0,1                 | 26,8                 |
| Vigdis                        | 33,3                 | 2,3                 |           |                      | 35,7                 | 21,9                           | 2,3                 |           |                      | 24,2                 |
| Visund                        | 48,5                 |                     |           |                      | 48,5                 | 47,9                           |                     |           |                      | 47,9                 |
| Yme                           | 9,3                  |                     |           |                      | 9,3                  | 2,7                            |                     |           |                      | 2,7                  |
| Åsgard                        | 64,6                 | 198,1               | 28,0      | 49,0                 | 348,1                | 60,7                           | 198,1               | 28,0      | 49,0                 | 344,2                |

<sup>1)</sup> Felt med godkjent utbyggingplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang per 31.12.99

<sup>2)</sup> Gassproduksjonen fra Sleipnerområdet måles samlet. All produksjon i dette området er fratrukket reservene på Sleipner Øst.

<sup>3)</sup> Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. All produksjon er fratrukket reservene på Gyda.

<sup>4)</sup> Små negative tall for gjenværende ressurser er av regnskapsteknisk årsak og skyldes manglende samsvar mellom omtrentlige utvinnbare ressurser og eksakte produksjonstall

Tabell 1.3.5 Ressurser i funn  
Ressurser i sen planleggingsfase (ressursklasse 3)

| Funnnavn                        | Olje<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | NGL<br>Mill tonn | Kondensat<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Oljeekvivalenter<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår <sup>2)</sup> |
|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------------------------|--|----------------------|
| 16/7-4 Sigyn                    |                              | 5,8                         | 2,0              | 4,7                               | 13,0                                     | 1982                 |
| 2/12-1 Freja                    | 2,0                          | 0,3                         | 0,1              |                                   | 2,4                                      | 1987                 |
| 25/11-15 Grane                  | 112,0                        | -5,6                        |                  |                                   | 106,4                                    | 1991                 |
| 25/11-16                        | 3,6                          |                             |                  |                                   | 3,6                                      | 1992                 |
| 25/4-6S Vale                    | 0,0                          | 3,0                         |                  | 3,5                               | 6,5                                      | 1991                 |
| 25/8-10 S Ringhorne             | 30,4                         | 2,0                         |                  |                                   | 32,3                                     | 1997                 |
| 30/6-17                         | 0,3                          | 1,4                         |                  |                                   | 1,7                                      | 1986                 |
| 30/6-18 Kappa                   | 1,3                          | 3,1                         |                  |                                   | 4,4                                      | 1986                 |
| 30/9-19                         | 2,0                          | 8,8                         |                  |                                   | 10,7                                     | 1998                 |
| 34/11-1 Kvitebjørn              |                              | 49,7                        | 0,4              | 17,2                              | 67,4                                     | 1994                 |
| 34/7-23 S                       | 2,9                          | 0,4                         |                  |                                   | 3,3                                      | 1994                 |
| 34/7-25 S                       | 2,3                          | 0,2                         |                  |                                   | 2,5                                      | 1996                 |
| 35/11-4 Fram                    | 32,5                         | 17,2                        | 0,8              |                                   | 50,7                                     | 1991                 |
| 35/8-1                          |                              | 11,7                        |                  | 1,8                               | 13,5                                     | 1981                 |
| 35/8-2                          |                              | 11,7                        |                  | 1,8                               | 13,5                                     | 1982                 |
| 35/9-1 Gjøa                     | 11,6                         | 16,8                        | 0,6              |                                   | 29,1                                     | 1989                 |
| 6406/2-1 Lavrans                |                              | 62,5                        | 9,4              | 29,1                              | 103,8                                    | 1995                 |
| 6406/2-3 Kristin                |                              | 39,1                        | 5,9              | 42,1                              | 88,8                                     | 1997                 |
| 6407/1-2 Tyrihans <sup>1)</sup> |                              | 23,0                        | 4,0              | 19,4                              | 47,7                                     | 1983                 |
| 6407/6-3 Mikkel                 | 1,6                          | 19,5                        | 4,7              | 4,6                               | 31,8                                     | 1986                 |
| 7121/4-1 Snøhvit                | 20,8                         | 176,3                       | 5,7              | 18,5                              | 223,0                                    | 1984                 |
| 1/3-3 Tambar                    | 5,6                          | 1,5                         | 0,3              | 0,0                               | 7,5                                      | 1983                 |
| <b>Sum</b>                      | <b>228,8</b>                 | <b>448,2</b>                | <b>33,8</b>      | <b>142,7</b>                      | <b>863,7</b>                             |                      |

<sup>1)</sup> Tyrihans inkluderer ressurser i Tyrihans Nord og Tyrihans Sør

<sup>2)</sup> Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

Ressurser i tidlig planleggingsfase (ressursklasse 4)

|                      | Olje<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | NGL<br>Mill tonn | Kondensat<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Oljeekvivalenter<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår |
|----------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------------------------|--|--------|
| 15/5-1 Dagny         |                              | 5,8                         | 1,0              | 1,0                               | 8,1                                      | 1978   |
| 2/4-17 Tjalve        | 1,3                          | 1,7                         | 0,1              |                                   | 3,1                                      | 1992   |
| 25/5-3 Skirne        |                              | 4,3                         |                  | 0,9                               | 5,2                                      | 1990   |
| 25/5-4 Bygge         |                              | 2,7                         |                  | 0,7                               | 3,5                                      | 1991   |
| 25/5-5               | 4,3                          |                             |                  |                                   | 4,3                                      | 1995   |
| 3/7-4 Trym           |                              | 3,3                         |                  | 0,8                               | 4,1                                      | 1990   |
| 6305/5-1 Ormen Lange |                              | 314,7                       |                  | 5,4                               | 320,1                                    | 1997   |
| 6507/5-1             | 18,3                         | 29,9                        |                  | 3,7                               | 51,9                                     | 1998   |
| <b>Sum</b>           | <b>23,9</b>                  | <b>362,4</b>                | <b>1,1</b>       | <b>12,6</b>                       | <b>400,3</b>                             |        |

Ressurser som kan bygges ut på lang sikt (ressursklasse 5)

|                  | Olje<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | NGL<br>Mill tonn | Kondensat<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Oljeekvivalenter<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår |
|------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------------------------|--|--------|
| 1/2-1            | 0,1                          |                             |                  |                                   | 0,1                                      | 1989   |
| 1/5-2 Flyndre    | 5,1                          | 1,6                         |                  |                                   | 6,6                                      | 1974   |
| 15/3-1 S         | 0,0                          | 3,6                         |                  | 15,5                              | 19,1                                     | 1975   |
| 15/3-4           | 11,5                         | 5,8                         |                  |                                   | 17,3                                     | 1982   |
| 15/5-2           |                              | 3,4                         | 0,2              | 0,2                               | 3,7                                      | 1978   |
| 15/5-5           | 6,0                          | 0,3                         |                  |                                   | 6,3                                      | 1982   |
| 15/8-1 Alpha     | 0,0                          | 4,1                         | 0,5              | 1,1                               | 5,8                                      | 1982   |
| 15/9-19 S Volve  | 5,2                          | 0,8                         |                  |                                   | 6,1                                      | 1993   |
| 16/7-2           |                              | 1,8                         | 0,3              | 0,5                               | 2,7                                      | 1982   |
| 18/10-1          | 1,2                          |                             |                  |                                   | 1,2                                      | 1980   |
| 2/2-1            | 0,4                          | 1,1                         |                  |                                   | 1,5                                      | 1982   |
| 2/2-5            | 2,4                          | 0,0                         |                  |                                   | 2,4                                      | 1992   |
| 2/4-10           | 2,4                          | 0,0                         |                  |                                   | 2,4                                      | 1973   |
| 2/5-3 Sørøst Tor | 0,9                          | 0,3                         |                  |                                   | 1,2                                      | 1972   |
| 2/6-5            | 0,9                          | 0,0                         |                  |                                   | 0,9                                      | 1996   |
| 2/7-19           | 3,6                          | 3,5                         |                  |                                   | 7,1                                      | 1990   |
| 2/7-22           |                              | 0,6                         |                  |                                   | 0,6                                      | 1990   |
| 2/7-29           | 3,0                          |                             |                  |                                   | 3,0                                      | 1994   |
| 24/12-3 S        | 4,5                          | 0,1                         |                  |                                   | 4,6                                      | 1996   |
| 24/6-1 Peik      | 0,0                          | 5,3                         |                  | 1,2                               | 6,5                                      | 1985   |
| 24/6-2           | 6,6                          | 1,3                         |                  |                                   | 7,9                                      | 1998   |
| 24/9-3           | 3,3                          | 0,1                         |                  |                                   | 3,4                                      | 1981   |
| 24/9-5           | 2,7                          | 0,0                         |                  |                                   | 2,7                                      | 1994   |
| 25/7-5           | 2,0                          | 0,2                         |                  |                                   | 2,2                                      | 1997   |
| 25/8-4           | 1,0                          |                             |                  |                                   | 1,0                                      | 1992   |

|                       |              |              |            |             |              |      |
|-----------------------|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|------|
| 30/10-6               | 0,0          | 5,7          |            |             | 5,7          | 1992 |
| 30/7-6 Hild           | 13,1         | 33,4         |            |             | 46,5         | 1978 |
| 34/10-23 Gamma        | 0,0          | 12,8         |            | 1,3         | 14,1         | 1985 |
| 34/4-5                | 2,4          |              |            |             | 2,4          | 1984 |
| 34/7-18               | 1,7          |              |            |             | 1,7          | 1991 |
| 35/10-2               |              | 1,6          |            |             | 1,6          | 1996 |
| 35/3-2 Agat           |              | 43,0         |            |             | 43,0         | 1980 |
| 35/9-3                | 0,3          | 0,4          |            |             | 0,7          | 1997 |
| 36/7-2                | 1,1          |              |            |             | 1,1          | 1997 |
| 6406/3-2 Trestakk     | 8,6          |              |            |             | 8,6          | 1986 |
| 6407/8-2              | 0,4          | 1,4          |            |             | 1,8          | 1994 |
| 6506/11-2 Lange       | 3,5          | 1,8          |            |             | 5,3          | 1991 |
| 6506/12-3 Lysing      | 1,2          | 0,2          |            |             | 1,4          | 1985 |
| 6507/2-2              |              | 7,7          |            |             | 7,7          | 1992 |
| 6507/3-1 Alve         | 1,6          | 8,5          |            |             | 10,1         | 1990 |
| 6507/3-3 Idun         |              | 15,5         |            | 0,6         | 16,1         | 1999 |
| 6707/10-1             |              | 38,3         |            |             | 38,3         | 1997 |
| 7/7-2                 | 2,4          |              |            | 0,1         | 2,5          | 1992 |
| 7120/12-2             |              | 10,7         |            |             | 10,7         | 1981 |
| 7120/12-3             |              | 4,1          |            |             | 4,1          | 1983 |
| 7121/4-2 Snøhvit Nord |              | 3,5          |            | 0,2         | 3,7          | 1985 |
| 7121/5-2 Beta         | 3,1          | 3,3          |            |             | 6,4          | 1986 |
| 7122/6-1              | 2,6          | 5,4          |            | 0,6         | 8,6          | 1987 |
| 7124/3-1              |              | 2,1          |            |             | 2,1          | 1987 |
| <b>Sum</b>            | <b>104,7</b> | <b>233,3</b> | <b>1,0</b> | <b>21,1</b> | <b>360,4</b> |      |

## Ressurser der utbygging er lite sannsynlig (ressursklasse 6)

|                        | Olje<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Gass<br>Mrd Sm <sup>3</sup> | NGL<br>Mill tonn | Kondensat<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Oljeekvivalenter<br>Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår |
|------------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------|-----------------------------------|--|--------|
| 1/3-1                  |                              |                             |                  |                                   |  | 1968   |
| 1/3-6                  | 1,5                          | 0,9                         | 0,1              |                                   | 2,5                                      | 1991   |
| 1/9-1 Tommeliten Alpha | 4,1                          | 8,3                         | 0,3              |                                   | 12,8                                     | 1977   |
| 15/12-8                |                              | 1,0                         |                  | 0,5                               | 1,5                                      | 1991   |
| 17/12-1 Bream          | 1,0                          |                             |                  |                                   | 1,0                                      | 1972   |
| 17/12-2 Brisling       | 0,2                          |                             |                  |                                   | 0,2                                      | 1973   |
| 17/3-1                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1995   |
| 2/2-2                  |                              | 0,9                         |                  |                                   | 0,9                                      | 1982   |
| 2/3-1                  |                              |                             |                  |                                   |  | 1969   |
| 2/4-11                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1974   |
| 2/4-14                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1989   |
| 2/5-4                  | 7,8                          | 0,4                         |                  |                                   | 8,2                                      | 1972   |
| 2/5-7                  | 2,9                          |                             |                  |                                   | 2,9                                      | 1984   |
| 2/7-2                  |                              |                             |                  |                                   |  | 1971   |
| 2/8-17 S               | 1,0                          | 0,2                         |                  |                                   | 1,1                                      | 1998   |
| 25/10-8                | 2,7                          | 0,3                         |                  |                                   | 3,0                                      | 1997   |
| 25/2-5 Lille Frøy      | 3,1                          | 4,9                         |                  |                                   | 8,0                                      | 1976   |
| 25/6-1                 | 1,2                          |                             |                  |                                   | 1,2                                      | 1986   |
| 25/7-2                 | 1,0                          | 1,0                         |                  |                                   | 2,0                                      | 1990   |
| 25/8-9                 | 0,9                          | 0,1                         |                  |                                   | 1,0                                      | 1997   |
| 29/3-1                 | 0,6                          | 1,0                         |                  |                                   | 1,6                                      | 1986   |
| 30/6-14                |                              |                             |                  |                                   |  | 1984   |
| 30/6-16                |                              |                             |                  |                                   |  | 1985   |
| 30/8-3                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1998   |
| 33/9-6                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1976   |
| 34/10-40 S             |                              | 0,6                         |                  |                                   | 0,6                                      | 1995   |
| 34/11-2 S              | 2,9                          | 4,5                         |                  |                                   | 7,4                                      | 1996   |
| 34/8-7                 |                              |                             |                  |                                   |  | 1993   |
| 6/3-1 PI               | 0,3                          |                             |                  |                                   | 0,3                                      | 1985   |
| 6201/11-1              | 1,0                          | 0,3                         |                  |                                   | 1,3                                      | 1987   |
| 6204/10-2              |                              |                             |                  |                                   |  | 1997   |
| 6204/11-1              |                              | 3,4                         |                  | 0,1                               | 3,6                                      | 1994   |
| 6306/5-1               |                              | 1,0                         |                  |                                   | 1,0                                      | 1997   |
| 6406/11-1 S            | 1,0                          | 0,0                         |                  |                                   | 1,0                                      | 1991   |
| 6407/4-1               | 0,0                          | 0,0                         |                  |                                   |  | 1985   |
| 6407/9-9               | 0,5                          | 1,6                         |                  | 0,1                               | 2,1                                      | 1999   |
| 6507/7-11 S            |                              |                             |                  |                                   |  | 1997   |
| 7/12-5                 | 1,1                          |                             |                  |                                   | 1,1                                      | 1981   |
| 7/8-3                  | 1,5                          |                             | 1,8              |                                   | 3,9                                      | 1983   |
| 7119/12-3              |                              | 4,1                         |                  |                                   | 4,1                                      | 1983   |
| 7128/4-1               | 0,9                          | 0,1                         |                  |                                   | 1,0                                      | 1994   |
| 7226/11-1              | 0,6                          | 24,0                        |                  |                                   | 24,6                                     | 1987   |
| 7316/5-1               |                              | 1,2                         |                  |                                   | 1,2                                      | 1992   |
| <b>Sum</b>             | <b>37,7</b>                  | <b>59,7</b>                 | <b>2,2</b>       | <b>0,7</b>                        | <b>101,0</b>                             |        |

**Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert (ressursklasse 7)**

|                   | Olje                 | Gass                | NGL        | Kondensat            | Oljeekvivalenter     |        |
|-------------------|----------------------|---------------------|------------|----------------------|----------------------|--------|
|                   | Mill Sm <sup>3</sup> | Mrd Sm <sup>3</sup> | Mill tonn  | Mill Sm <sup>3</sup> | Mill Sm <sup>3</sup> | Funnår |
| 2/1-11            | 0,3                  |                     |            |                      | 0,3                  | 1997   |
| 2/5-11            | 1,0                  | 0,1                 |            |                      | 1,1                  | 1997   |
| 6406/2-6 Ragnfrid |                      | 39,0                |            | 36,0                 | 75,0                 | 1998   |
| 6406/2-7 Erlend   |                      |                     |            |                      |                      | 1999   |
| <b>Sum</b>        | <b>1,3</b>           | <b>39,1</b>         | <b>0,0</b> | <b>36,0</b>          | <b>76,4</b>          |        |

**Tabell 1.3.6**

**Funn som i 1999 rapporteres som deler av andre felt eller funn**

| Funn:                     | Rapportert i felt   | Funnår |
|---------------------------|---------------------|--------|
| 2/7-8                     | Eldfisk             | 1973   |
| 34/10-21                  | Gullfaks Sør        | 1984   |
| 2/11-10 S                 | Hod                 | 1994   |
| 25/7-3 Jotun              | Jotun               | 1995   |
| 25/8-8S Jotun             | Jotun               | 1995   |
| 33/9-0 Murchison NØ horst | Murchison           | 1989   |
| 6608/10-4                 | Norne               | 1994   |
| 30/6-19 Beta Sadel        | Oseberg Sør         | 1986   |
| 15/9-20S                  | Sleipner Øst        | 1994   |
| 15/12-10 S                | Varg                | 1996   |
| 30/3-6S                   | Veslefrikk          | 1994   |
| 34/7-13 Vigdis Vest       | Vigdis              | 1988   |
| 34/7-16                   | Vigdis              | 1990   |
| 34/8-4 S                  | Visund              | 1991   |
| 9/2-3                     | Yme                 | 1990   |
| 9/2-6 S                   | Yme                 | 1996   |
| 9/2-7 S                   | Yme                 | 1997   |
| 9/2-9 S                   | Yme                 | 1999   |
| 6506/12-1 Smørbukk        | Åsgard              | 1985   |
| 6506/12-3 Smørbukk Sør    | Åsgard              | 1985   |
| 30/9-10 Oseberg Sør       | Oseberg Sør         | 1990   |
| 30/9-13 S Oseberg Sør     | Oseberg Sør         | 1991   |
| 30/9-15 Oseberg Sør       | Oseberg Sør         | 1994   |
| 30/9-16 K Oseberg Sør     | Oseberg Sør         | 1994   |
| 30/9-4 S Oseberg Sør      | Oseberg Sør         | 1985   |
| 30/9-5 S Oseberg Sør      | Oseberg Sør         | 1985   |
| 30/9-6 Oseberg Sør        | Oseberg Sør         | 1987   |
| 30/9-7 Oseberg Sør        | Oseberg Sør         | 1988   |
| 30/9-9 Oseberg Sør        | Oseberg Sør         | 1989   |
|                           |                     |        |
|                           |                     |        |
| Funn:                     | Rapportert i funn   | Funnår |
| 16/7-7S                   | 16/7-4 Sigyn        | 1997   |
| 2/7-31                    | 2/7-19              | 1999   |
| 24/9-6                    | 24/9-5              | 1994   |
| 25/8-1 Ringhorne          | 25/8-10 S Ringhorne | 1970   |
| 25/8-11 Ringhorne         | 25/8-10 S Ringhorne | 1997   |
| 30/3-7 A                  | 30/3-2 Veslefrikk   | 1998   |
| 30/3-7 B                  | 30/3-2 Veslefrikk   | 1998   |
| 30/3-7 S                  | 30/3-2 Veslefrikk   | 1995   |
| 30/7-2                    | 30/7-6 Hild         | 1975   |
| 34/7-29 SR                | 34/7-23 S           | 1998   |
| 35/11-2                   | 35/11-4 Fram        | 1987   |
| 35/11-7                   | 35/11-4 Fram        | 1992   |
| 35/11-8 S                 | 35/11-4 Fram        | 1996   |
| 36/7-1                    | 35/9-1 Gjøa         | 1996   |
| 6407/1-3 Tyrhans Nord     | 6407/1- Tyrhans Sør | 1984   |
| 6507/8-4 Heidrun Nord     | 6507/7-2 Heidrun    | 1990   |
| 7120/7-1 Askeladd Vest    | 7121/4-1 Snøhvit    | 1982   |
| 7120/7-2 Askeladd Sentral | 7121/4-1 Snøhvit    | 1983   |
| 7120/8-1Askeladd          | 7121/4-1 Snøhvit    | 1981   |
| 7120/9-1 Albatross        | 7121/4-1 Snøhvit    | 1982   |
| 7121/7-1                  | 7121/4-1 Snøhvit    | 1984   |
| 7121/7-2 Albatross Sør    | 7121/4-1 Snøhvit    | 1986   |

**MÅLEHETER FOR OLJE OG GASS**

Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerte ISO-standard betingelser (temperatur = 15°C og trykk = 1,01325 bar). Oljemengder oppgis i millioner Sm<sup>3</sup> (10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>) og gassmengder i milliarder Sm<sup>3</sup> (10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>).

Omregning fra volumenhet til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenligne olje- og gassressurser, og når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser.

Konverteringen til *oljeekvivalenter* er basert på den energimengde som blir frigjort ved forbrenning av olje og gass.

Fra og med 1. januar 1996 oppgir Oljedirektoratet de samlede petroleumsressursene i Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (Sm<sup>3</sup> o.e.). Når vi summerer eller sammenligner olje- og gassmengder vil vi derfor benytte følgende omregning:

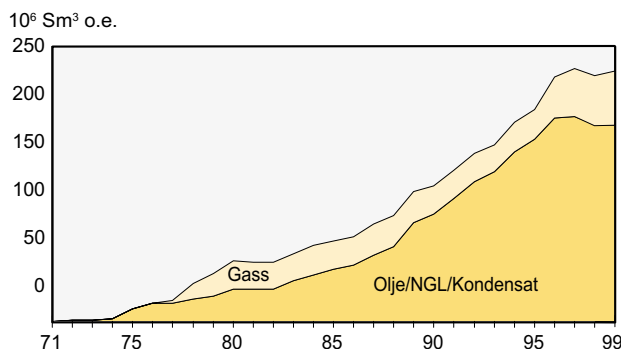
|       |                                 |                          |
|-------|---------------------------------|--------------------------|
| 1 000 | Sm <sup>3</sup> gass tilsvarer: | 1 Sm <sup>3</sup> o.e.   |
| 1     | Sm <sup>3</sup> olje tilsvarer: | 1 Sm <sup>3</sup> o.e.   |
| 1     | tonn NGL tilsvarer:             | 1,3 Sm <sup>3</sup> o.e. |

Omregning fra vektenhet NGL til Sm<sup>3</sup> *oljeekvivalenter* er derimot noe mer usikker, da sammensetningen av de lette hydrokarbonkomponentene kan variere ganske mye fra felt til felt. Vi har valgt å bruke en fast omregningsfaktor på 1,3 fra tonn NGL/kondensat til Sm<sup>3</sup> o.e.

**1.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS**

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1999 226,8 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Produksjonen i 1998 var 223,1 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Produksjonen er nærmere framstilt i tabell 1.4.1 og i figur 1.4.1. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 1.4.1 norsk andel av produksjonen.

**Figur 1.4.1**  
**Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-1999**





Tabell 1.4.1  
Produksjon i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter

| 1999                  | Produksjon |        |       | Forbruk      |              | Salgbare Produkter |        |                   | Sum     |
|-----------------------|------------|--------|-------|--------------|--------------|--------------------|--------|-------------------|---------|
|                       | Olje       | Gass   | Kond. | Gass Fakkell | Gass Brensel | Olje               | Gass   | NGL/<br>Kondensat |         |
| Balder                | 0,881      |        |       | 0,016        |              | 0,881              |        |                   | 0,881   |
| Brage                 | 3,827      | 0,321  |       | 0,007        | 0,062        | 3,799              | 0,157  | 0,133             | 4,068   |
| Borg                  | 0,192      | 0,025  |       |              |              |                    |        |                   |         |
| Draugen               | 12,139     | 0,640  |       | 0,004        | 0,060        | 12,139             |        |                   | 12,139  |
| Ekofiskområdet        | 16,191     | 3,288  |       | 0,028        | 0,356        | 15,660             | 3,379  | 0,596             | 19,635  |
| Embla                 | 0,804      | 0,258  |       |              |              | 0,702              | 0,251  | 0,063             | 1,016   |
| Friggområdet          | 0,513      | 0,665  | 0,079 | 0,004        | 0,030        | 0,506              | 0,622  | 0,020             | 1,148   |
| Gullfaks              | 17,130     | 2,447  |       | 0,044        | 0,272        | 17,130             | 0,913  | 0,158             | 18,201  |
| Gullfaks Vest         | 0,147      | 0,018  |       |              |              | 0,147              |        |                   | 0,147   |
| Gullfaks Sør          | 0,754      | 0,154  |       |              |              | 0,754              |        |                   | 0,754   |
| Gullveig              | 0,347      | 0,178  |       |              |              | 0,347              |        |                   | 0,347   |
| Gyda (inkl. Gyda Sør) | 2,063      | 0,763  |       | 0,002        | 0,032        | 1,502              | 0,456  | 0,176             | 2,134   |
| Heidrun               | 12,540     | 2,140  |       | 0,010        | 0,125        | 12,449             | 0,653  |                   | 13,102  |
| Heimdal               |            | 0,833  | 0,136 |              | 0,029        | 0,117              | 0,821  |                   | 0,938   |
| Hod                   | 0,137      | 0,019  |       |              | 0,001        | 0,130              | 0,018  | 0,004             | 0,152   |
| Jotun                 | 0,863      | 0,039  |       | 0,028        |              | 0,863              | 0,010  |                   | 0,873   |
| Murchison             | 0,272      | 0,048  |       | 0,003        | 0,014        | 0,252              | 0,001  | 0,006             | 0,259   |
| Njord                 | 3,525      | 1,742  |       | 0,012        | 0,060        | 3,522              |        |                   | 3,522   |
| Norne                 | 8,305      | 1,834  |       | 0,016        | 0,115        | 8,305              |        |                   | 8,305   |
| Oseberg               | 19,413     | 8,575  |       | 0,023        | 0,248        | 19,435             |        |                   | 19,435  |
| Oseberg Vest          | 0,045      | 0,116  |       |              | 0,004        |                    |        |                   |         |
| Oseberg Øst           | 0,914      | 0,085  |       | 0,017        | 0,011        | 0,911              |        |                   | 0,911   |
| Rimfaks               | 1,107      | 0,283  |       |              |              | 1,107              |        |                   | 1,107   |
| Sleipnerområdet       |            | 15,592 | 9,017 | 0,012        | 0,260        |                    | 11,151 | 9,679             | 20,830  |
| Snorre                | 10,116     | 1,437  |       | 0,036        | 0,133        | 0,9398             | 0,314  | 0,559             | 10,271  |
| Statfjord             | 12,519     | 6,851  |       | 0,091        | 0,405        | 12,519             | 2,141  | 1,053             | 15,713  |
| Statfjord Nord        | 3,462      | 0,264  |       |              |              | 3,393              | 0,158  | 0,089             | 3,640   |
| Statfjord Øst         | 4,227      | 0,596  |       |              |              | 4,236              | 0,246  | 0,092             | 4,574   |
| Tordis                | 2,909      | 0,299  |       | 0,002        | 0,042        | 4,421              | 0,307  | 0,207             | 4,935   |
| Tordis Øst            | 1,320      | 0,135  |       |              |              |                    | 0,012  | 0,010             | 0,022   |
| Trollområdet          | 12,585     | 26,546 | 0,642 | 0,022        | 0,122        | 12,909             | 25,461 |                   | 38,370  |
| Ula                   | 1,517      | 0,142  |       | 0,003        | 0,048        | 1,457              |        | 0,052             | 1,509   |
| Valhall               | 5,600      | 1,085  |       | 0,011        | 0,090        | 5,310              | 1,035  | 0,256             | 6,601   |
| Varg                  | 1,743      | 0,291  |       | 0,035        | 0,005        | 1,743              |        |                   | 1,743   |
| Veslefrikk            | 1,892      | 0,508  |       | 0,042        | 0,027        | 1,900              | 0,112  | 0,069             | 2,081   |
| Vigdis                | 5,107      | 0,358  |       |              |              | 5,109              |        |                   | 5,109   |
| Visund                | 0,630      | 0,189  |       | 0,048        | 0,026        | 0,628              |        |                   | 0,628   |
| Yme                   | 1,593      | 0,063  |       | 0,021        | 0,011        | 1,484              |        |                   | 1,484   |
| Åsgard                | 3,901      | 1,970  |       | 0,125        | 0,055        | 3,901              |        |                   | 3,901   |
| Sum 1999              | 170,693    | 80,246 | 9,262 | 0,662        | 2,647        | 168,598            | 48,257 | 9,930             | 226,786 |
| Sum 1998              | 170,039    | 72,594 | 8,235 | 0,463        | 2,926        | 168,950            | 44,190 | 9,963             | 223,103 |
| Sum 1997              | 178,388    | 70,365 | 8,772 | 0,411        | 3,034        | 175,868            | 42,949 | 10,729            | 229,547 |
| Sum 1996              | 177,282    | 59,456 | 7,253 | 0,448        | 2,833        | 175,496            | 37,407 | 9,242             | 222,144 |
| Sum 1995              | 157,926    | 47,193 | 5,922 | 0,409        | 2,640        | 156,622            | 27,814 | 8,439             | 192,874 |
| Sum 1994              | 147,674    | 45,393 | 4,588 | 0,364        | 2,630        | 146,282            | 26,842 | 7,143             | 180,267 |
| Sum 1993              | 133,770    | 41,576 | 1,280 | 0,340        | 2,544        | 131,843            | 24,804 | 4,156             | 160,803 |
| Sum 1992              | 125,936    | 42,444 | 0,573 | 0,309        | 2,449        | 123,999            | 25,834 | 3,369             | 153,202 |
| Sum 1991              | 110,513    | 39,717 | 0,563 | 0,356        | 2,257        | 108,510            | 25,027 | 3,312             | 136,849 |
| Sum 1990              | 96,844     | 37,065 | 0,521 | 0,556        | 2,132        | 94,542             | 25,479 | 3,420             | 123,442 |
| Sum 1989              | 88,266     | 39,320 | 0,547 | 0,474        | 2,013        | 85,983             | 28,738 | 3,327             | 118,048 |
| Sum 1988              | 66,882     | 36,302 | 0,588 | 0,336        | 1,818        | 64,723             | 28,330 | 3,303             | 96,356  |
| Sum 1987              | 58,538     | 34,499 | 0,577 | 0,434        | 1,443        | 56,959             | 28,151 | 2,813             | 87,923  |
| Sum 1986              | 50,579     | 33,924 | 0,355 | 0,258        | 1,311        | 48,771             | 26,090 | 2,630             | 77,491  |

## 1.5 PETROLEUMSØKONOMI

### 1.5.1 LETEKOSTNADER

I 1999 ble det påbegynt 22 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1998 var 26. Det ble i 1999 påbegynt 15 undersøkelses- og 7 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1998 var henholdsvis 17 og 9. Gjennomsnittlig i perioden 1966 - 1999 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 21 og 8.

Figur 1.5.1 viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, funnevalueringer og administrasjon. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letetekostnader i årene 1980 - 1999 seg til ca 161 milliarder 1999-kroner.

Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for 1999 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 1.5.2 som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftene.

| Lete- og planleggingskostnader | Millioner kroner |
|--------------------------------|------------------|
| Leteboring                     | 2887             |
| Generelle undersøkelser        | 580              |
| Feltevalueringer               | 538              |
| Administrasjon <sup>1</sup>    | 1121             |
| <b>Totalt</b>                  | <b>5126</b>      |

<sup>1</sup>) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

I 1999 utgjør andelen letetekostnader til leteboring 57 prosent, mens tilsvarende tall for 1998 er 56 prosent. Andelen utgifter til generelle undersøkelser er 11 prosent i 1999 og 15 prosent i 1998. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk.

Figur 1.5.3 viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1999 ble det boret for rundt 2,9 milliarder kroner, og

Fig. 1.5.1. Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980

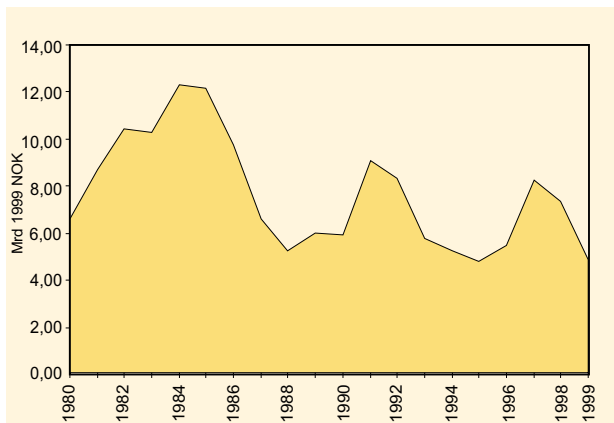


Fig. 1.5.2 Letetekostnader i 1999 fordelt på kostnadstyper

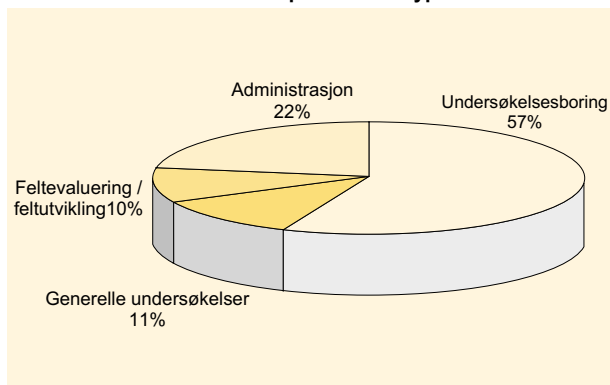


Fig. 1.5.3 Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn

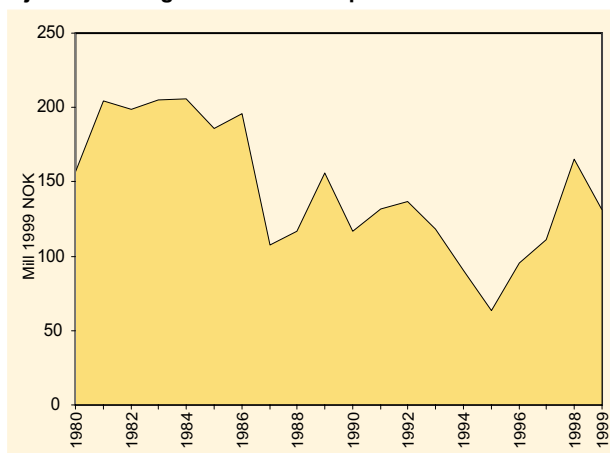
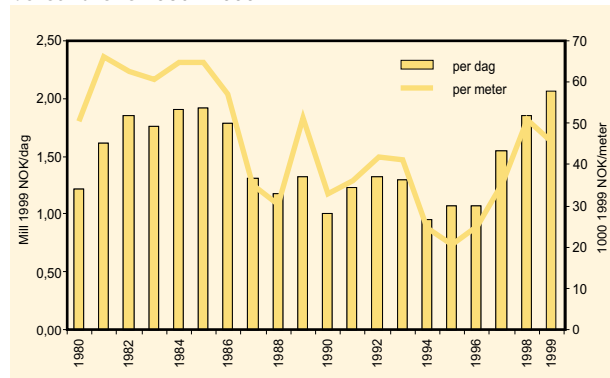


Fig. 1.5.4 Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1999



kostnaden per brønn er beregnet til ca 131 millioner kroner. Dette er en relativ nedgang i forhold til 1998 da borekostnadene per brønn var rundt 165 millioner kroner. De totale borekostnadene har imidlertid gått ned siden 1998 da det ble boret for rundt 4,3 milliarder kroner.

Figur 1.5.4 viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1999.

### 1.5.2 STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT

Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1985. Statoils eierinteresser ble da splittet i en andel til Statoil og en direkte økonomisk andel til Staten. Til og med 14. runde fikk normalt både Statoil og SDØE eierandeler i alle utvinningstillatelser som ble tildelt. Fra og med 15. runde ble det tildelt utvinningstillatelser uten deltakelse fra SDØE. Videre ble det tildelt andeler til SDØE uten at Statoil fikk tilsvarende. Statoil er ansvarlig for den operative og økonomiske oppfølging av statens direkte andeler. Et viktig hensyn ved utformingen av petroleumpolitikken har vært at staten skal hente inn en betydelig andel av grunnrenten i oljevirkosomheten. SDØE, sammen med petroleums-skattesystemet og utbyttet fra Statoil, utgjør statens inntekter fra petroleumsvirksomheten. Ordningen med SDØE innebærer at staten betaler en andel av investeringer og driftskostnader i prosjektet tilsvarende sin eierandel. Staten får på linje med alle andre rettighetshavere tilsvarende sin andel av produksjon og inntekter. Som en følge av betydelige eierandeler i de aller fleste utvinningstillatelsene er SDØE den største investoren på norsk sokkel, og er representert med vesentlige ressursvolumer i lete-, utbyggings- og driftsfasen.

### 1.5.3 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1999 anslått til 64,6 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) 20.12.1999). Dette tilsvarer vel 3,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år, og innebærer en reduksjon på 1,3 prosent fra 1998. Produksjonen fra OPEC-landene ble redusert med 4,7 prosent, fra 27,8 millioner fat per dag i 1998 til 26,5 millioner fat per dag i 1999. Produksjonen falt i alle OPEC-land unntatt Irak. Produksjonen utenfor OPEC falt også, med 0,8 prosent, eller vel 0,3 millioner fat per dag. Spesielt falt produksjonen i USA, Canada og Mexico, mens den økte i for eksempel Brasil, Storbritannia og Danmark.

Norges oljeproduksjon var i 1999 ca 2,9 millioner fat per dag. Dette tilsvarer 4,6 prosent av verdensproduksjonen. OPECs markedsandel var vel 41 prosent, ned ca ett prosentpoeng fra 1998.

Verdens påviste oljereserver var ved utgangen av 1999 i følge OGJ 161,5 milliarder Sm<sup>3</sup>, noe som medfører en reduksjon på 2,9 milliarder Sm<sup>3</sup> i løpet av året (-1,8 %). Dette er første gang siden 1992 at OGJ har justert ned reserveanslaget totalt. Den største justeringen skyldes Mexico, som alene har justert ned reservene med 3,1 milliarder Sm<sup>3</sup>, tilsvarende over 40 prosent. Også USA viser en større nedgang (-7 %). Vurdert ut fra reserveanslagene vil framtidens største oljeproduiserende område være Midtøsten. Midtøsten har 66,5 prosent av verdens oljereserver (+1,5 %). OPECs andel er 79 prosent.

I begynnelsen av 1999 var oljemarkedet preget av lave priser og store lagre. I midten av februar var oljeprisen i en kort periode under 10 dollar per fat, det vil si om lag 75 kroner. Oljeprisen steg deretter på grunn av forventninger om ytterligere produksjonskutt fra OPEC-landene, kutt som ble vedtatt den 23. mars. Oljeprisen fortsatte å øke utover året. I desember var prisen på det høyeste, ca 26 dollar per fat. De viktigste faktorene bak prisoppgangen er at OPEC har redusert produksjonen betydelig, og at den økonomiske veksten i Asia har begynt å ta seg opp.

Dette medførte at gjennomsnittlig, volumveid normpris for norskprodusert olje ble 18 dollar per fat; målt i kroner 141 kroner. Til sammenlikning var prisen i 1998 for norskprodusert olje i gjennomsnitt ca 96 kroner per fat (ca 12,7 dollar per fat).

### 1.5.4 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 1999 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania, Østerrike og Tsjekkia.

I 1999 utgjorde eksporten fra Norge 45,5 milliarder Sm<sup>3</sup>, en økning på ca 2,9 milliarder Sm<sup>3</sup> (6,8 %) gass fra året før. Gjennomsnittlig energiinnhold i den eksporterte gassen var 40,3 Mega Joule per kubikkmeter.

De første gassalgene var i hovedsak basert på uttømming av tilgjengelige reserver i det enkelte felt. Norge gikk inn i en ny epoke som gassleverandør 1. oktober 1993 da leveranser under Trollavtalene startet (TGSA). Dette er salgskontrakter som tilbyr kundene faste årlige volum, hvor også andre felt enn Troll har mulighet til å forestå leveranser. I forbindelse med Trollkontraktene har myndighetene opprettet Troll kommersiell modell som gir avsetningsmuligheter for assosiert gass og eventuelt mindre gassfelt.

#### Organisering av norsk gassforvaltning

Siden 1986 har salg av norsk gass vært koordinert av et felles gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga. Også andre selskap trekkes inn ved forhandlingene av gassalgskontrakter. I 1993 opprettet myndighetene Forsyningsutvalget (FU). Utvalget som består av de største gasseierne på norsk sokkel, skal ha en rådgivende funksjon overfor Olje- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og forvaltning av gassfelt og transportsystemer for gass.

#### Eksisterende forpliktelser

##### Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord og Gullfaks samt felt i Frigg- og Ekofiskområdet. Produksjonen fra disse feltene er nå i avtrappingsfasen. Gassleveransene fra Ekofisk- og Friggområdet startet i 1977, fra Statfjord i 1985, fra Heimdal i 1986, og Gullfaks i 1987. Gassen fra Friggområdet leveres til Storbritannia, mens de øvrige felt leverer til kjøpere på kontinentet.

**Trollavtalene fra 1986 (TGSA)**

TGSA ble inngått i 1986 mellom rettighetshaverne på Troll og kjøpere på kontinentet. Kjøperlandene er Tyskland, Nederland, Østerrike, Frankrike, Belgia og Spania. Trollavtalene utgjør på platå (2005), inkludert utøvde kjøpsopsjoner, 44,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

**Nyere forpliktelser**

I 1999 er det inngått avtale med det polske selskapet POGC. I tillegg er det i 1998 og 1999 inngått en rekke avtaler om korttidssalg med varighet fra en dag til flere måneder.

**Mulige nye salg**

Det er forventet at Norges totale gassalg på sikt kan nå ca 85 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Anslaget er basert på at kjøperne bestiller et volum som er identisk med «take or pay» forpliktelsene under de ulike kontraktene. Figur 1.5.5 viser forpliktete og mulige nye salg. Forpliktete volumer er fordelt mellom feltkontrakter, tildelte forsyningskontrakter og ikke-tildelte forsyningskontrakter. Det er Olje- og energidepartementet som tildeler volumer etter råd fra Oljedirektoratet og Forsyningsutvalget. I tillegg er det i 1999 lagt fram planer for bygging av et kraftverk i Skogn i Nord-Trøndelag. Planlagt forbruk av gass er 1,1 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

**Bruk av gass i Norge**

Olje- og energidepartementet la i 1995 fram en egen stortingsmelding om bruk av gass i Norge. Stortingsmeldingen redegjorde for regjeringens målsetting og mulighetene for bruk av naturgass i Norge.

Det viktigste norske gassmarkedet er markedet for

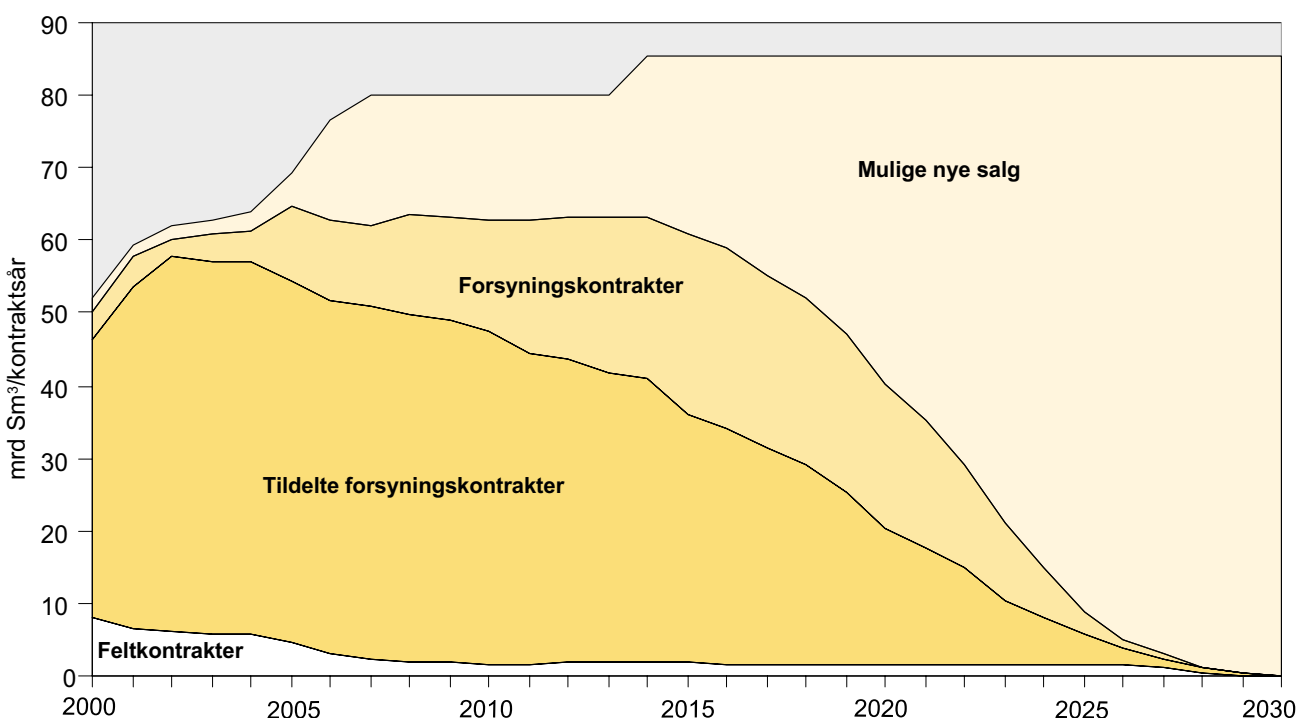
injeksjonsgass på kontinentalsokkelen. Gassen injiseres for å oppnå økt utvinning av olje. De største brukerne er Oseberg, Åsgard, Staffjord, Gullfaks, Njord, Snorre og Visund. I tillegg er gass den viktigste energikilden for drift av felt og transportsystemer. Det er primært gass produsert fra eget felt som benyttes. Samlet ble det i 1999 brukt 28,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til injeksjon og 2,65 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til brensel på sokkelen.

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Gassen ilandføres til Kårstø i Nord-Rogaland, til Kollsnes i Hordaland og Tjeldbergodden i Møre og Romsdal.

I Nord-Rogaland er det inngått avtale om mindre leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Alle kundene til Gasnor brukte tidligere fyringsolje som energikilde. Leveranser startet i 1994. Selskapet Naturgass Vest har startet utbygging av distribusjonsnett for naturgass fra Kollsnes i Øygarden. Første byggetrinn er en høytrykksgassledning fra Kollsnes gassanlegg til Kollsnes næringspark. Denne ble fullført høsten 1999. Det vil bli etablert produksjon av komprimert naturgass til bruk for busser og andre kjøretøy med planlagt oppstart av tre fyllestasjoner i februar 2000. Tilknytning av første industrielle kunde er også planlagt til februar 2000.

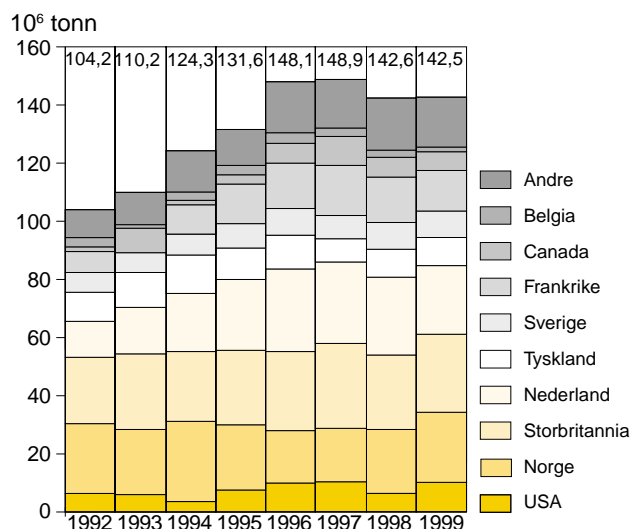
I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har fått konsesjon for utbygging og drift av to gasskraftverk, men prosjektene gir i dag ikke lønnsomhet blant annet på grunn av strenge rensekraftverkene er planlagt etablert på Kårstø og på Kollsnes. Samlet forbruk av gass i de planlagte gasskraftverkene er 0,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass per år.

**Figur 1.5.5**  
Forpliktete og mulige nye salg av gass.





**Figur 1.5.6**  
Råoljesalget fordelt på land i perioden 1992 - 1999



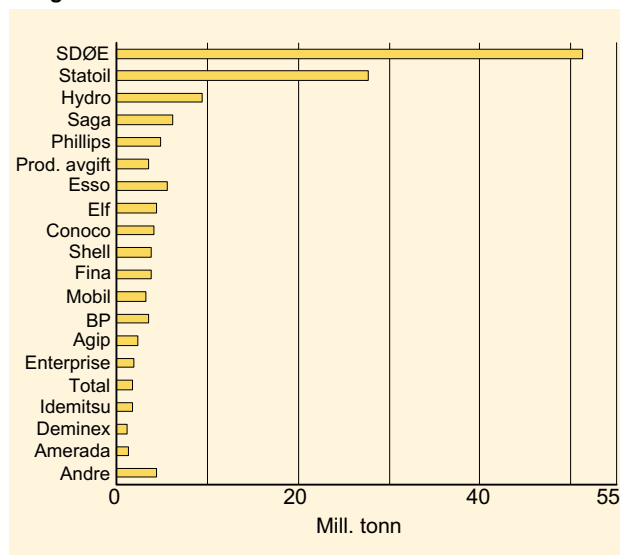
### 1.5.5 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 1999 solgt 142,5 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en nedgang på 0,1 prosent i forhold til 1998. Storbritannia var den største mottaker med 18,9 prosent av skipningene, Norge mottok 17,1 prosent, Nederland 16,7 prosent, Frankrike 9,8 prosent og Tyskland 6,7 prosent. I 1998 mottok Norge 15,5 prosent. Figur 1.5.6 viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1981 -1999. Fram til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen andre.

Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1999 opp i 7,7 millioner tonn. Dette er 0,5 millioner tonn mer enn i 1998. Figur 1.5.7 viser salget av råolje og NGL i 1999, fordelt på rettighetshavere.

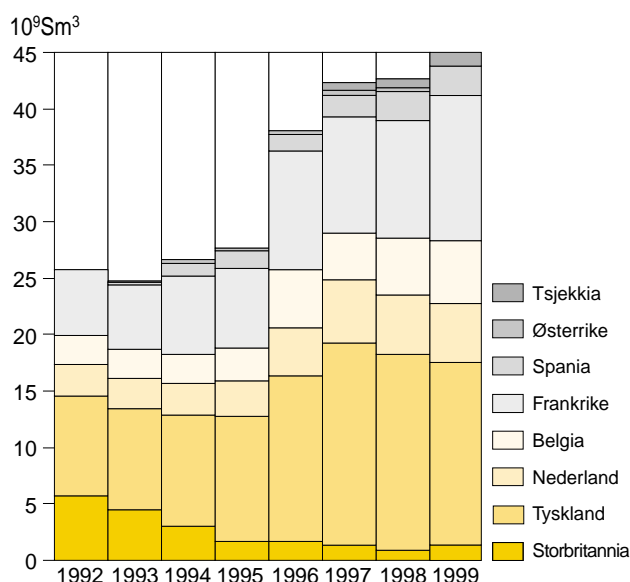
Norge eksporterte 45,5 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i 1999. Dette

**Figur 1.5.7**  
Solgt råolje og NGL (eksklusiv kondensat) per rettighetshaver i 1999



er en oppgang på 6,8 prosent i forhold til 1998. Det ble solgt 16,1 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 1,4 milliarder Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 12,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 5,2 milliarder Sm<sup>3</sup> til Nederland, 5,6 milliarder Sm<sup>3</sup> til Belgia, 2,5 milliarder Sm<sup>3</sup> til Spania, 1,3 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tsjekkia og 0,5 milliarder Sm<sup>3</sup> til Østerrike, (Figur 1.5.8).

**Figur 1.5.8**  
Salg av gass fordelt på land



### 1.5.6 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i petroleumsløven. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdet avskjningspunkt. Ettersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskjningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

Det skal ikke betales produksjonsavgift av produksjon fra forekomster hvor plan for utbygging og drift godkjennes eller krav til plan for utbygging og drift frafaller etter 1. januar 1986, jf. petroleumsløven § 4-9.

Fortolkning og praktisering av gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter både juridiske, økonomiske, prosess tekniske og måletekniske problemstillinger.

Fra 1. januar 1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf. petroleumsforskriften § 31. Dette innebærer at det fra den dato kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

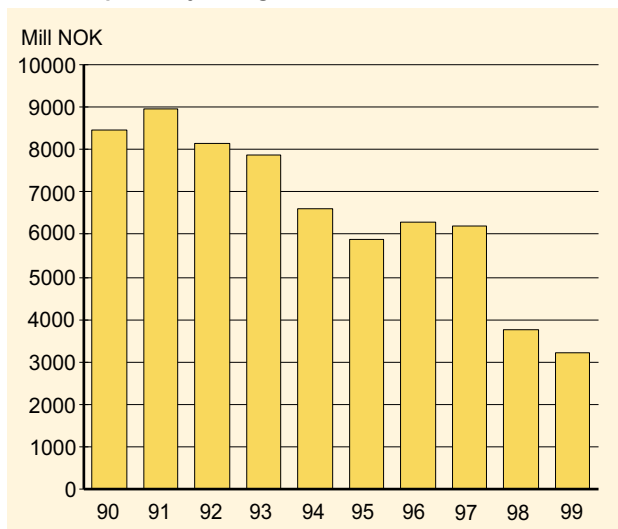
Regjeringen har i St.prp. nr. 1 (1999-2000) gått inn for en gradvis nedtrapping av produksjonsavgiften fra og med 1.1.2000. Feltene Heimdal, Tor og Murchison vil få fjernet produksjonsavgiften allerede fra 1.1.2000. Produksjonsavgiften trappes ned over 3 år for feltene Statfjord, Ula og Valhall, mens den for feltene Oseberg og Gullfaks vil bli trappet ned over 6 år.

Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskipningspunktet, og NGL først blir utskilt på et senere stadium, vil det for de felt dette gjelder bli betalt produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskipningspunktet er en del av gassen.

**Total produksjonsavgift**

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1999 innbetalt kroner 3 221 857 609,- i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.5.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1998 og 1999. Figur 1.5.9 viser innbetalt produksjonsavgift i perioden 1990 - 1999.

**Figur 1.5.9**  
Innbetalt produksjonsavgift 1990-1999



**Tabell 1.5.1**  
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1998 og 1999 (millioner NOK)

| Produkt    | Felt/område                    | 1998           | 1999           |
|------------|--------------------------------|----------------|----------------|
| Olje       | Ekofiskområdet, Ula og Valhall | 1 247,7        | 563,9          |
|            | Statfjord                      | 1 248,7        | 1312,1         |
|            | Murchison                      | 19,5           | 0,8            |
|            | Heimdal                        | 10,8           | 0,7            |
|            | Oseberg                        | 662,5          | 817,7          |
| NGL        | Gullfaks                       | 524,8          | 518,9          |
|            | Ekofiskområdet                 | 33,2           | 3,7            |
|            | Valhall                        | 5,7            | 3,6            |
|            | Ula                            | 1,2            | 0,1            |
|            | Murchison                      | 0,8            | 0,4            |
| <b>Sum</b> |                                | <b>3 754,9</b> | <b>3 221,9</b> |

**Produksjonsavgift for olje**

Det er i 1999 innbetalt kroner 3 214 106 169,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet (Torfeltet) og feltene Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 1.5.2. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje, men Olje- og energidepartementet har besluttet at avgift på olje fra Heimdal skal tas i kontanter fra og med 1. april 1993. Salg av statens avgiftsolje foretas av

Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedsvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet. Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med hele 32 prosent i 1999 dels på grunn av lavere produksjon på de feltene hvor det er produksjonsavgift, men også på grunn av opphør av produksjonsavgift på Ekofisk (utvinningstillatelse 018) fra og med 7. august 1998 i forbindelse med oppstart av det nye prosessanlegget (Ekofisk II). Lavere produksjon har også medført at avgiftssatsen har blitt redusert på enkelte felt. Men den betydelige nedgangen i mottatt mengde avgiftsolje er delvis kompensert av høyere oljepriser i 1999 i forhold til 1998. Innbetalt produksjonsavgift på olje er således redusert med 13,5 prosent.

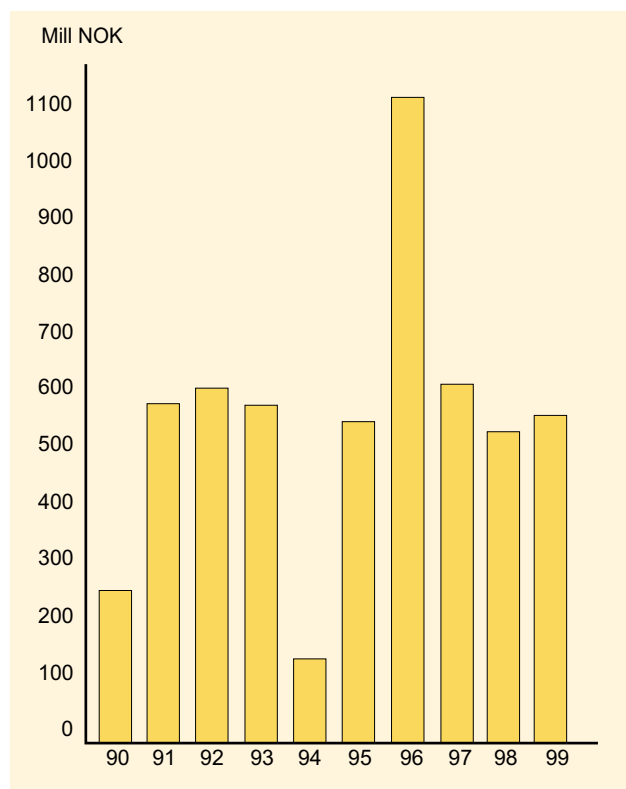
**Produksjonsavgift for NGL**

Det er i 1999 innbetalt kroner 7 751 440,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 1.5.2 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte felt/grupper.

Det er skjedd en reduksjon i innbetalt avgift på NGL fra 1998 til 1999 på nær 81 prosent. Hovedgrunnen til denne betydelige reduksjonen er opphøret av produksjonsavgift på Ekofisk fra og med 7.8.1998.

**Figur 1.5.10**  
Innbetalt arealavgift 1990-1999



**Tabell 1.5.2**  
Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)

| Felt/område                    | 1. halvår            | 2. halvår            | Totalt 1999          |
|--------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Ekofiskområdet, Ula og Valhall | 125 958 967          | 437 916 366          | 563 875 333          |
| Staffjord                      | 502 448 720          | 809 622 307          | 1 312 071 027        |
| Murchison                      | 394 081              | 447 849              | 841 930              |
| Heimdal                        | 26 395               | 665 930              | 692 325              |
| Oseberg                        | 343 493 262          | 474 236 375          | 817 729 637          |
| Gullfaks                       | 230 636 211          | 288 259 706          | 518 895 917          |
| <b>Sum</b>                     | <b>1 202 957 636</b> | <b>2 011 148 533</b> | <b>3 214 106 169</b> |

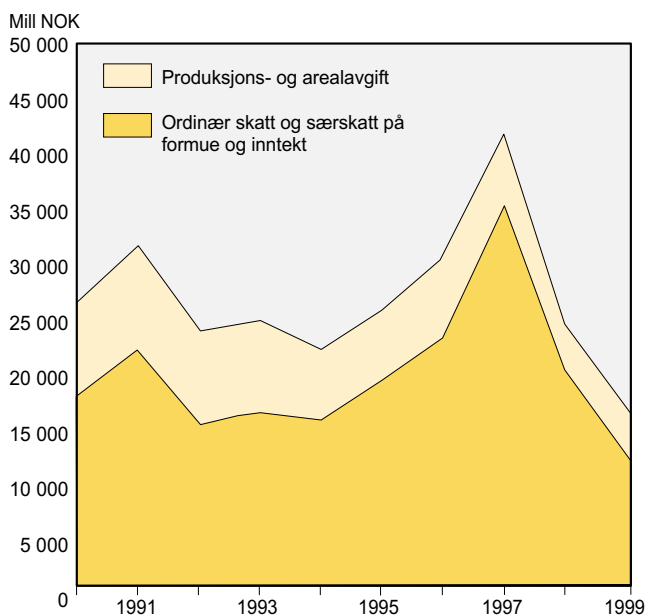
**Tabell 1.5.3**  
Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)

| Felt/område          | 1. halvår        | 2. halvår        | Totalt 1999      |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|
| Ekofiskområdet       |                  |                  |                  |
| Phillipsgruppen      | 3 083 351        | 625 309          | 3 708 660        |
| Amocogruppen (Tor)   | 833              | -                | 833              |
| Sum Ekofiskområdet   | 3 084 184        | 625 309          | 3 709 493        |
| Valhall              | 2 894 830        | 656 827          | 3 551 657        |
| Ula                  |                  | 88 027           | 88 027           |
| Murchison            | 113 238          | 289 025          | 402 263          |
| <b>Sum alle felt</b> | <b>6 092 252</b> | <b>1 659 188</b> | <b>7 751 440</b> |

### 1.5.7 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1999 innkrevd kroner 626 198 203,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på de ulike tildelingsår som vist i tabell 1.5.4.

**Figur 1.5.11**  
Totalt innbetalte skatter og avgifter 1990 - 1999



Oljedirektoratet har refundert kroner 64 914 382,- i arealavgift i 1999. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 018B, 019A, 019B, 033, 037, 050, 053 og 079.

Figur 1.5.10 viser netto innbetalt arealavgift 1990 - 1999. Produksjons- og arealavgiften for 1999 utgjorde 24 prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel var i 1989 med 53 prosent. Figur 1.5.11 viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1990 - 1999.

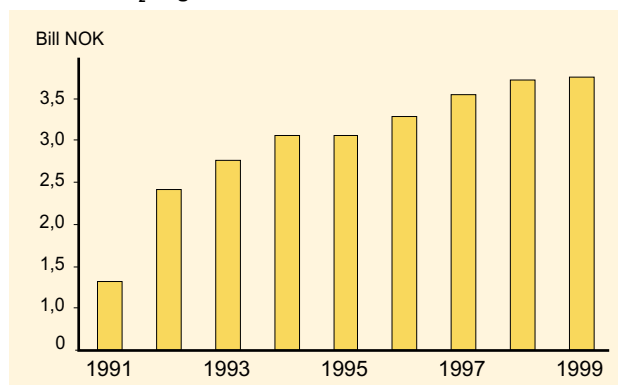
### 1.5.8 CO<sub>2</sub>-AVGIFT

Lov 21. desember 1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen trådte i kraft 1. januar 1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO<sub>2</sub>-avgiften og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven. Avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass eller ren CO<sub>2</sub> som slippes ut til luft på innretning som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. CO<sub>2</sub>-loven pålegger også selskapene å beregne avgift for aktivitet på norske innretninger for transport av petroleum som strekker seg utover kontinentalsokkelen. For felt som strekker seg over midtlinjen i forhold til annen stat, beregnes CO<sub>2</sub>-avgiften kun av norske eierandeler.

**Tabell 1.5.4**  
Arealavgift fordelt på utvinningstillatelser

| Arealavgift   |                    |
|---------------|--------------------|
| Tildelingsår  | NOK                |
| 1965          | 69 073 890         |
| 1969          | 41 586 457         |
| 1971          | 3 900 600          |
| 1973          | 19 810 000         |
| 1975          | 7 350 000          |
| 1976          | 25 536 000         |
| 1977          | 5 897 400          |
| 1978          | 14 658 000         |
| 1979          | 56 112 000         |
| 1981          | 14 136 888         |
| 1982          | 19 993 400         |
| 1983          | 33 390 000         |
| 1984          | 72 646 000         |
| 1985          | 48 608 614         |
| 1986          | 32 889 291         |
| 1987          | 14 180 350         |
| 1988          | 40 728 907         |
| 1989          | 28 172 753         |
| 1991          | 34 510 939         |
| 1992          | 714 886            |
| 1993          | 31 261 325         |
| 1995          | 1 442 000          |
| 1998          | 9 598 504          |
| <b>Totalt</b> | <b>626 198 204</b> |

**Figur 1.5.12**  
Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift 1991-1999 i mrd kroner

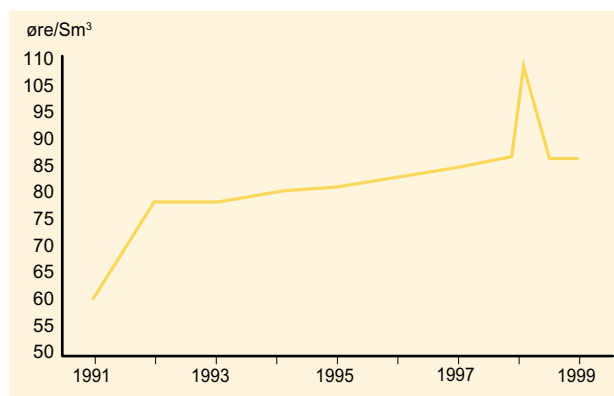


CO<sub>2</sub>-avgiften var i 2. halvår 1998 og i 1. halvår 1999 satt til henholdsvis kroner 1,07 og 0,89 per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 1,07 og 0,89 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.oktober og 1.april i det påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og

**Tabell 1.5.5**  
Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift i 1. og 2. halvår 1999 (NOK)

| Felt:                     | 1.halvår             | 2.halvår             | Totalt 1999          |
|---------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Ekofiskområdet            | 277 955 719          | 182 532 277          | 460 487 996          |
| Friggområdet              | 14 781 355           | 10 355 044           | 25 136 399           |
| Gullfaks A+B+C            | 196 633 990          | 153 707 289          | 350 341 279          |
| Yme                       | 22 129 927           | 20 403 432           | 42 533 359           |
| Gyda                      | 17 771 745           | 14 437 370           | 32 209 115           |
| Heimdal                   | 21 013 730           | 17 452 010           | 38 465 740           |
| Hod                       | 85 012               | 81 662               | 166 674              |
| Murchison                 | 11 211 673           | 8 568 093            | 19 779 766           |
| Oseberg A+B+C             | 176 292 130          | 136 558 930          | 312 851 060          |
| Oseberg Øst               | 0                    | 9 704 560            | 9 704 560            |
| Braçe                     | 41 730 000           | 32 012 410           | 73 742 410           |
| Sleipner                  | 129 790 862          | 122 837 905          | 252 628 767          |
| Stafjord A+B+C            | 278 969 656          | 220 030 032          | 498 999 688          |
| Ula                       | 30 037 257           | 24 874 158           | 54 911 415           |
| Valhall                   | 61 258 472           | 49 738 022           | 110 996 494          |
| Varø                      | 1 868 793            | 32 455 184           | 34 323 977           |
| Veslefrikk                | 39 107 613           | 22 340 151           | 61 447 764           |
| Visund                    | 0                    | 32 172 610           | 32 172 610           |
| Snorre                    | 88 098 448           | 79 381 059           | 167 479 507          |
| Draugen                   | 34 414 340           | 28 694 037           | 63 108 377           |
| Troll A                   | 1 906 474            | 456 539              | 2 363 013            |
| Troll B                   | 71 386 120           | 55 566 260           | 126 952 380          |
| Heidrun                   | 78 382 459           | 63 110 909           | 141 493 368          |
| Njord A                   | 36 354 320           | 31 627 040           | 67 981 360           |
| Norne                     | 69 757 334           | 60 366 505           | 130 123 839          |
| Åsgard                    | 0                    | 48 516 831           | 48 516 831           |
| Ekofisk omløp             | 6 630 234            | 0                    | 6 630 234            |
| <b>Transportsystemer:</b> |                      |                      |                      |
| Norpipe                   | 53 203 176           | 36 422 628           | 89 625 804           |
| Statpipe                  | 3 590 125            | 2 709 865            | 6 299 990            |
| <b>Sum</b>                | <b>1 764 360 964</b> | <b>1 497 112 812</b> | <b>3 261 473 776</b> |

**Figur 1.5.13**  
Avgiftssats for CO<sub>2</sub> - avgiften (øre/Sm<sup>3</sup>)





innretninger. Tabell 1.5.5 viser totalt innbetalt avgift i 1999. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 3 261 473 776,- i 1999. Figur 1.5.12 viser de årlige innbetalinger av CO<sub>2</sub>-avgift for 1991-99 og Figur 1.5.13 viser endringene i avgiftssatsen.

## 1.6 UNDERSØKELSESTILLATELSER

### 1.6.1 TILLATELSER TIL UNDERSØKELSE ETTER PETROLEUM

Det er per 31.12.1999 tildelt 260 undersøkelsestillatelser totalt. Slike tillatelser tildeles i henhold til petroleumsloven og har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1999:

| Selskap                                   |     |
|---|-----|
| Aker Geo ASA                              | 253 |
| Mobil Exploration Norway Inc.             | 254 |
| Petroleum Geo-Services ASA (PGS)          | 255 |
| GECO A.S                                  | 256 |
| Phillips Petroleum Company Norway         | 257 |
| Norsk Agip A/S                            | 258 |
| Esso Exploration and Production Norway AS | 259 |
| Arne Lund                                 | 260 |

Tabell 1.6.1  
Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

| Tillatelse | Navn  | Arbeidsfelt |         |                                     | Område   |
|------------|---|-------------|---------|-------------------------------------|--|
|            |   | Geofysikk   | Geologi | Andre                               |  |
| 317/99     | University of Hamburg, Institut für Meereskunde       |             | X       | Hydrografisk                        | Skagerrak, Nordsjøen                             |
| 318/99     | Odense Universitet, Biologisk Institut                |             |         | Biologi                             | Skagerrak  |
| 319/99     | Danmarks Fiskeriundersøgelser                         |             |         | Hydrografisk                        | Skagerrak  |
| 320/99     | Gøteborgs Universitet                                 |             |         | Hydrografisk                        | Skagerrak  |
| 321/99     | Universitetet i Tromsø, Institutt for Geologi         |             |         | Biologi Maringeologisk              | Bjørnøyvifta, Vøring-platået                     |
| 322/99     | Alfred Wegner Institut für Polar- und Meeresforschung | X           | X       | Biologi                             | Barentshavet/<br>Grønlandshavet                  |
| 323/99     | Universitetet i Tromsø, Institutt for Geologi         |             |         | Maringeologisk                      | Malangen, Balsfjord, Ullsfjord og Lyngen i Troms |
| 324/99     | Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie         |             | X       | Hydrografisk                        | Nordsjøen, Norskehavet                           |
| 325/99     | Institut für Meereskunde an der Universität Kiel      |             | X       | Biologisk, Hydrografisk, Geokjemisk | Midt-Norge, Norskerenna                          |
| 326/99     | Institut Français pour la Recherche                   |             |         | Hydrografisk, Klimatisk             | Norskehavet/<br>Grønlandshavet, Troms            |
| 327/99     | Netherlands Institute for Sea Research                |             |         | Biokjemisk                          | Nordsjøen, Skagerrak                             |
| 328/99     | Netherlands Institute for Sea Research                |             |         | Klimaundersøkelse, Bunnprøver       | Drammensfjorden                                  |
| 329/99     | Universitetet i Tromsø                                |             |         | Maringeologisk                      | Andfjorden, Malangsdjupet, Malangsfjorden        |

### 1.6.2 TILLATELSER TIL VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

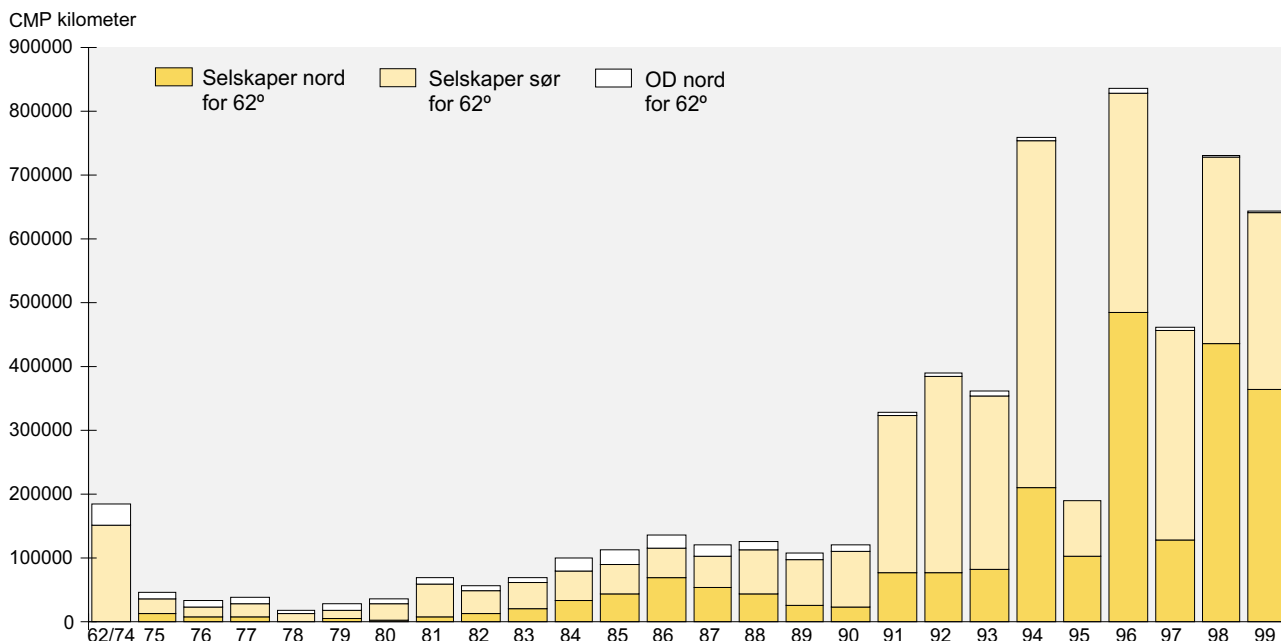
Per 31.12.1999 er det gitt 329 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske delen av kontinentalsokkelen. Slike tillatelser gis i henhold til lov om vitenskapelig utforskning. Det fremgår av tabell 1.6.1 at det i 1999 er gitt 13 slike tillatelser.

### 1.7 UTVINNINGSTILLATELSER

#### Nordsjøtildelingen

I juni 1999 ble 14 utvinningstillatelser tildelt i Nordsjøen. 11 av disse var i nye områder. De resterende 3 var tilleggsarealer til eksisterende funn eller felt. Disse var utvinnings-tillatelsene 050 C, 055 B og 249, som var tilleggsarealer til henholdsvis 34/10-23 Gamma (Gullfaks), Brage og 25/4-6 S Vale. Til sammen utgjorde tildelingen 22 blokker eller deler av blokker.

**Fig 1.8.1**  
Seismikk innsamlet på norsk kontinentalsokkel 1962 - 1999



### Tildelinger utenfor tildelingsrunder

I 1999 ble det tildelt 4 utvinningstillatelser utenfor tildelingsrunder. En av disse, utvinningstillatelse 250, var et tilleggsareal til funnet 6305/8-1 Ormen Lange. De tre andre var fradelinger, der en del av arealet i eksisterende utvinningstillatelser ble fradelte og tildelt som nye utvinningstillatelser. I dette tilfellet gjelder det tillatelsene 001 B, 027 B og 028 B.

## 1.8 UNDERSØKELSESAKTIVITET

### 1.8.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble totalt samlet inn 640 866 km seismikk på norsk sokkel i 1999. Antall km refererer til cmp-linjekilometer.

Til sammen ble det samlet inn 276 777 km seismikk i Nordsjøen, 362 953 km i Norskehavet og 1 136 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet inn 3069 km, mens oljeselskaper og seismiske kontraktører samlet inn 637 797 km. Av dette samlet norske oljeselskaper inn 94 492 km og utenlandske selskaper 46 010 km. Kontraktørselskapene Aker-Geo, Geco, Fugro-Geoteam, Nopec, PGS Western Geophysical samlet inn 497 295 km for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 604 881 km; 276 189 km i Nordsjøen og 328 692 i Norskehavet. Det ble ikke samlet inn 3D-seismikk i Barentshavet i 1999. Figur 1.8.1 viser utviklingen med hensyn til innsamlet antall cmp-linjekilometer seismikk.

## 1.9 LETEAKTIVITET

### 1.9.1 LETEBORING

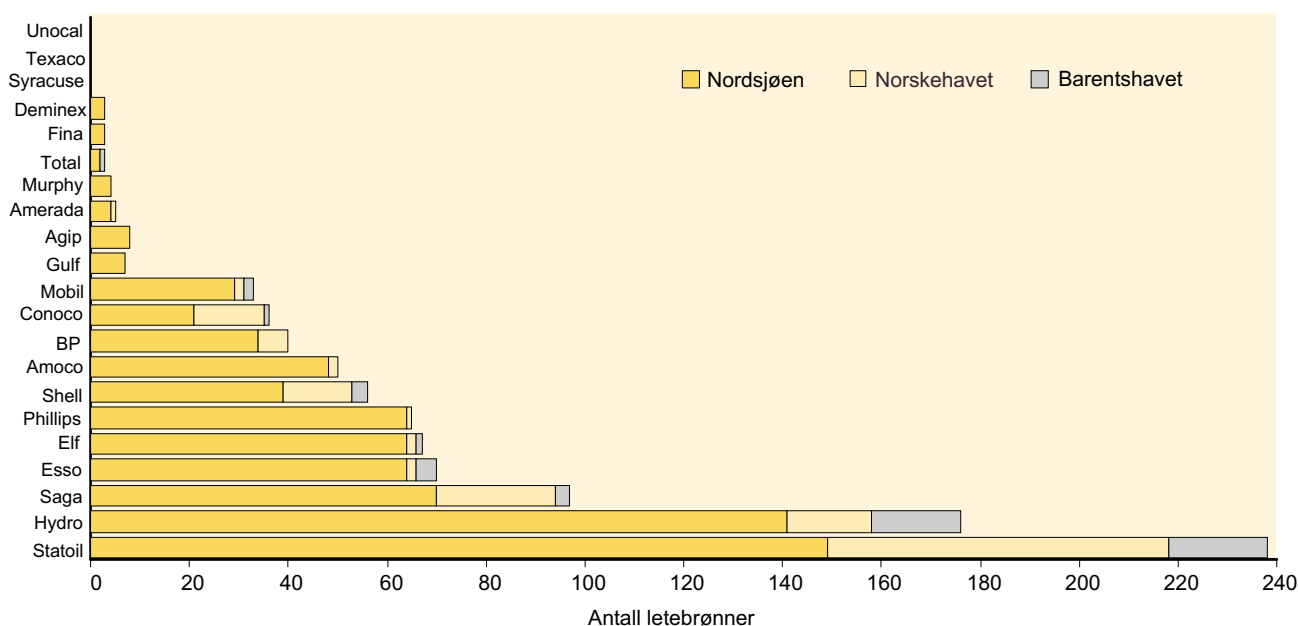
Ved årsskiftet 1998/1999 var fire letebrønner under boring, en av disse var en gjenåpning.

I 1999 er det påbegynt 22 letebrønner, fordelt på 15 undersøkelsesbrønner og syv avgrensingsbrønner. Borevirkningsheten i 1999 har vært fordelt med seks undersøkelses- og fem avgrensingsbrønner i Nordsjøen og ni undersøkelses- og to avgrensingsbrønner i Norskehavet. I tillegg ble to midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner, begge i Nordsjøen. Ved årsskiftet 1999/2000 var ingen letebrønner under boring. Per 31.12.1999 var det totalt påbegynt 964 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 688 undersøkelses- og 276 avgrensingsbrønner. Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap er vist i figur 1.9.1.

27 letebrønner ble avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel i 1999. To av disse var gjenåpninger for videre operasjoner. Letebrønnene er fordelt med 18 undersøkelsesbrønner og 9 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: Åtte undersøkelses- og seks avgrensingsbrønner i Nordsjøen, og ti undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Norskehavet. Fordelingen av operatøransvaret for brønnene som ble avsluttet eller midlertidig forlatt i 1999 har vært som følger: Statoil ni, Saga syv, Esso tre, BP Amoco og Shell to hver og Phillips, Amoco og Conoco en hver.

En undersøkelsesbrønn bores for å undersøke om det finnes petroleum i en ny og klart definert geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser. Avgrensingsbrønn bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumforekomst som allerede er påvist ved hjelp av en undersøkelsesbrønn. Alle lete-

**Figur 1.9.1**  
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



brønner har en av disse klassifiseringene ved påbegynnelse. Dersom det senere viser seg at en brønn ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen den er gitt, blir den reklassifisert. 76 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel. 72 fra undersøkelses- til avgrensingsbrønner og fire fra avgrensings- til undersøkelsesbrønner.

Per 31. desember 1999 var 964 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 620 undersøkelses- og 344 avgrensingsbrønner (figur 1.9.2).

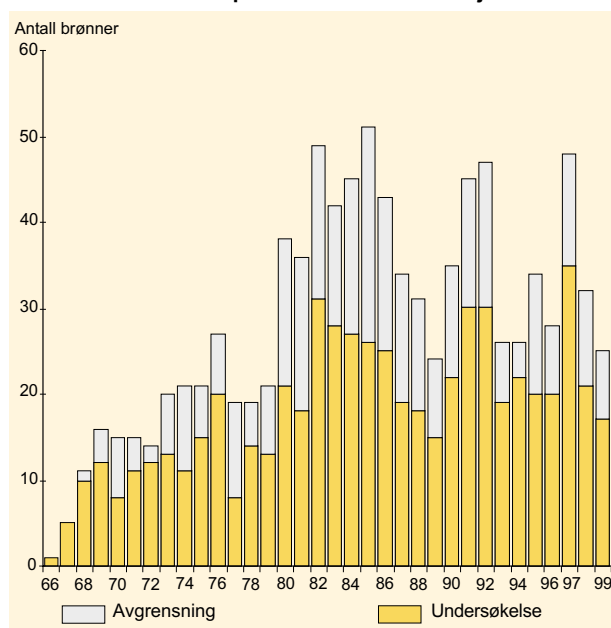
Totalt er 49 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt. De midlertidig forlatte letebrønnene, med utstyr plassert på havbunnen er:

|            |             |               |
|------------|-------------|---------------|
| 1/03-09 S  | 25/08-11    | 34/08-04 A    |
| 2/01-09 A  | 25/11-16    | 34/10-34      |
| 2/01-11    | 25/11-21 A  | 34/10-37 A    |
| 2/04-15 S  | 30/02-01    | 34/11-02 S    |
| 2/04-17    | 30/03-04    | 35/09-04 S    |
| 2/07-23 S  | 30/08-01 SR | 6305/05-01    |
| 2/07-25 S  | 30/09-07    | 6406/02-02    |
| 2/07-31    | 30/09-08 R  | 6406/02-06    |
| 2/10-02    | 30/09-09    | 6407/07-02 R  |
| 2/12-02 S  | 30/09-10    | 6407/07-04    |
| 7/12-08    | 30/09-12 A  | 6504/11-05 S  |
| 7/12-09    | 30/09-13 S  | 6506/12-08    |
| 15/12-10 S | 31/02-16 SR | 6506/12-11 SR |
| 25/02-13   | 31/02-18 A  | 6507/05-01    |
| 25/04-06 S | 31/05-04 AR | 6507/08-04    |
| 25/05-04   | 31/05-05    |               |
| 25/08-06   | 31/04-07    |               |

## 1.9.2 LETEMÅL

Leteaktiviteten har i 1999 i stor grad vært rettet mot sandsteinsprospekter av jura alder. Av de 28 letebrønnene som ble påbegynt i 1999, hadde 24 jura som hovedprospekt, tre hadde tertiær og en hadde kritt som hovedprospekt.

**Fig. 1.9.2**  
Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon



## 1.9.3 NYE FUNN I 1999

Det er gjort 5 funn, hvorav to er bekreftet gjennom formasjonstesting. To funn er gjort i Nordsjøen og tre i Norskehavet (tabell 1.9.2).

## 1.9.4 NÆRMERE BESKRIVELSE AV BORINGENE I 1999

### Sørlige Nordsjø

Tre undersøkelsesbrønner (figur 1.9.3) ble avsluttet i den sørlige delen av Nordsjøen i 1999 (tabell 1.9.3). Det ble gjort to funn i området.

**Tabell 1.9.2**  
Nye funn i 1999

| Letebrønn | Operatør | Hydrokarbontype | Reservoar-nivå              | Formasjons-testet | Strømningsrate (per dag)                                 | Dyse-åpning | Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Olje/kondensat (mill Sm <sup>3</sup> ) | Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Gass (mrd Sm <sup>3</sup> ) |
|-----------|----------|-----------------|-----------------------------|-------------------|--|-------------|---|--|
| 9/2-9 S   | Statoil  | olje            | tidlig-og mellomjura        | nei               |  |             | <1  |  |
| 2/7-31    | Phillips | olje/gass       | tidlig- og mellomjura. perm | ja                | 283 Sm <sup>3</sup> olje<br>120000 Sm <sup>3</sup> gass  | 6,3 mm      | 2-6   | 2-5  |
| 6507/3-3  | Statoil  | gass            | tidlig- og mellomjura       | nei               |  |             |   | 15-20  |
| 6407/9-9  | Shell    | olje            | tidligjura                  | nei               |  |             | <1  |  |
| 6407/9-9  | Shell    | olje/gass       | mellomjura                  | nei               |  |             | < 1   | 1,6  |
| 6406/2-7  | Saga     | gass/kond       | Jura                        | ja                | 496 000 Sm <sup>3</sup> gass og 678 Sm <sup>3</sup> kond | 12,7 mm     | 40 -50 kondensat  | 40 -55   |

Brønn 2/7-31, som ble boret på Ebbastrukturen vest for Eldfiskfeltet, påtraff olje og gass. Brønnen ble formasjonstestet, og en stabilisert produksjonsrate ble målt til 283 Sm<sup>3</sup> olje og 120 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en dyse-åpning på 6,35 mm.

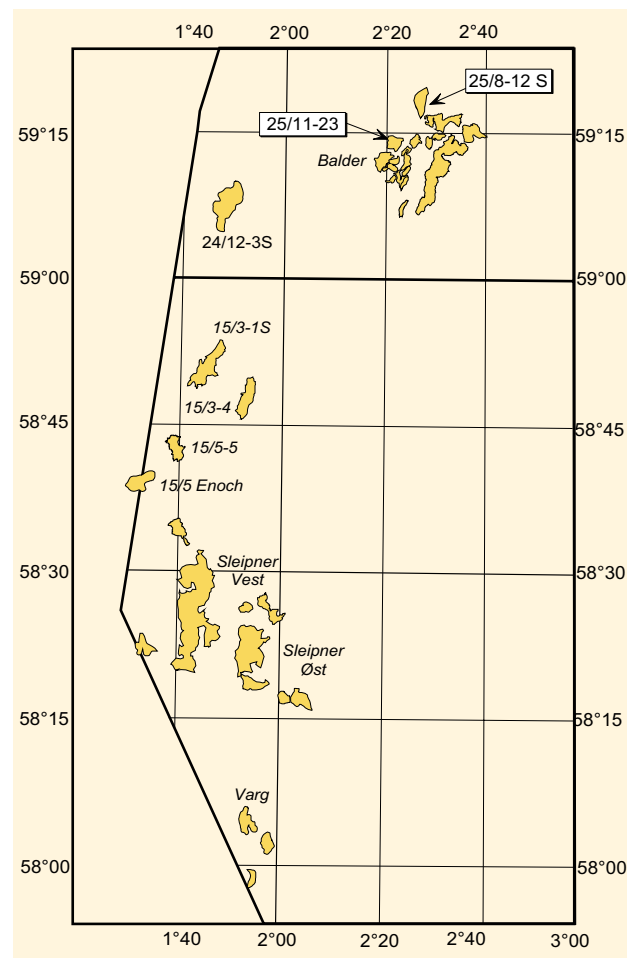
Brønn 9/2-9 S, som ble boret på et segment på Betastrukturen vest for Ymefeltet, påtraff olje. Brønnen ble ikke testet. Den er nå reklassifisert til produksjonsbrønn.

### Midtre Nordsjø

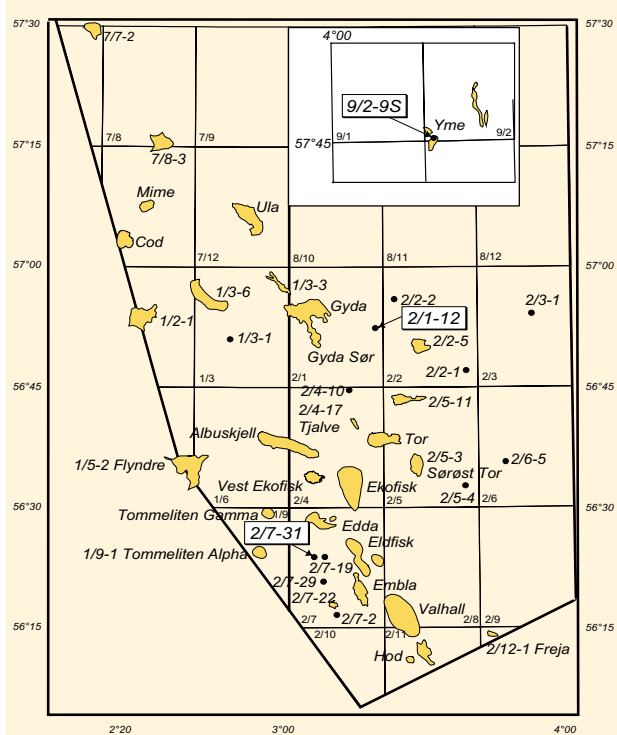
Seks letebrønner ble avsluttet i området Midtre Nordsjø i 1999 (figur 1.9.4 og 1.9.5). Tre er undersøkelsesbrønner

og tre er avgrensingsbrønner. Ingen av de tre undersøkelsesbrønnene påviste produserbare hydrokarboner. De tre avgrensingsbrønnene ble alle boret i Balderområdet, og som resultat av 25/8-12 A og S og 25/11-23 er

**Figur 1.9.4**  
Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet



**Figur 1.9.3**  
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø



Tabell 1.9.3 Letebrønner boret i sørlige Nordsjø

| Letebrønn | Type brønn   | Utvinnings-tillatelse | Operatør | Totalt vertikalt dyp (MSL) | Totalt dyp (alder) | Status (31.12.1999) |
|-----------|--------------|-----------------------|----------|----------------------------|--------------------|---------------------|
| 2/1-12    | undersøkelse | 019C                  | BP Amoco | 3550                       | jura               | tørr                |
| 2/7-31    | undersøkelse | 018                   | Phillips | 4968                       | perm               | olje/gass           |
| 9/2-9 S   | undersøkelse | 114                   | Statoil  | 4367                       | jura               | olje                |

Tabell 1.9.4 Letebrønner boret i midtre Nordsjø i 1999

| Letebrønn | Type brønn   | Utvinnings-tillatelse | Operatør | Totalt vertikalt dyp (MSL) | Totalt dyp (alder) | Status (31.12.1999) |
|-----------|--------------|-----------------------|----------|----------------------------|--------------------|---------------------|
| 25/6-3    | undersøkelse | 245                   | Statoil  | 2350                       | kritt              | tørr                |
| 25/8-12 S | avgrensning  | 001                   | Esso     | 2073                       | trias              | olje                |
| 25/8-12 A | avgrensning  | 001                   | Esso     | 2133                       | trias              | olje                |
| 25/11-23  | avgrensning  | 001                   | Esso     | 1911                       | jura               | olje                |
| 30/6-25 S | undersøkelse | 053                   | Hydro    | 2935                       | tidligjura         | tørr                |
| 35/8-4    | undersøkelse | 195                   | BP Amoco | 3701                       | øvre jura          | tørr                |
| 35/10-3   | undersøkelse | 173                   | Statoil  | 2223                       | kritt              | tørr                |

Tabell 1.9.5 Letebrønner boret i Tampenområdet i 1999

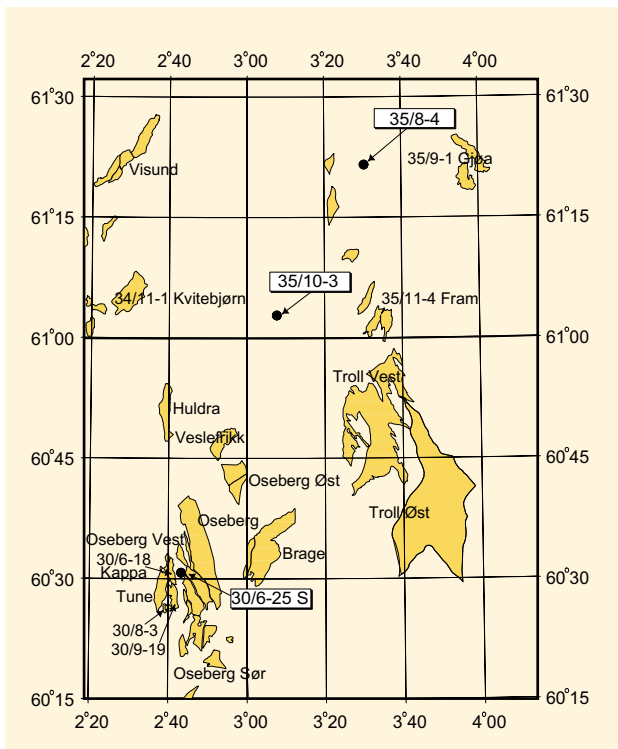
| Letebrønn  | Type brønn  | Utvinnings-tillatelse | Operatør | Totalt vertikalt dyp (MSL) | Totalt dyp (alder) | Status (31.12.1999) |
|------------|-------------|-----------------------|----------|----------------------------|--------------------|---------------------|
| 34/7-29 SR | avgrensning | 089                   | Saga     | 2823                       | mellomjura         | olje                |
| 34/11-4    | avgrensning | 193                   | Statoil  | 4414                       | tidligjura         | gass/kond           |
| 34/10-42   | avgrensning | 050                   | Statoil  | 4352                       | tidligjura         | tørr                |
| 34/7-30 SR | avgrensning | 089                   | Saga     | 2245                       | senjura            | tørr                |

Tabell 1.9.6 Letebrønner boret i Norskehavet

| Letebrønn   | Type brønn   | Utvinnings-tillatelse | Operatør | Totalt vertikalt dyp (MSL) | Totalt dyp (alder)    | Status (31.12.1999) |
|-------------|--------------|-----------------------|----------|----------------------------|-----------------------|---------------------|
| 6406/2-7    | undersøkelse | 199                   | Saga     | 4953                       | tidligjura            | gass/kond           |
| 6406/2-4 SR | undersøkelse | 199                   | Saga     | 4969                       | tidligjura            | gass/kond           |
| 6407/6-5    | avgrensning  | 092                   | Statoil  | 2734                       | tidligjura            | olje/gass           |
| 6407/9-9    | undersøkelse | 093                   | Shell    | 1920                       | mellomjura            | olje/gass           |
| 6407/12-1   | undersøkelse | 176                   | Shell    | 1782                       | mellomjura            | olje                |
| 6507/3-3    | undersøkelse | 159                   | Statoil  | 3821                       | tidlig/<br>mellomjura | gass                |
| 6507/3-3 A  | undersøkelse | 159                   | Statoil  | 3717                       | tidlig/<br>mellomjura | gass                |
| 6507/3-3 B  | undersøkelse | 159                   | Statoil  | 3841                       | tidlig/<br>mellomjura | gass                |
| 6507/5-2    | avgrensning  | 212                   | BP Amoco | 3877                       | tidligjura            | gass                |
| 6507/7-12   | undersøkelse | 095                   | Conoco   | 3976                       | senjura               | tørr                |
| 6508/1-1S   | undersøkelse | 213                   | Saga     | 2724                       | tidligjura            | tørr                |
| 6508/1-1 A  | undersøkelse | 213                   | Saga     | 2539                       | senjura               | tørr                |
| 6704/12-1   | undersøkelse | 215                   | Saga     | 4078                       | senkritt              | tørr                |

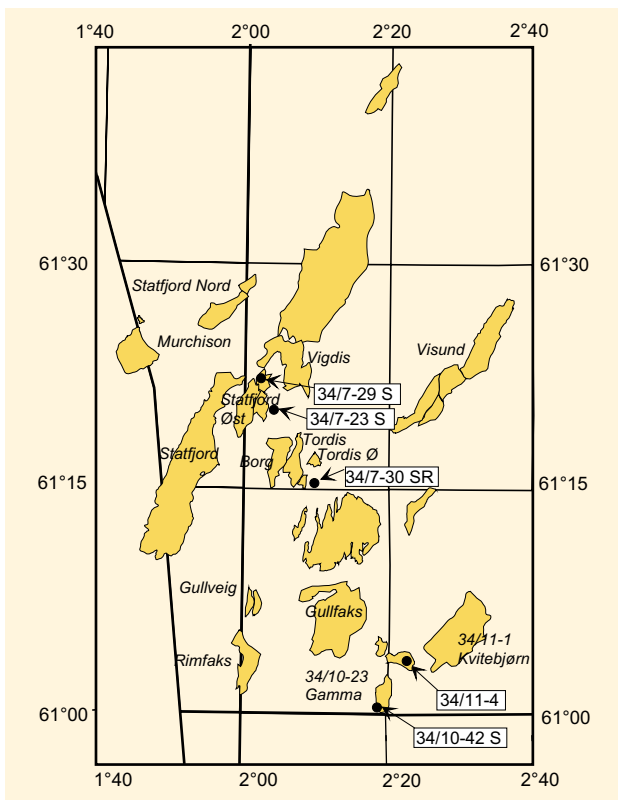


**Figur 1.9.5**  
**Letebrønner boret i**  
**Oseberg - og Trollområdet, Fram - og Gjøaområdet**



det besluttet å bygge ut flere nye strukturer rundt Balder. Denne utbyggingen går under navnet Ringhorne. Ressurstilveksten som følge av disse brønnene er i størrelsesorden 10 – 12 millioner Sm<sup>3</sup>o.e.

**Figur 1.9.6**  
**Letebrønner boret i Tampenområdet**



**Tampenområdet**

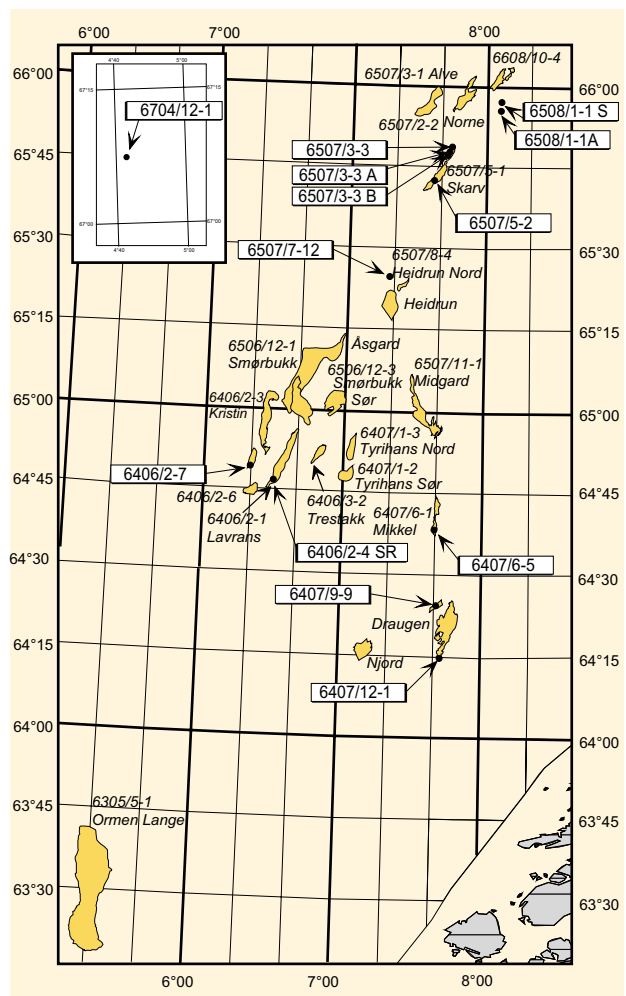
Fire letebrønner, alle avgrensingsbrønner, se figur 1.9.6, ble avsluttet i dette området i 1999 (tabell 1.9.5). Avgrensingsbrønnen 34/7-29 S/SR nær Vigdisfeltet ble boret i 1998, men ble testet i 1999. Brønnen strømmet 900 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom dysseåpning på 17,5 mm. Det er et lite funn, men det representerer interessante tilleggssressurser i Vigdisområdet. Avgrensingsbrønnen 34/11-4 på Matsstrukturen mellom Gullfaks Gamma og Kvitebjørn, påviste gasskondensat på stort dyp i Brentgruppen og bekreftet at dette geologisk komplekse området inneholder betydelige gassressurser. Avgrensingsbrønnen 34/10-42 S helt sør på Gammastrukturen var imidlertid tørr. Hele Gamma - Kvitebjørnområdet tolkes nå på nytt.

**Norskehavet**

13 letebrønner (figur 1.9.7) ble avsluttet i dette området i 1999, hvorav 11 er undersøkelsesbrønner og to er avgrensingsbrønner (tabell 1.9.6).

Letingen etter olje og gass på dypt vann fortsatte i 1999. Saga Petroleum boret en tørr brønn på Gjallarryggen på 1352 m vandndyp, som er det største vandndypet som det til nå er boret på på norsk sokkel. Etter dette er resultatet av den første runden med boring på dypt vann de to gass-

**Figur 1.9.7**  
**Letebrønner boret i Norskehavet**



funnene 6707/10-1Nyk og 6305/8-1Ormen Lange med samlede gassressurser i størrelsesorden 360 milliarder Sm<sup>3</sup>.

Det ble gjort tre nye funn av hydrokarboner i området i 1999.

På Dønnaterrassen gjorde Statoil, som operatør for brønn 6507/3-3, et gassfunn som har fått navnet 6507/3-3 Idun. Avgrensningsbrønnene 6507/3-3 A og B bekreftet utstrekningen av funnet. Idunfunnet ligger like nord for olje- og gassfunnet Skarv som ble påvist i 1998 av BP Amoco. Avgrensningsbrønn 6507/5-2 på Skarvfunnet bekreftet gass. Det arbeides med utbyggingsplaner for begge funnene.

På Haltenterrassen gjorde Saga Petroleum, som operatør for brønn 6406/2-7, et nytt gass/kondensatfunn sørvest for Kristinfunnet. Selv om ressursanslagene er usikre, kan funnet bidra vesentlig i en utbygging av funnene sør på Haltenbanken. I tillegg har Shell gjort et lite gass- og oljefunn (6407/9-9) på en struktur nordvest for Draugenfeltet, samt boret en avgrensningsbrønn 6407/12-1 sør på Draugenfeltet.

## 1.10 UTBYGGING OG DRIFT

### 1.10.1 NORDSJØEN

#### FELT I PRODUKSJON OG FELT SOM ER GODKJENT UTBYGD

##### HOD

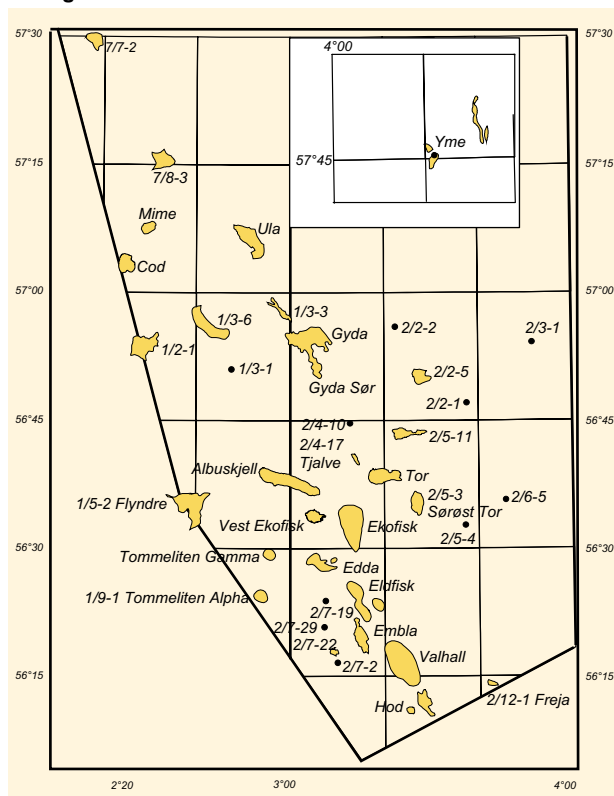
|  |                   |                             |            |
|--|-------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 033               | <b>Blokk:</b>               | 2/11       |
| Operatør:  | BP Amoco Norge AS |                             |            |
| Rettighetshavere:  |                   |                             |            |
| Amerada Hess Norge AS  |                   |                             | 25,00000 % |
| BP Amoco Norge AS  |                   |                             | 25,00000 % |
| Elf Petroleum Norge AS   |                   |                             | 25,00000 % |
| Enterprise Oil Norwegian AS  |                   |                             | 25,00000 % |
| Funnbrønn:   | 2/11-2            | År:                         | 1974       |
| Godkjent utbygd:   | 1988              | Prod.start:                 | 1990       |
|  | 1994              |                             |            |
| Utvinnbare reserver:   | 8,2               | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|  | 1,5               | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|  | 0,2               | mill. tonn NGL              |            |
|  | 0,0               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 1,6               | mrd                         |            |
| Driftskostnader i 1999 i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikring: | 113               | mill.                       |            |

##### Utvinning

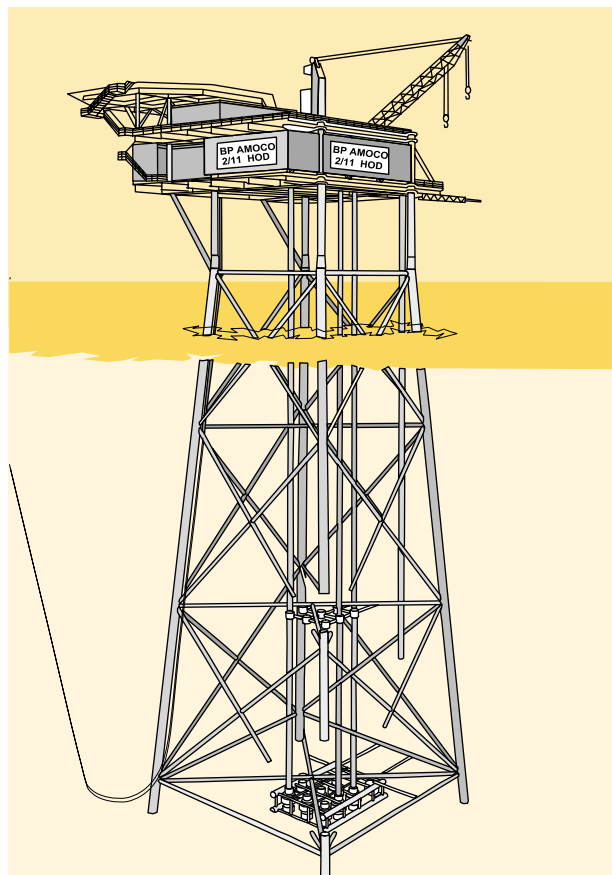
Hodfeltet (figur 1.10.1) er det sørligste feltet som produserer fra krittbergarter i norsk del av Nordsjøen. Det produserer fra reservoarsoner i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene. Feltet er delt inn i de tre strukturene Hod Vest, Hod Øst og Hod Sadel. Både den vestlige og den østlige strukturen ble påvist i 1974. Olje ble påvist i Hod Sadelområdet i 1994.

Feltet blir produsert ved trykkavlastning. Det er boret totalt åtte brønner. Ved slutten av 1999 ble det produsert fra fire brønner. Det er satt i gang en studie for videre planer for Hod, og en ny reservoarmodell blir laget.

Figur 1.10.1  
Felt og funn i Ekofiskområdet



Figur 1.10.2  
Innretning på Hod



## Utbygging

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning (figur 1.10.2). Innretningen fjernstyres fra Valhallfeltet 13 kilometer lenger nord. Olje og gass blir adskilt ved hjelp av en separasjonsenhet og deretter målt før transport i rørledning til Valhall for ytterligere prosessering. Olje og gass transporteres i felles rørledning til Valhall og deretter i eksisterende transportsystem til Teesside og Emden.

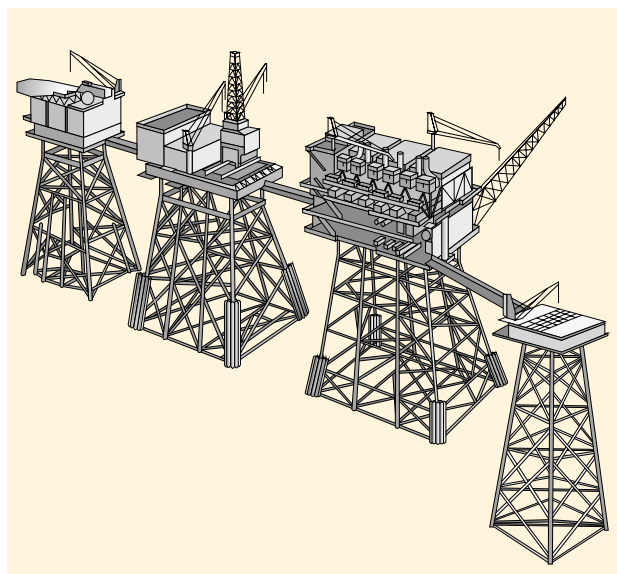
## VALHALL

| Avtalebasert område:  |                   | Valhall                     |            |
|---|-------------------|-----------------------------|------------|
| Utvinningsstillatelse:  | 006, 033          | Blokk:                      | 2/11, 2/8  |
| Operatør:   | BP Amoco Norge AS |                             |            |
| Rettighetshavere:   |                   |                             |            |
| Amerada Hess Norge AS   |                   |                             | 28,09376 % |
| BP Amoco Norge AS   |                   |                             | 28,09377 % |
| Elf Petroleum Norge AS  |                   |                             | 15,71871 % |
| Enterprise Oil Norwegian AS   |                   |                             | 28,09376 % |
| Funnbrønn:  | 2/8-6             | År:                         | 1975       |
| Godkjent utbygd:  | 1977              | Prod.start:                 | 1982       |
|   | 1995              |                             |            |
| Utvinnbare reserver:  |                   |                             |            |
|   | 132,3             | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 31,2              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 4,5               | mill. tonn NGL              |            |
|   | 0,0               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 26,0              | mrd.                        |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: | 787               | mill.                       |            |

## Utvinning

Valhallfeltet (figur 1.10.1) produserer fra krittbergarter av tidlig paleocen til sen kritt alder fra Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene. Produksjonsstrategien på Valhall er basert på trykkavlastning med en sterk grad av kompaksjonsdriv. Kompaksjon av reservoarbergarten har ført til en havbunnsinnsynkning beregnet til ca 3,9 meter ved slutten av 1999. Ved slutten av 1999 ble det produsert fra 40 produksjonsbrønner.

Figur 1.10.3  
Innretninger på Valhall



Operatøren vurderer muligheten for å starte vanninjeksjon på feltet for å øke utvinningsgraden av oljen. Vanninjeksjon kan bli igangsatt fra ny brønnhodeinnretning med 15 injektorer.

## Utbygging

Valhall ble opprinnelig bygd ut med tre innretninger, en bolig-, en bore- og en produksjonsinnretning. I mai 1996 ble det installert en stigerørsinnretning med plass til 19 brønner. De fire innretningene er knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 1.10.3 viser disse innretningene.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstårn og transporteres deretter hovedsakelig i oljestrømmen.

Olje og NGL transporteres i rørledning til Ekofisk for videre transport til Teesside. Gass transporteres i ny rørledning til Norpipe for videre transport til Emden. Olje-produksjonskapasiteten er på 27 000 Sm<sup>3</sup> olje/dag og gassbehandlingskapasiteten på 10,7 millioner Sm<sup>3</sup> gass/dag. Olje og gass blir målt fiskalt på Valhall. Olje blir målt på produksjonsinnretningen og gass på stigerørsinnretningen. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling på Ekofisk.

## EKOFISKOMRÅDET

Figur 1.10.1 viser feltene i Ekofiskområdet. Fra 1.1.1999 ble eierfordelingen i utvinningsstillatelse 018 endret. SDØE fikk da en andel på fem prosent og rettighetshavernes andeler er redusert tilsvarende.

Produksjonen fra Ekofisk startet i 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskip fra fire brønner, til betongtanken med prosessanlegg var på plass i 1973. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygd ut og tilknyttet Ekofisksenteret i 1976 - 1978. Samtidig ble det lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. I 1979 ble feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk knyttet til Ekofisksenteret. Produksjonen fra Embla startet i mai 1993. Ekofiskområdet omfatter til sammen 26 faste innretninger.

Som en følge av innsynkning av havbunnen og en forventning om produksjon fra feltet i lang tid fremover, ble utbygging av Ekofisk II besluttet i 1994. Utbyggingen har omfattet en bore- og brønnhodeinnretning for Ekofisk, 2/4-X, og en felles prosess- og eksportinnretning, 2/4-J. Begge innretningene er knyttet til det gamle feltsenteret med broer.

Ekofisk II ble satt i drift i august 1998. Ekofisk, Eldfisk, Tor og Embla er tilknyttet det nye feltsenteret, mens innretningene på Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk ble nedstengt. Samtidig ble innretningene på nordlige del av Ekofisksenteret nedstengt. En avslutningsplan for Ekofisk I ble levert myndighetene i oktober 1999. Avslutningsplan for stigerørsinnretningen 2/4-S, eid av Statpipe, ble behandlet av Oljedirektoratet i 1999. Figur 1.10.4 viser innretningene i Ekofiskområdet ved slutten av 1999.

## EKOFISK

|   |                                   |                             |      |
|---|-----------------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 018                               | <b>Blokk:</b>               | 2/4  |
| Operatør:   | Phillips Petroleum Company Norway |                             |      |
| Rettighetshavere:   |                                   |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 5,000 %)   | 5,95000 %                         |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS  | 8,02600 %                         |                             |      |
| Fina Production Licenses AS   | 28,50000 %                        |                             |      |
| Norsk Agip AS   | 12,38800 %                        |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS   | 6,36500 %                         |                             |      |
| Phillips Petroleum Company Norway   | 35,11200 %                        |                             |      |
| Saga Petroleum ASA  | 0,28900 %                         |                             |      |
| Total Norge AS  | 3,37000 %                         |                             |      |
| Funnbrønn:  | 2/4-2                             | År:                         | 1969 |
| Godkjent utbygd:  | 1972                              | Prod.start:                 | 1971 |
|   | 1994                              |                             |      |
| Utvinnbare reserver:  |                                   |                             |      |
|   | 417,1                             | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 142,2                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 13,3                              | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0,0                               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 86,1                              | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 2,2                               | mrd.                        |      |

## Utvinning

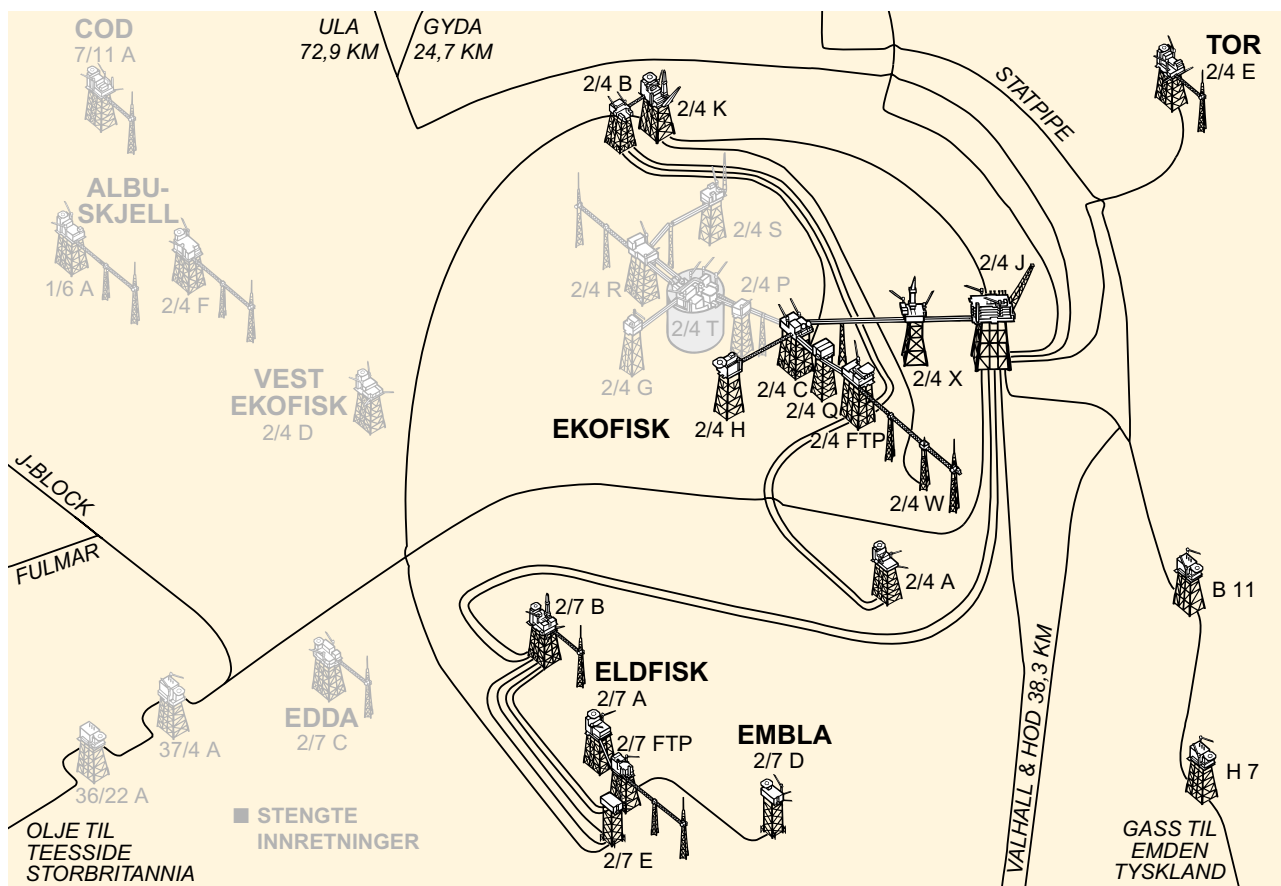
Reservoaret i Ekofisk ligger på rundt 3000 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Ekofisk er det største feltet i området og i utvinnbare ressurser, det nest største oljefeltet på norsk sokkel. Rundt 80 produksjonsbrønner drenerer feltet. For

tiden er i underkant av 60 brønner i bruk grunnet kapasitetsbegrensninger i anleggene.

Ekofisk ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme. Siden har begrenset gassinjeksjon og omfattende vanninjeksjon bidratt til en betydelig økning av utvinningsgraden for olje, fra opprinnelig ca 18 prosent til 41 prosent i dag. Vanninjeksjon i stor skala startet i 1987, og i årene etter har området for vanninjeksjon blitt utvidet i flere trinn. 38 brønner injiserer daglig rundt 110 000 m<sup>3</sup> vann i reservoaret, og totalt er 368 millioner m<sup>3</sup> vann injisert til og med desember 1999. Erfaringene har vist at vannets fortrenning av oljen er mer effektiv enn ventet, og reserveanslaget er blitt oppjustert tilsvarende. I tillegg til vanninjeksjon gir kompaksjonen av de bløte krittbergartene en ekstra driv til dreneringen av feltet. Dette blir forsterket av at det injiserte vannet bidrar til å svekke krittet. Ekofisk er forventet å produsere til 2028.

Måling av havbunnsinnsynkningen over Ekofisk viser at innsynkningsraten har avtatt det siste året, og er nå på det laveste nivået som er målt. Total innsynkning per desember 1999 er på 7,95 meter ved Ekofisk H. Innsynkningsraten i 1999 var ca 14 cm, mot i underkant av 40 cm per år de foregående årene. Det antas at reduksjonen skyldes trykkoppbyggingen som skjer i reservoaret ved at det injiseres mer enn det produseres. Denne reduksjonen i innsynkningen medfører at de to brønnehodeinnretningene 2/4-A og 2/4-B kan benyttes lenger enn tidligere antatt, samtidig som bygging av en ny hotellinnretning kan utsettes.

Figur 1.10.4  
Innretninger i Ekofiskområdet





## Utbygging

Figur 1.10.4 viser innretningene i Ekofiskområdet. 15 av disse er plassert på Ekofiskfeltet. Ekofisksenteret består nå av 12 innretninger forbundet med broer, men bare fire av disse inngår i det nye feltet for Ekofisk II: boliginnretningen 2/4-H, produksjonsinnretningen 2/4-C, ny bore- og produksjonsinnretning 2/4-X, og ny prosessinnretning 2/4-J. Av de øvrige innretningene på senteret er 2/4-FTP og 2/4-W fortsatt i bruk som henholdsvis stigerørplattform for produksjonen fra 2/4-A og -B og brønnehodeinnretning for vanninjeksjon. I tillegg er 2/4-K i bruk nord på feltet som hovedinnretning for vannbehandling og injeksjon i Ekofisk. Levetiden for produksjonsinnretningene 2/4-A og 2/4-B kan forlenges på grunn av redusert innsynkning på feltet. Dette frigjør borekapasitet på 2/4-X til å utforske olje i flankeområdene på feltet. Sammen med resultater som kommer fra ny 3D-seismikk skutt i 1999, vil dette kunne øke reservene på Ekofisk. Høsten 1999 ble en innleid innretning for produksjon av injeksjonsvann løst fra kontrakten. I fremtiden vil de ekstra vannvolumene det er behov for, komme fra Eldfisk.

Olje og gass føres til eksportørledningene via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk. Etter at Ekofisk II ble satt i drift i august 1998, har tekniske problemer med prosessanlegget medført reduserte kapasiteter og redusert eksport fra 2/4-J. Mot slutten av 1999 har imidlertid anlegget fungert godt og produksjonen har vært høy.

Gassen fra Ekofiskområdet transporteres via rørledning til Emden, mens oljen, som også inneholder NGL-fraksjonene sendes i rørledning til Teesside.

## ELDFISK

| Utvinningsstillatelse:   | 018                               | Blokk:                      | 2/7  |
|--|-----------------------------------|-----------------------------|------|
| Operatør:  | Phillips Petroleum Company Norway |                             |      |
| Rettighetshavere:  |                                   |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 5,000 %)  | 5,95000 %                         |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS   | 8,02600 %                         |                             |      |
| Fina Production Licenses AS  | 28,50000 %                        |                             |      |
| Norsk Agip AS  | 12,38800 %                        |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 6,36500 %                         |                             |      |
| Phillips Petroleum Company Norway  | 35,11200 %                        |                             |      |
| Saga Petroleum ASA   | 0,28900 %                         |                             |      |
| Total Norge AS   | 3,37000 %                         |                             |      |
| Funnbrønn:   | 2/7-1                             | År:                         | 1970 |
| Godkjent utbygd:   | 1975                              | Prod.start:                 | 1979 |
|  | 1994                              |                             |      |
|  | 1997                              |                             |      |
| Utvinnbare reserver:   | 109,1                             | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 50,7                              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 4,2                               | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 35,5                              | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffer og forsikring: | 612                               | mill.                       |      |

## Utvinning

Eldfisk er det nest største feltet i Ekofiskområdet. Reservoaret i Eldfisk ligger på rundt 2 800 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Tor-, Ekofisk- og

Hodformasjonene. Feltet har til sammen 47 brønner, men produserer bare fra 25. Produksjonen skjer fra tre strukturer; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk. Siden produksjonsstart i 1979 har trykkavlastning vært drivmekanisme. En plan for utbygging og drift av Eldfisk med fullfelts vanninjeksjon i Alfa- og Bravo-strukturene og begrenset gassinjeksjon i Alfa-strukturen, ble godkjent av myndighetene i desember 1997. Vanninjeksjonen vil starte i februar 2000, og gassinjeksjonen i mars 2000. Boring av nye brønner startet i 1999, og vil pågå i årene fremover.

## Utbygging

Eldfisk ble opprinnelig bygd ut med tre innretninger. Eldfisk B er en kombinert bore-, brønnehode- og prosessinnretning, mens Eldfisk A og FTP er brønnehode- og prosessinnretning forbundet med bro. Eldfisk ble knyttet til det nye Ekofisksenteret i august 1998 og er forventet å produsere til rundt 2017. Olje og gass transporteres i to rørledninger til Ekofisksenteret for videre transport til Teesside og Emden. Modifikasjoner er gjort på Eldfisk og Ekofisk slik at oljen fra Eldfisk kan gå direkte til eksportpumpene på 2/4-J. En ny innretning for vanninjeksjon, 2/7-E, ble installert på feltet i 1999. Denne er forbundet til FTP med bro. Innretningen vil også forsyne Ekofiskfeltet med en del injeksjonsvann gjennom en ny vannledning fra Eldfisk til Ekofisk 2/4-K. Samtidig med utbyggingen for vanninjeksjon ble en av de eksisterende innretningene modernisert blant annet ved utskifting av gamle kraftgeneratorer.

## EMBLA

| Utvinningsstillatelse:   | 018                               | Blokk:                      | 2/7  |
|--|-----------------------------------|-----------------------------|------|
| Operatør:  | Phillips Petroleum Company Norway |                             |      |
| Rettighetshavere:  |                                   |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 5,000 %)  | 5,95000 %                         |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS   | 8,02600 %                         |                             |      |
| Fina Production Licenses AS  | 28,50000 %                        |                             |      |
| Norsk Agip AS  | 12,38800 %                        |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 6,36500 %                         |                             |      |
| Phillips Petroleum Company Norway  | 35,11200 %                        |                             |      |
| Saga Petroleum ASA   | 0,28900 %                         |                             |      |
| Total Norge AS   | 3,37000 %                         |                             |      |
| Funnbrønn:   | 2/7-20                            | År:                         | 1988 |
| Godkjent utbygd:   | 1990                              | Prod.start:                 | 1993 |
|  | 1995                              |                             |      |
| Utvinnbare reserver:   | 14,5                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 7,2                               | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0,7                               | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 3,3                               | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffer og forsikring: | 36                                | mill.                       |      |

## Utvinning

Embla er et segmentert sandsteinsreservoar av devon og jura alder som ligger på over 4000 m dyp. Feltet produserer med trykkavlastning som drivmekanisme fra to separate sandlag, i tillegg til et dolomittlag som ble påtruffet i 1999. Totalt er det seks brønner på feltet, hvorav to ble boret i



1999. Kompleks geologi og dårlige seismiske data har gjort kartlegging av feltet vanskelig. Nyere kartlegging og brønnresultater indikerer fortsatt mulighet for å øke ressursene fra feltet, og det arbeides med å få boret flere brønner.

### Utbygging

Embla kom i produksjon i 1993 med en ubemannet brønnhodeinnretning som er fjernstyrt fra Eldfisk. Olje og gass transporteres til Eldfisk og videre til Ekofisksenteret for eksport. Embla er forventet å produsere til rundt 2017.

### TOR

| Avtalebasert område:  |                                   | Tor                              |            |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 006, 018                          | <b>Blokk:</b>                    | 2/4, 2/5   |
| Operatør:   | Phillips Petroleum Company Norway |                                  |            |
| Rettighetshavere:   |                                   |                                  |            |
| Amerada Hess Norge AS   |                                   |                                  | 8,73766 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3,687 %)   |                                   |                                  | 4,51692 %  |
| Elf Petroleum Norge AS  |                                   |                                  | 11,63419 % |
| Fina Production Licenses AS   |                                   |                                  | 24,88473 % |
| Norsk Agip AS   |                                   |                                  | 10,81656 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                                   |                                  | 5,55758 %  |
| Phillips Petroleum Company Norway   |                                   |                                  | 30,65799 % |
| Saga Petroleum ASA  |                                   |                                  | 0,25216 %  |
| Total Norge AS  |                                   |                                  | 2,94221 %  |
| Funnbrønn:  | 2/5-1                             | År:                              | 1970       |
| Godkjent utbygd:  | 1973                              | Prod.start:                      | 1978       |
| Utvinnbare reserver:  | 27,2                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje       |            |
|   | 11,5                              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass        |            |
|   | 1,2                               | mill. tonn NGL                   |            |
|   | 0,0                               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. mrd. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 7,2                               | mrd.                             |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 150                               | mill.                            |            |

### Utvinning

Hovedreservoaret i Tor ligger på rundt 3 200 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneholder også olje, men har dårlige produksjonsegenskaper. I 1992 ble det igangsatt begrenset vanninjeksjon på Tor, men grunnet problemer med injeksjonsbrønnene er det ikke injisert vann i 1999. Planen er at vanninjeksjonen skal starte opp igjen i februar 2000, og ventes å fortsette ut feltets levetid. Grunnet de lave oljeprisene tidlig i 1999 ble feltet vurdert nedstengt. Det arbeides med å bedre inntjeningen på feltet både ved å øke utvinningen og å redusere kostnadene.

### Utbygging

Torfeltet er bygd ut med en kombinert brønnhode- og prosessinnretning med transport gjennom rørledninger til Ekofisksenteret for eksport. Tor er knyttet opp til det nye Ekofisksenteret fra august 1998 og er forventet å produsere til rundt 2019.

### GYDA

|                              |                   |               |     |
|------------------------------|-------------------|---------------|-----|
| <b>Utvinningstillatelse:</b> | 019 B             | <b>Blokk:</b> | 2/1 |
| Operatør:                    | BP Amoco Norge AS |               |     |
| Rettighetshavere:            |                   |               |     |

|   |       |                                  |            |
|---|-------|----------------------------------|------------|
| AS Pelican  |       |                                  | 4,00000 %  |
| BP Amoco Norge AS   |       |                                  | 56,00000 % |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)  |       |                                  | 30,00000 % |
| Norske AEDC A/S   |       |                                  | 5,00000 %  |
| Norske MOECO A/S  |       |                                  | 5,00000 %  |
| Funnbrønn:  | 2/1-3 | År:                              | 1980       |
| Godkjent utbygd:  | 1987  | Prod.start:                      | 1990       |
| Utvinnbare reserver:  | 30,7  | mill. Sm <sup>3</sup> olje       |            |
|   | 3,8   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass        |            |
|   | 1,5   | mill. tonn NGL                   |            |
|   | 0,0   | mill. Sm <sup>3</sup> kond. mrd. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 11,8  | mrd.                             |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 342   | mill. <sup>1)</sup>              |            |

<sup>1)</sup> Inkluderer Gyda Sør

### Utvinning

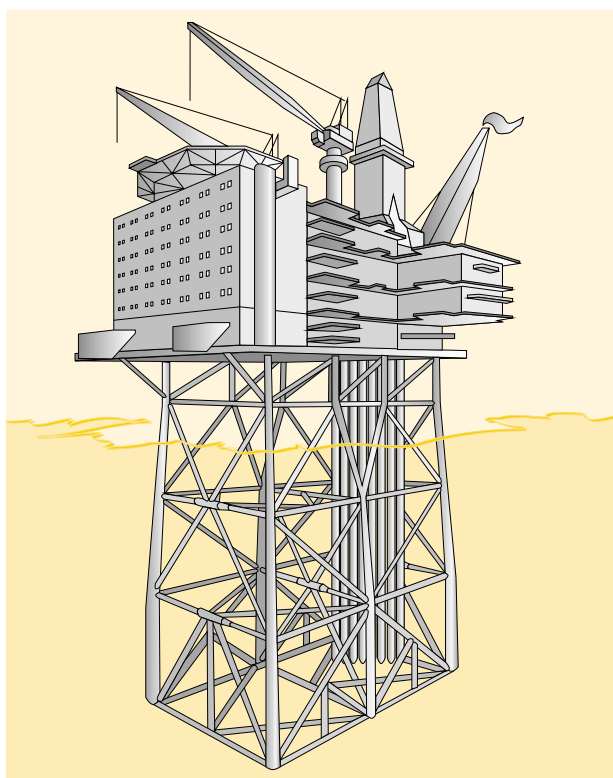
Reservoaret består av øvre jura sandstein. Gyda (figur 1.10.1) utvinnes med vanninjeksjon som drivmekanisme. Ved utgangen av 1999 ble det produsert fra 13 produksjonsbrønner og 10 vanninjeksjonsbrønner. Vannproduksjonen er økende og tiltak for å redusere vannproduksjonen vurderes fortløpende.

### Utbygging

Utbyggingsløsningen består av en kombinert bore-, bolig- og prosessinnretning med stålunderstell (figur 1.10.5). Produksjonskapasiteten er for tiden på 14 300 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 1,8 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er på 24 500 m<sup>3</sup> per dag.

Oljen transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula og videre til Teesside. Gassen transporteres i egen rør-

Figur 1.10.5  
Innretning på Gyda



ledning til Ekofisk for videre transport til Emden. Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før transport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

### GYDA SØR

|   |                   |               |                             |
|---|-------------------|---------------|-----------------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 019 B             | <b>Blokk:</b> | 2/1                         |
| Operatør:   | BP Amoco Norge AS |               |                             |
| Rettighetshavere:   |                   |               |                             |
| AS Pelican  |                   |               | 4,00000 %                   |
| BP Amoco Norge AS   |                   |               | 56,00000 %                  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)  |                   |               | 30,00000 %                  |
| Norske AEDC A/S   |                   |               | 5,00000 %                   |
| Norske MOECO A/S  |                   |               | 5,00000 %                   |
| Funnbrønn:  | 2/1-9             | År:           | 1991                        |
| Godkjent utbygd:  | 1993              | Prod.start:   | 1995                        |
| Utvinnbare reserver:  |                   | 5,6           | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   |                   | 3,7           | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                   | 0,7           | mill. tonn NGL              |
|   |                   | 0,0           | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                   | 0,1           | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: |                   | 0             | mill. <sup>1)</sup>         |

1) Driftskostnadene er inkludert i Gyda

### Utvinning

Gyda Sør blir produsert ved trykkavlastning ved hjelp av to langtrekkende brønner fra Gyda. Det er ikke observert trykkommunikasjon mellom Gyda Sør og Gyda. Det er likevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vannsonen.

### Utbygging

Behandlingen av brønnstrømmen foregår på Gyda.

### ULA

|   |                   |               |                             |
|---|-------------------|---------------|-----------------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 019, 019 B        | <b>Blokk:</b> | 7/12                        |
| Operatør:   | BP Amoco Norge AS |               |                             |
| Rettighetshavere:   |                   |               |                             |
| AS Pelican  |                   |               | 5,00000 %                   |
| BP Amoco Norge AS   |                   |               | 80,00000 %                  |
| Svenska Petroleum Exploration AS  |                   |               | 15,00000 %                  |
| Funnbrønn:  | 7/12-2            | År:           | 1976                        |
| Godkjent utbygd:  | 1980              | Prod.start:   | 1986                        |
| Utvinnbare reserver:  |                   | 70,0          | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   |                   | 3,7           | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                   | 2,5           | mill. tonn NGL              |
|   |                   | 0,0           | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                   | 15,7          | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: |                   | 374           | mill.                       |

### Utvinning

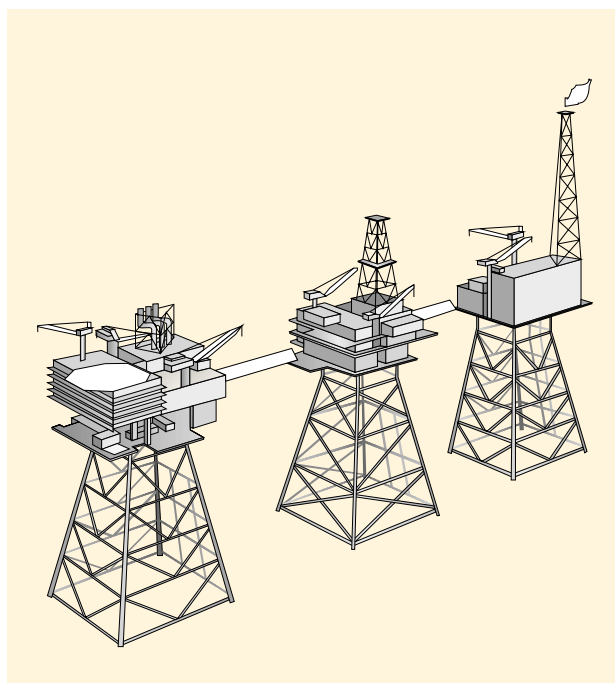
Hovedreservoaret består av jura sandstein. Feltet (figur 1.10.1) produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme og produksjonen har nå en høy og økende andel vann. Operatøren vurderer fortløpende ulike vannavstengningstiltak. Ved utgangen av 1999 ble det produsert fra syv brønner mens seks brønner ble benyttet til vanninjeksjon. I tillegg blir en brønn brukt til gassinjeksjon. For å bedre utvinningen av de gjenværende reservene, planlegger operatøren å bore to nye horisontale brønner som skal brukes som produsenter.

### Utbygging

Utbyggingsløsningen består av tre stålennretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (figur 1.10.6). Produksjonskapasiteten er for tiden på 24 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 1,6 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er 32 000 m<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten for behandling av produsert vann er ca 19 000 m<sup>3</sup> per dag.

Oljen transporteres i rør via Ekofisk til Teesside. Statoil er operatør for rørledningen. Gassen blir reinjisert. Reinjeksjonskapasiteten for gass er på 1,4 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Oljeproduksjonen måles til fiskal standard før transport til Ekofisk. Målesystemet inngår i Ekofisk sitt system for hydrokarbonfordeling.

Figur 1.10.6  
Innretninger på Ula



### YME

|   |                                  |               |                             |
|---|----------------------------------|---------------|-----------------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 114                              | <b>Blokk:</b> | 9/2                         |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |               |                             |
| Rettighetshavere:   |                                  |               |                             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)  |                                  |               | 65,00000 %                  |
| RWE-DEA Norge AS  |                                  |               | 10,00000 %                  |
| Saga Petroleum ASA  |                                  |               | 25,00000 %                  |
| Funnbrønn:  | 9/2-1                            | År:           | 1987                        |
| Godkjent utbygd:  | 1995                             | Prod.start:   | 1996                        |
|   | 1995                             |               |                             |
|   | 1997                             |               |                             |
|   | 1998                             |               |                             |
| Utvinnbare reserver:  |                                  | 9,3           | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   |                                  | 0,0           | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                                  | 0,0           | mill. tonn NGL              |
|   |                                  | 0,0           | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                                  | 2,3           | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: |                                  | 837           | mill.                       |

## Utvinning

Utbyggingen av Ymefeltet (figur 1.10.1) ble gjennomført i flere faser. Det produseres olje fra strukturene Gamma Vest, Gamma Sørøst og Beta Øst, Beta Vest Nord og Beta Vest Sør. Oljen i alle strukturene finnes i Sandnesformasjonen som er av mellom- til senjura alder.

Hovedreservoaret på Yme er i Gamma Vest. Reservoaret produseres hovedsakelig ved trykkavlastning, men det injiseres vann i en brønn, og det brukes nedihullspumper. Forekomstene i Beta Øst ble godkjent utbygd i november 1995. Disse forekomstene produseres med to havbunnskompletterte brønner. Trykkavlastning med gassløft er valgt som drivmekanisme. Forekomstene i Gamma Sørøst ble godkjent utbygd i februar 1997. Forekomstene i Gamma Sørøst blir drenert ved trykkavlastning.

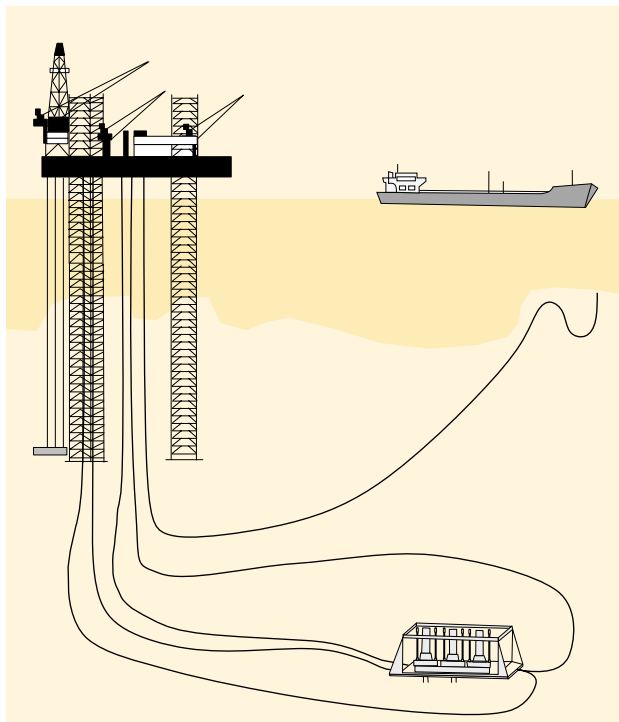
Beta Vest Nord-funnbrønn 9/2-7 S ble satt i produksjon 1. september 1999. Letebrønn 9/2-9 S påviste olje i Beta Vest Sør-strukturen i september 1999. Brønnen er blitt komplettert og reklassifisert som oljeproducent. Både Beta Vest Nord og Beta Vest Sør er tilkoblet Beta Øst havbunnsystem.

## Utbygging

Utbyggingsløsning for feltet består av en oppjekkbar innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skytteltanker (figur 1.10.7). Havbunnsinnretningen på Yme Beta Øst er knyttet til Yme. Det er ingen infrastruktur ellers i området. Oljen fra Yme fraktes med skip til Mongstad for endelig utskilling av vann og for fiskalmåling.

Produksjonsinnretningen har en oljeproduksjonskapasitet på 8 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag med muligheter for oppgradering. Gassbehandlingskapasiteten er på 800 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag hvorav 400 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag kan resirkulere til gassløft.

Figur 1.10.7  
Innretninger på Yme



## VARG

|  |                    |                             |       |
|--|--------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 038                | <b>Blokk:</b>               | 15/12 |
| Operatør:  | Saga Petroleum ASA |                             |       |
| Rettighetshavere:  |                    |                             |       |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)   | 65,00000 %         |                             |       |
| Saga Petroleum ASA   | 35,00000 %         |                             |       |
| Funnbrønn:   | 15/12-4            | År:                         | 1984  |
| Godkjent utbygd:   | 1996               | Prod.start:                 | 1998  |
| Utvinnbare reserver:   |                    |                             |       |
|  | 4,4                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|  | 0,0                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |       |
|  | 0,0                | mill. tonn NGL              |       |
|  | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   |                    |                             |       |
|  | 4,2                | mrd.                        |       |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: |                    |                             |       |
|  | 610                | mill.                       |       |

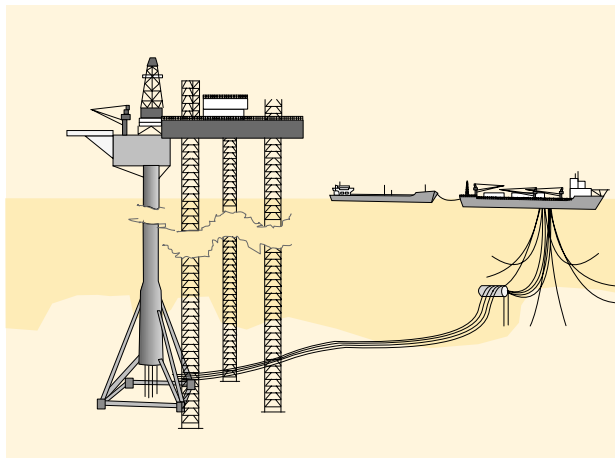
## Utvinning

Feltet (figur 1.10.9) inneholder olje i et sterkt forkastet sandsteinsreservoar av øvre jura alder. Utvinningsstrategien er basert på alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). Totalt brønnantall er planlagt til 13. Produksjonen startet 22. desember 1998 og injeksjon av vann og gass startet tidlig i 1999.

## Utbygging

Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1996. Varg er bygd ut med et produksjonsskip tilknyttet en brønnhodeinnretning (figur 1.10.8). Brønnhodeinnretningen ble plassert på feltet sommeren 1997, og forboring av produksjonsbrønner startet i slutten av 1997. Produksjonsskipet ankret opp på feltet høsten 1998. Planlagt produksjonskapasitet er på 9 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Produksjonsskipet ble solgt av rettighetshaverne og innleid til Varg på kontrakt i juli 1999.

Figur 1.10.8  
Innretninger på Varg

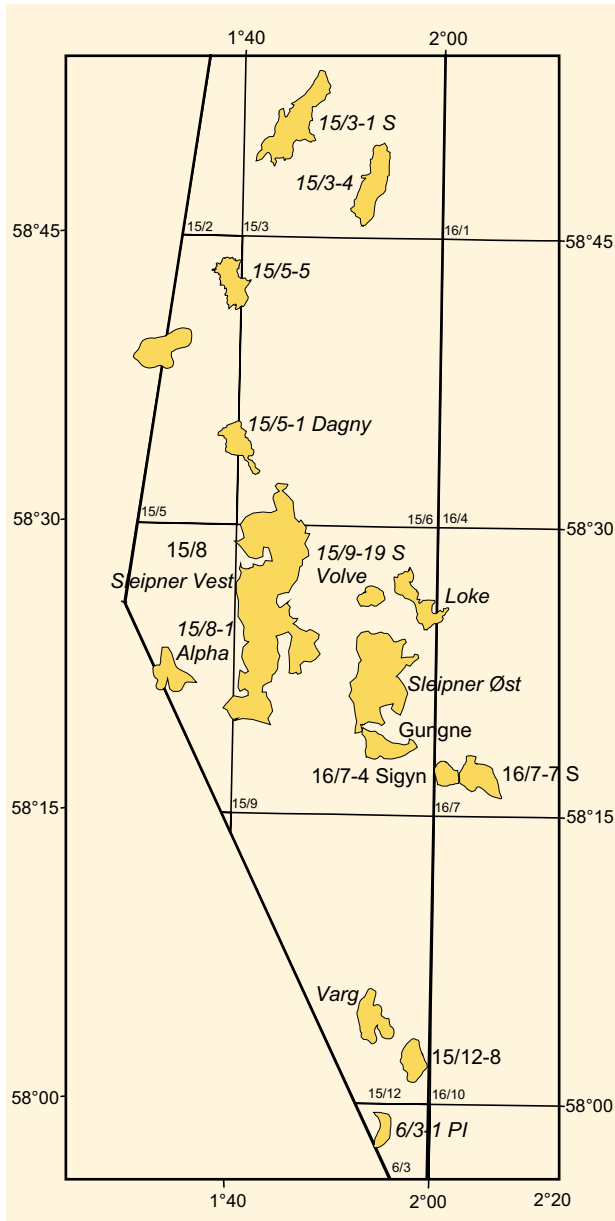


## SLEIPNEROMRÅDET

I Sleipnerområdet (figur 1.10.9) er Sleipner Øst, Sleipner Vest, Loke og Gungne godkjent utbygd.

Det er inngått avtaler om samordnet drift, injeksjon og salg for disse feltene. Produksjonsinnretningene i Sleipnerområdet er vist på figur 1.10.10. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia, gjennom

**Figur 1.10.9**  
Felt og funn i Sleipnerområdet



Statpipe/Norpipe- og gjennom Europipesystemet til Emden i Tyskland. En mindre mengde gass er solgt til Ekofisk. Kondensatet blir ilandført til Kårstø gjennom en 250 km lang rørledning fra Sleipner R til Kårstø.

Totalt produsert gass og kondensat måles til fiskal standard på feltet.

**SLEIPNER ØST**

|  |                                  |               |      |
|--|----------------------------------|---------------|------|
| <b>Avtalebasert område:</b>                      | Sleipner Øst                     |               |      |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>                     | 046                              | <b>Blokk:</b> | 15/9 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |               |      |
| Rettighetshavere:                                |                                  |               |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,600 %) | 49,60000 %                       |               |      |
| Elf Petroleum Norge AS                           | 10,00000 %                       |               |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S                  | 30,40000 %                       |               |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        | 10,00000 %                       |               |      |

|  |        |                             |      |
|--|--------|-----------------------------|------|
| Funnbrønn:   | 15/9-9 | År:                         | 1981 |
| Godkjent utbygd:   | 1986   | Prod.start:                 | 1993 |
| Utvinnbare reserver:   | 0,0    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 38,5   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 9,7    | mill. tonn NGL              |      |
|  | 21,3   | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 28,1   | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 602    | mill.                       |      |

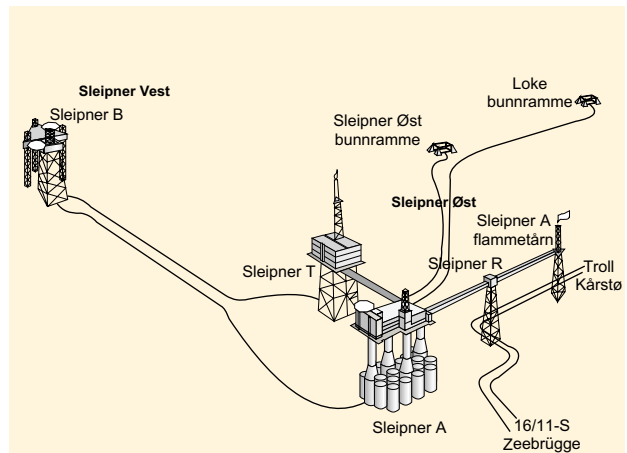
**Utvinning**

Sleipner Øst inneholder gass og kondensat i Ty- og Hug-informasjonen av henholdsvis tertiær og jura alder. Det er også påvist noe gass i de underliggende formasjoner av kritt og trias alder. Gassen inneholder relativt mye kondensat. Tertiær-reservoaret i Sleipner Øst utvinnes med injeksjon av tørr gass for å få ut mer kondensat enn man får ved kun trykkavlastning, mens jura-reservoaret trykkavlastes. Boring av nye produksjons- og injeksjonsbrønner ble utsatt fra 1999 til 2000. I 1999 ble det tilrettelagt for begrenset lavtrykksproduksjon på Sleipner Øst.

**Utbygging**

Sleipner Øst er bygd ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med understell i betong (Sleipner A). I tillegg er det bygd en egen stigerørsinnretning (Sleipner R) med broforbindelse til Sleipner A. Det er installert en bunnramme for drenering av den nordlige del av Sleipner Øst.

**Figur 1.10.10**  
Innretninger i Sleipnerområdet



**LOKE**

|  |                                  |               |      |
|--|----------------------------------|---------------|------|
| <b>Avtalebasert område:</b>                      | Sleipner Øst                     |               |      |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>                     | 046                              | <b>Blokk:</b> | 15/9 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |               |      |
| Rettighetshavere:                                |                                  |               |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,600 %) | 49,60000 %                       |               |      |
| Elf Petroleum Norge AS                           | 10,00000 %                       |               |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S                  | 30,40000 %                       |               |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        | 10,00000 %                       |               |      |
| Funnbrønn:                                       | 15/9-17                          | År:           | 1983 |
| Godkjent utbygd:                                 | 1991                             | Prod.start:   | 1998 |
|  | 1995                             |               |      |



|   |     |                             |
|---|-----|-----------------------------|
| Utvinnbare reserver:  | 0,0 | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   | 3,5 | mrđ. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   | 0,5 | mill. tonn NGL              |
|   | 1,2 | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 1,1 | mrđ.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffes og forsikring: | 12  | mill.                       |

### Utvinning

Loke inneholder gass og kondensat i Ty- og Hugin/Skagerakformasjonene av henholdsvis tertær og jura/trias alder (kalt Loke Trias). Feltet produseres ved hjelp av trykkavlastning. Produksjon fra tertær-reservoaret ble avsluttet i 1997. Brønnen ble i 1998 forlenget for produksjon fra Loke Trias. Produksjon startet i juni 1998, men måtte stanses etter to uker på grunn av korrosjon i en rørledning. Produksjonen ble gjenopptatt i august 1999.

### Utbygging

Loke er bygd ut med en brønn i en bunnramme koblet opp til Sleipner A. På grunn av korrosjon i rørledningen mellom bunnrammen og Sleipner A, ble det lagt ny rørledning i 1999. En ny letebrønn, for å påvise tilleggsressurser, er planlagt i 2000.

### GUNGNE

|   |                                  |                             |      |
|---|----------------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 046                              | <b>Blokk:</b>               | 15/9 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |      |
| Rettighetshavere:   |                                  |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,400 %)  | 52,60000 %                       |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS  | 10,00000 %                       |                             |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   | 28,00000 %                       |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS   | 9,40000 %                        |                             |      |
| Funnbrønn:  | 15/9-15                          | År:                         | 1982 |
| Godkjent utbygd:  | 1995                             | Prod.start:                 | 1996 |
| Utvinnbare reserver:  | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 8,4                              | mrđ. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 1,0                              | mill. tonn NGL              |      |
|   | 3,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,6                              | mrđ.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffes og forsikring: | 22                               | mill.                       |      |

### Utvinning

Gungne inneholder gass og kondensat i Skagerrakformasjonen av trias alder. Feltet produseres ved hjelp av trykkavlastning.

### Utbygging

Produksjon fra Gungne foregår med en brønn fra Sleipner A. Boring av en ny produksjonsbrønn er utsatt fra 1999 til 2000.

### SLEIPNER VEST

|                               |                                  |               |            |
|-------------------------------|----------------------------------|---------------|------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>   | Sleipner Vest                    |               |            |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b> | 029, 046                         | <b>Blokk:</b> | 15/6, 15/9 |
| Operatør:                     | Den norske stats oljeselskap a.s |               |            |

|   |            |                             |      |
|---|------------|-----------------------------|------|
| Rettighetshavere:   |            |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 32,375 %)  | 49,50291 % |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS  | 9,41120 %  |                             |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   | 32,23936 % |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS   | 8,84653 %  |                             |      |
| Funnbrønn:  | 15/6-3     | År:                         | 1974 |
| Godkjent utbygd:  | 1992       | Prod.start:                 | 1996 |
| Utvinnbare reserver:  | 0,0        | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 125,5      | mrđ. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 8,5        | mill. tonn NGL              |      |
|   | 27,0       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 23,1       | mrđ.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffes og forsikring: | 457        | mill.                       |      |

### Utvinning

Feltet inneholder gass/kondensat, med underliggende oljesone i noen områder. Reservoaret er i Hugin-formasjonen av jura alder. Feltet består av flere forkastningsblokker og kommunikasjonsforholdene i reservoaret er usikre.

Gass/kondensat utvinnes ved trykkavlastning og trykkstøtte fra underliggende vannsone. Det har så langt ikke lyktes å finne en lønnsom måte å utvinne oljen på. Tørrgass som ikke trengs for å oppfylle salgsforpliktelser, injiseres i Sleipner Øst. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 volumprosent CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> skilles ut fra øvrig gass og blir injisert i et sandlag i Utsiraformasjonen.

### Utbygging

Første fase av utbyggingen av Sleipner Vest omfatter en brønnhodeinnretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering og fjerning av CO<sub>2</sub>, Sleipner T. Sleipner B er plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest. Brønnene har blitt boret fra boreinnretningen West Epsilon, som har ligget ved Sleipner B. Fra Sleipner B går brønnstrømmen til Sleipner T, som er i broforbindelse med Sleipner A. Disse innretningene bruker felles hjelpesystemer.

Fase 2 og 3 omfatter utbygging av den nordlige delen av Sleipner Vest, samt utvidelse av kapasitet for kompresjon av gass for eksport. Det har i 1999 vært utført omfattende utredninger omkring løsninger og tidspunkt for utvidelse av kapasitet for kompresjon.

Det ble i 1999 besluttet midlertidig å øke eksportkapasiteten fra Sleipner Vest fra 20,7 til 22,6 millioner Sm<sup>3</sup> eksportgass per dag. Dette gir på kort sikt mer gass tilgjengelig for salg og injeksjon i Sleipner Øst, samt tidligere produksjon av kondensat. Det ble videre iverksatt tiltak for å forbedre anlegget for separasjon av CO<sub>2</sub> fra gassen, og ytterligere tiltak er planlagt for år 2000. På Sleipner B er det utført visse modifikasjoner for å tilrettelegge for ubemannet drift. Ubemannet drift er først aktuelt når borefasen er avsluttet. Per 31.12.99 omfatter boreplanen hele år 2000 med mulighet for forlengelse ut over dette.

### BALDER

|                                 |                                 |               |       |
|---------------------------------|---------------------------------|---------------|-------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 001                             | <b>Blokk:</b> | 25/11 |
| Operatør:                       | Esso Expl. and Prod. Norway A/S |               |       |
| Rettighetshavere:               |                                 |               |       |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S | 100,00000 %                     |               |       |



|   |         |                             |      |
|---|---------|-----------------------------|------|
| Funnbrønn:  | 25/11-1 | År:                         | 1967 |
| Godkjent utbygd:  | 1996    | Prod.start:                 | 1999 |
| Utvinnbare reserver:  | 26,7    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 0,0     | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0,0     | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0,0     | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 9,8     | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 267     | mill.                       |      |

### Utvinning

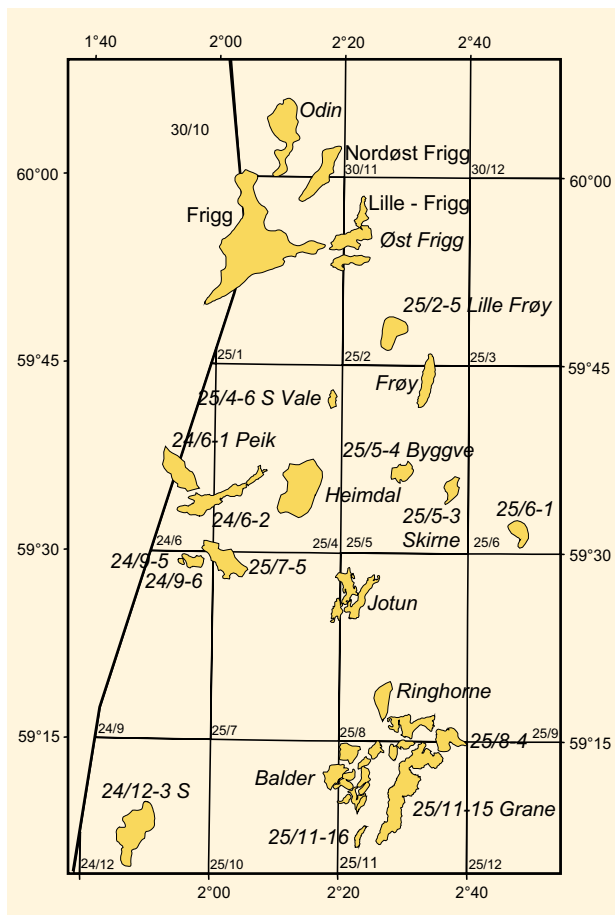
Reservoaret i Balder er sandsteiner av tertiær alder. De er dårlig konsolidert, men har gode reservoaregenskaper og inneholder forholdsvis viskøs olje. Balderfeltet (figur 1.10.11) består av flere adskilte strukturer.

Produksjon fra Balderfeltet startet i september 1999 med produksjon fra 10 brønner. Feltet skal produseres ved naturlig vanddriv og vanninjeksjon. Alt produsert vann skal reinjiseres. I tillegg er det boret en brønn for produksjon av injeksjonsvann. Produsert gass blir reinjisert i en brønn i feltet.

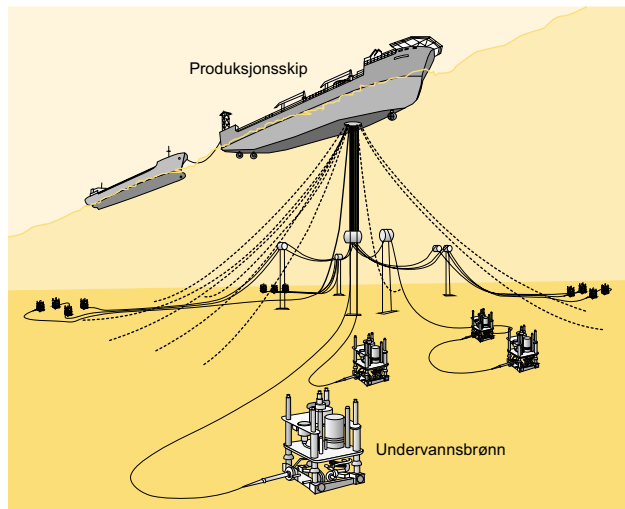
### Utbygging

Balderfeltet er bygd ut med havbunnskompletterte brønner som er knyttet til et produksjons- og lagerskip (figur 1.10.12). Oljen eksporteres via tankbåt.

**Figur 1.10.11**  
Felt og funn i Frigg -, Jotun - og Balderområdet



**Figur 1.10.12**  
Innretninger på Balder



Planlagt gjennomsnittlig platåproduksjon for olje er 11 900 Sm<sup>3</sup> per dag.

### JOTUN

|   |                                 |                             |
|---|---------------------------------|-----------------------------|
| <b>Avtalebaset område:</b>  | Jotun                           |                             |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 027 B, 103 B                    | <b>Blokk:</b> 25/7, 25/8    |
| Operatør:   | Esso Expl. and Prod. Norway A/S |                             |
| Rettighetshavere:   |                                 |                             |
| Amerada Hess Norge AS   | 1,25000 %                       |                             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3,000 %)   | 5,00000 %                       |                             |
| Enterprise Oil Norwegian AS   | 45,00000 %                      |                             |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   | 45,00000 %                      |                             |
| Norske Conoco A/S   | 3,75000 %                       |                             |
| Funnbrønn:  | 25/8-5 S                        | År: 1994                    |
| Godkjent utbygd:  | 1997                            | Prod.start: 1999            |
| Utvinnbare reserver:  | 31,1                            | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   | 1,0                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   | 0,0                             | mill. tonn NGL              |
|   | 0,0                             | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 8,8                             | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 152                             | mill.                       |

### Utvinning

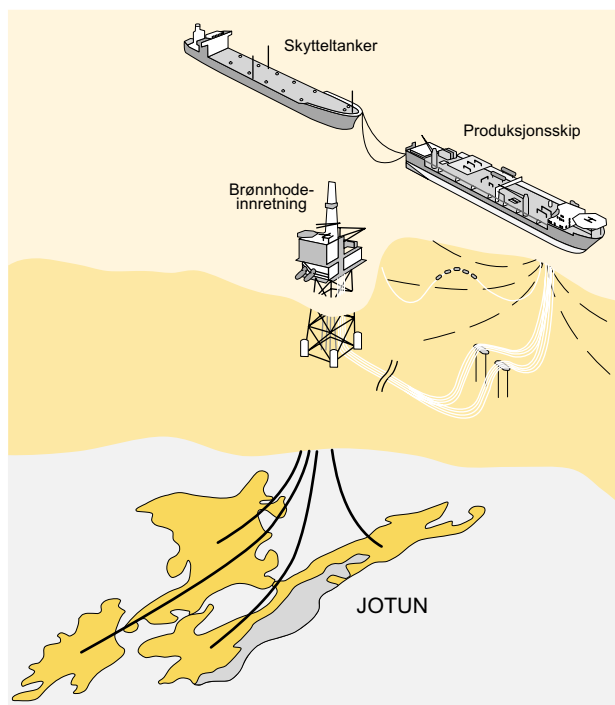
Jotun (figur 1.10.11) omfatter funnene 25/8-5 S, 25/7-3 og 25/8-8 S, som alle ble gjort i 1994 og 1995. I alle strukturene ble det påvist olje i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 25/8-8 S-funnet ble det også påvist noe fri gass. Hoveddelen av ressursene ligger innenfor utvinningstillatelse 027B. En avtale om samordning mellom de to utvinningstillatelsene ble inngått høsten 1997. Feltet drives med vanninjeksjon, eventuelt i kombinasjon med naturlig vanddriv.

Jotun kom i produksjon i september 1999. Det er totalt planlagt 11 oljeproducenter, seks vanninjektorer og to vannproducenter på feltet. Boring av produksjonsbrønner pågår, og ved slutten av 1999 var fire brønner kommet i produksjon.

## Utbygging

Utbyggingsløsningen består av en brønnhodeinnretning og et produksjonsskip (figur 1.10.13). Brønnhodeinnretningen ble plassert på feltet i august 1998. Oljen blir lastet på feltet og gassen eksporteres gjennom Statpipe.

Figur 1.10.13  
Innretninger på Jotun



## HEIMDAL

| Avtalebasert område:   |        | Heimdal     |                             |
|--|--------|-------------|-----------------------------|
| Utvinningstillatelse:  | 036    | Blokk:      | 25/4                        |
| Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS  |        |             |                             |
| Rettighetshavere:  |        |             |                             |
| AS Ugland Rederi   |        | 0,16900 %   |                             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 20,000 %)   |        | 40,00000 %  |                             |
| Elf Petroleum Norge AS   |        | 11,93900 %  |                             |
| Marathon Petroleum Norge AS  |        | 23,79800 %  |                             |
| Norsk Hydro Produksjon AS  |        | 15,80300 %  |                             |
| Saga Petroleum ASA   |        | 3,47100 %   |                             |
| Total Norge AS   |        | 4,82000 %   |                             |
| Funnbrønn:   | 25/4-1 | År:         | 1972                        |
| Godkjent utbygd:   | 1981   | Prod.start: | 1985                        |
|  | 1992   |             |                             |
|  | 1999   |             |                             |
| Utvinnbare reserver:   |        | 6,9         | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|  |        | 44,6        | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|  |        | 0,0         | mill. tonn NGL              |
|  |        | 0,0         | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   |        | 16,6        | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: |        | 233         | mill.                       |

## Utvinning

Feltet (figur 1.10.11) produserer fra sandsteiner i Heimdalformasjonen. Det er boret ni produksjonsbrønner og en observasjonsbrønn. Siden sommeren 1999 har feltet vært nedstengt for ombygging av innretningen.

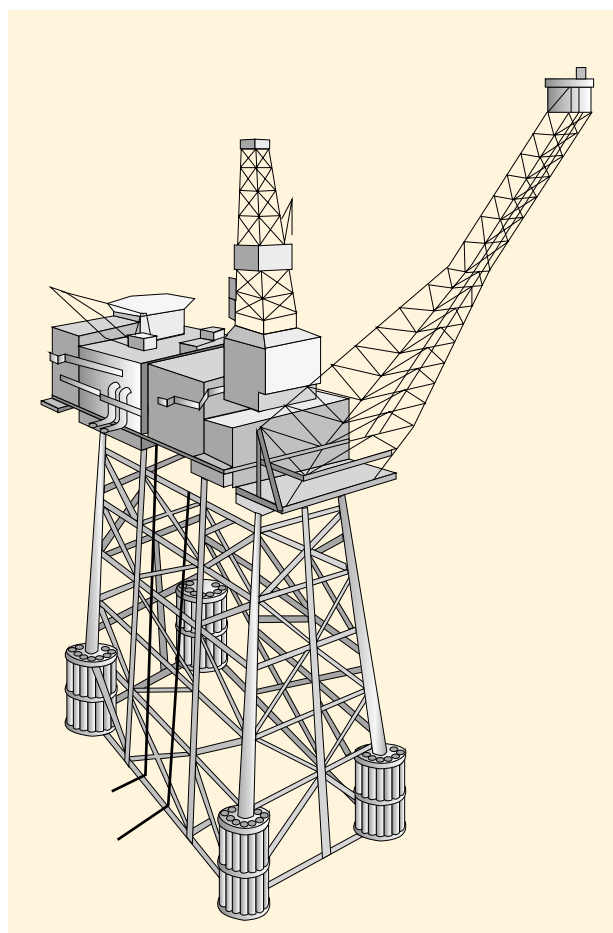
## Utbygging

Heimdal feltet er bygd ut med en integrert stålinnretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon (figur 1.10.14). Leveransene av gass til Emden kom i gang i februar 1986.

Gassen fra Heimdal feltet blir transportert i Statpipe. Rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipesystemet på stigerørsinnretningen Draupner. Kondensatet transporteres fra Heimdal til Brae i britisk sektor i en egen rørledning. Fra Braefeltet går kondensatet til Cruden Bay i Skottland.

Etter en ombyggingfase fra 1999 til 2000 vil innretningen bli satt i drift igjen for å produsere restreservene i feltet, og for prosessering av gassen fra 30/2-1 Huldra. Det blir også bygd en stigerørsinnretning som skal ta inn stigerør fra andre funn og transportsystem i området.

Figur 1.10.14  
Innretning på Heimdal



## FRIGG

| Avtalebasert område:             |     | Frigg      |      |
|----------------------------------|-----|------------|------|
| Utvinningstillatelse:            | 024 | Blokk:     | 25/1 |
| Operatør: Elf Petroleum Norge AS |     |            |      |
| Rettighetshavere:                |     |            |      |
| <b>Norsk del (60,82)</b>         |     |            |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s |     | 12,16400 % |      |
| Elf Petroleum Norge AS           |     | 16,06800 % |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS        |     | 19,99200 % |      |
| Total Norge AS                   |     | 12,59600 % |      |

| <b>Britisk del (39,18%)</b>   |        |                             |      |
|---|--------|-----------------------------|------|
| Elf Exploration UK Ltd  |        | 26,12000 %                  |      |
| Total Oil Marine Ltd  |        | 13,06000 %                  |      |
| Funnbrønn:  | 25/1-1 | År:                         | 1971 |
| Godkjent utbygd:  | 1974   | Prod.start:                 | 1977 |
| Utvinnbare reserver:  | 0,0    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 119,8  | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0,0    | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0,4    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 30,5   | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: | 364    | mill.                       |      |

### Utvinning

Feltet (figur 1.10.11) produserer gass fra Friggformasjonen som består av sandstein av eocen alder. Produksjonsbrønnene på CDP1 (figur 1.10.15) er permanent plugget. Brønnene på DP2 har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt. Etter planene vil produksjonen bli avsluttet i 2002.

### Utbygging

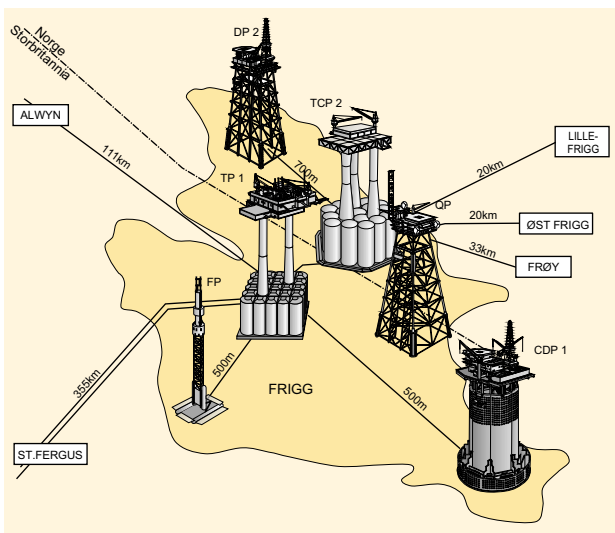
Feltet er bygd ut i tre faser. Fase I består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1, og QP). Produksjonen fra Fase I startet i 1977.

Fase II består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra Fase II startet i 1978. Figur 1.10.15 viser innretningene i Friggområdet.

Fase III av utbyggingen omfatter installasjon av tre turbindrevne kompressorer på TCP2. Kompressoranlegget er nødvendig for å kompensere for redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981.

I 1995 ble det installert en ny modul på TCP2 for å behandle olje og gass fra Frøy. Før nedstenging av Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg og Odin, ble også gassen

**Figur 1.10.15**  
Innretninger i Friggområdet



fra disse feltene behandlet på Frigg. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

TP1 er omgjort fra en behandlingsinnretning til en stigerørsinnretning. Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to rørledninger, hver med en diameter på 813 millimeter. Væsken transporteres i Frostpipe via Oseberg til Stureterminalen.

### FRØY

| Avtalebasert område:  |          | Frøy                        |            |
|---|----------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 026, 102 | <b>Blokk:</b>               | 25/2, 25/5 |
| Operatør: Elf Petroleum Norge AS  |          |                             |            |
| Rettighetshavere:   |          |                             |            |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 41,616 %)  |          | 53,96000 %                  |            |
| Elf Petroleum Norge AS  |          | 24,75730 %                  |            |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |          | 6,04810 %                   |            |
| Total Norge AS  |          | 15,23460 %                  |            |
| Funnbrønn:  | 25/5-1   | År:                         | 1987       |
| Godkjent utbygd:  | 1992     | Prod.start:                 | 1995       |
| Utvinnbare reserver:  | 5,5      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 1,6      | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 0,0      | mill. tonn NGL              |            |
|   | 0,1      | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 6,6      | mrd.                        |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: | 142      | mill.                       |            |

### Utvinning

Frøy (figur 1.10.11) er et oljefelt og produserer fra Brentgruppen (sen jura). Utvinningsstrategi er basert på vanninjeksjon. Feltet har 10 brønner, derav seks produksjonsbrønner. Feltet produserer i dag fra tre brønner. Frøy har i dag lav produksjon og relativt høye driftskostnader. Planen er å produsere fram til sommeren 2000.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en brønnhodeinnretning. Olje og gass overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling og måling. Gassen transporteres videre til St.Fergus. Oljen transporteres i Frostpipe til Oseberg og derfra videre til oljeterminalen på Stura.

## OSEBERGOMRÅDET

### OSEBERG

| Avtalebasert område:                             |          | Oseberg       |            |
|--|----------|---------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>                    | 053, 079 | <b>Blokk:</b> | 30/6, 30/9 |
| Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS              |          |               |            |
| Rettighetshavere:                                |          |               |            |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,784 %) |          | 64,78379 %    |            |
| Elf Petroleum Norge AS                           |          | 5,76959 %     |            |
| Mobil Development Norway AS                      |          | 4,32720 %     |            |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        |          | 13,68186 %    |            |
| Saga Petroleum ASA                               |          | 8,55276 %     |            |
| Total Norge AS                                   |          | 2,88480 %     |            |
| Funnbrønn:                                       | 30/6-1   | År:           | 1979       |

|   |       |                             |      |
|---|-------|-----------------------------|------|
| Godkjent utbygd:  | 1984  | Prod.start:                 | 1988 |
|   | 1988  |                             |      |
|   | 1996  |                             |      |
| Utvinnbare reserver:  | 337,0 | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 34,0  | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0,0   | mill. tonn NGL              |      |
|   | 7,5   | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 61,6  | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffen og forsikring: | 1,4   | mrd.                        |      |

## Utvinning

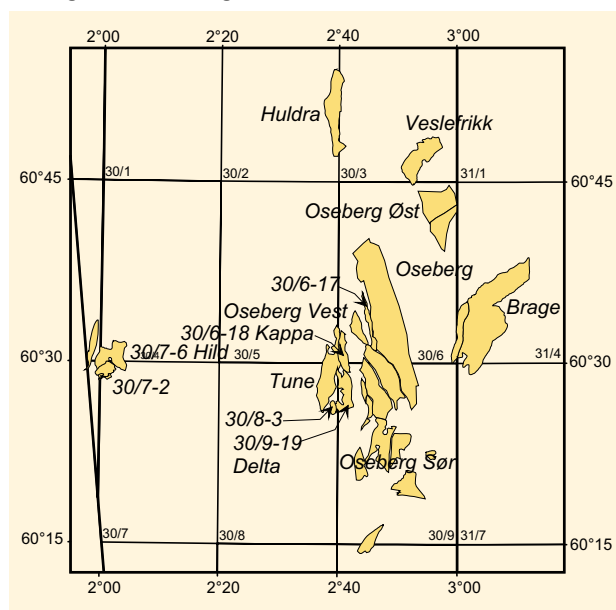
Feltet består av flere reservoarer i Brentgruppen (mellomjura) fordelt på tre strukturer. Figur 1.10.16 viser felt og funn i Osebergområdet. Hovedreservoarene ligger i Osebergformasjonen og Tarbertformasjonen, men også Etime- og Nessformasjonene er viktige bidragsyttere. Reservoaret hadde en initiell gasskappe over oljesonen. Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnene blir nå boret horisontalt, med gode erfaringer. Reservoartrykket i Oseberg opprettholdes ved gassinjeksjon, vanninjeksjon og VAG. Injeksjonsgass er blitt importert fra Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest. Det er ca 70 operative brønner på feltet inklusive injeksjonsbrønner.

## Utbygging

Oljedelen av Osebergfeltet er bygd ut i to faser (figur 1.10.17). Fase I består av et feltcenter i sør med to innretninger. Oseberg A er en prosess- og boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B er en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 55 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Fase II omfattet utbygging av den nordlige delen av feltet. Oseberg C-innretningen er en integrert produksjonsbore- og boliginnretning (PDQ). Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 23 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

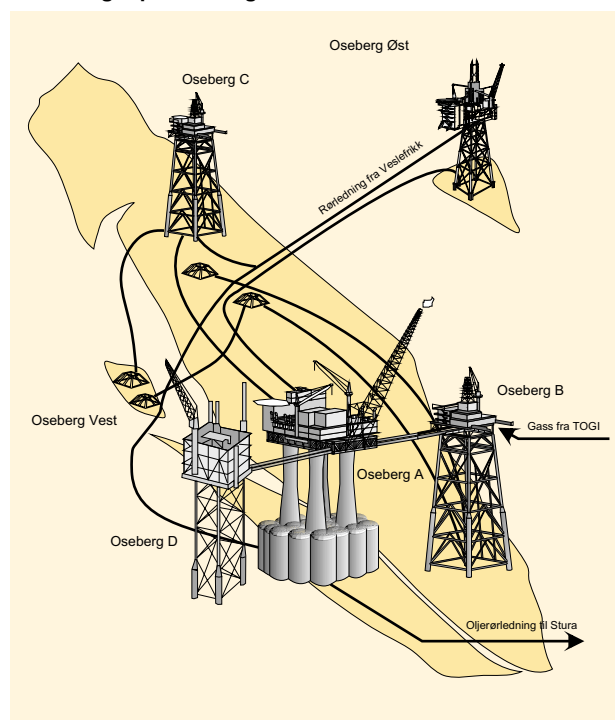
**Figur 1.10.16**  
Felt og funn i Osebergområdet



Gassfasen (fase III) er bygd ut med Oseberg D knyttet til resten av feltcenteret. Denne innretningen, for tørrgassprosessering, har kapasitet på 10 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og ble tatt i bruk i oktober 1999. Fiskale målestasjoner for gass og kondensat er installert. I første omgang nyttes anlegget til resirkulering av gass i reservoaret for å gi økt olje/kondensatutvinning. Gasseksporten vil starte 1.10.2000 gjennom en ny rørledning til Statpipesystemet via Heimdalinnretningen.

Oseberg A og Oseberg C er utstyrt med målestasjoner for fiskal måling av stabilisert olje før transport i rørledning til Stureterminalen. Kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) måles over fiskal gassmålestasjon installert på Oseberg A. Fra terminalen på Stura eksporteres stabilisert olje fra to kaianlegg som er tilknyttet to identiske fiskale oljemålestasjoner.

**Figur 1.10.17**  
Innretninger på Oseberg



## OSEBERG VEST

|  |                           |                             |      |
|--|---------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Avtalebaset område:</b>                       | Oseberg                   |                             |      |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>                     | 053                       | <b>Blokk:</b>               | 30/6 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |      |
| Rettighetshavere:                                |                           |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,784 %) | 64,78379 %                |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS                           | 5,76959 %                 |                             |      |
| Mobil Development Norway AS                      | 4,32720 %                 |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        | 13,68186 %                |                             |      |
| Saga Petroleum ASA                               | 8,55276 %                 |                             |      |
| Total Norge AS                                   | 2,88480 %                 |                             |      |
| Funnbrønn:                                       | 30/6-15                   | År:                         | 1984 |
| Godkjent utbygd:                                 | 1988                      | Prod.start:                 | 1991 |
| Utvinnbare reserver:                             | 1,6                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 6,0                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0,0                       | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |



|  |     |       |
|--|-----|-------|
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 0,9 | mrd.  |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 0   | mill. |

### Utvinning

Oseberg Vest består av en rotert forkastningsblokk der reservoarsonene finnes i Staffjordformasjonen (undre jura).

En kullholdig skifersone deler Staffjordformasjonen i en øvre og nedre reservoarson. Det ble først påvist gass med en tynn oljesone i den øvre reservoarsonen. For å produsere mest mulig av oljen, ble det valgt en produksjonsløsning med to horisontale produksjonsbrønner. I forbindelse med boring av den første produksjonsbrønnen, ble det påvist olje i den undre reservoarsonen. Feltet produseres med trykkavlastning, men har naturlig trykkstøtte fra gasskappen.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med to horisontale produksjonsbrønner. Den første produksjonsbrønnen som kom i produksjon i 1991, er knyttet til Oseberg C, mens den andre brønnen, som ble ferdigstilt i 1996, er knyttet til Oseberg B. All gass som produseres injiseres i Osebergfeltet.

### OSEBERG ØST

|  |                           |                             |      |
|--|---------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 053                       | <b>Blokk:</b>               | 30/6 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |      |
| Rettighetshavere:  |                           |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,400 %)   | 59,40000 %                |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS   | 9,33300 %                 |                             |      |
| Mobil Development Norway AS  | 7,00000 %                 |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 12,25000 %                |                             |      |
| Saga Petroleum ASA   | 7,35000 %                 |                             |      |
| Total Norge AS   | 4,66700 %                 |                             |      |
| Funnbrønn:   | 30/6-5                    | År:                         | 1981 |
| Godkjent utbygd:   | 1996                      | Prod.start:                 | 1999 |
| Utvinnbare reserver:   | 22,8                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 0,8                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0,0                       | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 4,8                       | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 221                       | mill.                       |      |

### Utvinning

Feltet består av to strukturer som er adskilt med en forsegrende forkastning. Begge strukturene inneholder flere oljeførende lag innenfor Brentgruppen (mellomjura) med varierende porøsitet og permeabilitet samt flere ulike olje/vannkontakter. Det er lagt opp til trykkvedlikehold ved hjelp av vann- og VAG-injeksjon. Feltet vil bli produsert med seks produksjons-, seks injeksjons- og to vannproduksjonsbrønner.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en innretning med boligkvarter, boreutstyr og førstetrinnsseparasjon av olje, vann og gass.

Ferdigprosessering foregår på Oseberg feltcenter. Innretningen har kapasitet til å behandle 12 000 Sm<sup>3</sup> olje og 13 300 m<sup>3</sup> vann per dag. Maksimum gassinjeksjonsrate er 1,4 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Fiskal måling av oljeproduksjonen blir utført på feltet. Oljen fra feltet blir transportert i Oseberg Transport System til Stura. Produksjonen startet i mai 1999.

### OSEBERG SØR

|  |                           |                             |             |
|--|---------------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>  | Oseberg Sør               |                             |             |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 079, 104, 171             | <b>Blokk:</b>               | 30/12, 30/9 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |             |
| Rettighetshavere:  |                           |                             |             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 38,360 %)   | 56,58000 %                |                             |             |
| Mobil Development Norway AS  | 3,70000 %                 |                             |             |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 21,88000 %                |                             |             |
| Norske Conoco A/S  | 7,70000 %                 |                             |             |
| Saga Petroleum ASA   | 10,14000 %                |                             |             |
| Funnbrønn:   | 30/9-3                    | År:                         | 1984        |
| Godkjent utbygd:   | 1997                      | Prod.start:                 | 2000        |
| Utvinnbare reserver:   | 53,5                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|  | 11,4                      | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|  | 0,0                       | mill. tonn NGL              |             |
|  | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 9,4                       | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 61                        | mill.                       |             |

### Utvinning

Ti mulige reservoarstrukturer ligger innenfor det området som operatøren definerer som Oseberg Sør. Sju av disse inngår i basisestimatene for feltet. Norsk Hydro er operatør, og området er samordnet. Hovedtyngden av reservene ligger i Brentgruppen (mellomjura), men det er også gjort funn i Heather- og Draupneformasjonene (senjura). Produksjonsmekanismen er forskjellig for de ulike strukturene. Planen er å benytte vanninjeksjon, gassinjeksjon og VAG-injeksjon for trykkvedlikehold. Det er planlagt 16 produksjonsbrønner, 14 injeksjonsbrønner og tre vannproduksjonsbrønner.

### Utbygging

Feltet er under utbygging med en innretning med boligkvarter, boremodul og førstetrinnsseparasjon av olje og gass. Innretningen vil ha kapasitet til å behandle 14 900 Sm<sup>3</sup> olje og 13 000 m<sup>3</sup> vann per dag, og det vil bli utført fiskal måling av oljen. Ferdigprosessering vil foregå på Oseberg feltcenter. Oljen vil bli transportert i Oseberg Transport System til Stura. Noen av reservoarene skal bores med brønner fra to bunnrammer som skal koples til innretningen med rørledninger. En del av Omega Nordstrukturen kan nås med brønner fra Oseberg feltcenter, og vil bli produsert og fiskalt målt derfra. Produksjonen fra Omega Nord vil starte i februar 2000, mens Oseberg Sør-innretningen vil ha produksjonsstart i september 2000.



**TUNE**

|   |                           |                             |                  |
|---|---------------------------|-----------------------------|------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 034, 053, 190             | <b>Blokk:</b>               | 30/5, 30/6, 30/8 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |                  |
| Rettighetshavere:   |                           |                             |                  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,000 %)  |                           |                             | 50,00000 %       |
| Elf Petroleum Norge AS  |                           |                             | 10,00000 %       |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                           |                             | 30,00000 %       |
| Total Norge AS  |                           |                             | 10,00000 %       |
| Funnbrønn:  | 30/8-1 S                  | År:                         | 1995             |
| Godkjent utbygd:  | 1999                      | Prod.start:                 | 2002             |
| Utvinnbare reserver:  |                           |                             |                  |
|   | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                  |
|   | 24,0                      | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                  |
|   | 0,1                       | mill. tonn NGL              |                  |
|   | 6,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                  |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                           |                             |                  |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 0                         | mill.                       |                  |

30/8-1 S Tune er et gass/kondensat funn som ligger 12 km vest for Oseberg feltet. Tune (figur 1.10.16) består av to hovedstrukturer; A- og B-strukturen. Gass/kondensat er påvist i A-strukturen.

Plan for utbygging og drift ble godkjent desember 1999. Feltet er planlagt utbygd i to faser. Tune bygges ut som en havbunnsutbygging med transport av brønnstrømmen til Oseberg. Feltet er gitt gassallokering basert på utbygging av A-strukturen.

**BRAGE**

|   |                           |                             |                  |
|---|---------------------------|-----------------------------|------------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>   | Brage                     |                             |                  |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 053 B, 055, 185           | <b>Blokk:</b>               | 30/6, 31/4, 31/7 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |                  |
| Rettighetshavere:   |                           |                             |                  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,257 %)  |                           |                             | 46,95670 %       |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                           |                             | 16,34340 %       |
| Fortum Petroleum AS   |                           |                             | 12,25750 %       |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                           |                             | 24,44240 %       |
| Funnbrønn:  | 31/4-3                    | År:                         | 1980             |
| Godkjent utbygd:  | 1990                      | Prod.start:                 | 1993             |
|   | 1998                      |                             |                  |
| Utvinnbare reserver:  |                           |                             |                  |
|   | 46,7                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                  |
|   | 2,6                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                  |
|   | 0,7                       | mill. tonn NGL              |                  |
|   | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                  |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                           |                             |                  |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 396                       | mill.                       |                  |

**Utvinning**

Det er påvist olje i to formasjoner i den samordnede delen av Brage (figur 1.10.16); Statfjordformasjonen (tidligjura) og Fensfjordformasjonen (senjura). I Sognefjordformasjonen (senjura) er det påvist olje og gass.

Nåværende utvinningsstrategi for Brage er trykkstøtte ved vanninjeksjon for Statfjordformasjonen og både vann- og VAG-injeksjon for Fensfjordformasjonen. Produksjonen fra Brage startet opp i 1993 og har vært fallende siden 1998.

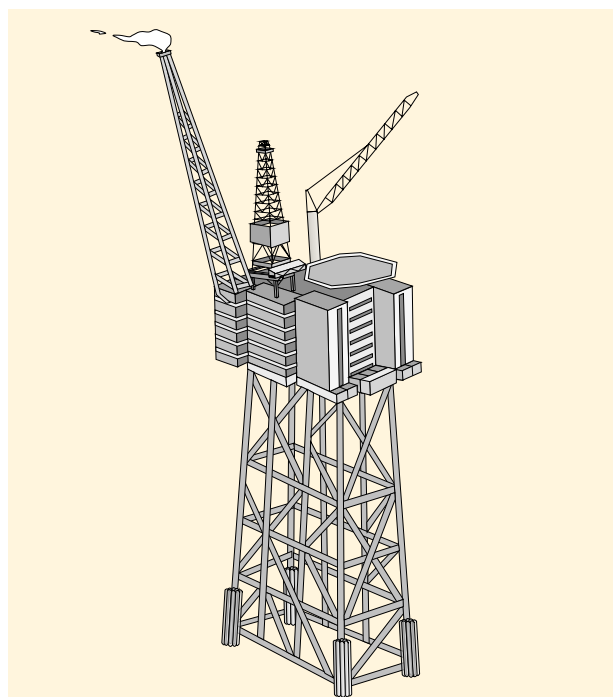
Det ble startet prøveutvinning fra Sognefjordformasjonen høsten 1997. Plan for utbygging og drift for forekomstene i Sognefjordformasjonen ble fremlagt og godkjent i oktober 1998. En produksjonsbrønn er boret i denne formasjonen, men denne har vært ute av drift siden tidlig i 1999.

**Utbygging**

Bragefeltet er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell (figur 1.10.18). Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Osebergledningen til Stureterminalen. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe.

Feltet har totalt 34 brønner, hvorav 21 er oljeprodusenter, fem vannprodusenter/injektorer og seks VAG-injektorer. Det har ikke vært boring på Brage siden mars 1999, grunnet lav oljepris og høy økonomisk risiko knyttet til nye brønner. Ny boring ventes igangsatt i 2000.

**Figur 1.10.18**  
Innretning på Brage

**VESLEFRIKK**

|  |                                  |               |            |
|--|----------------------------------|---------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>                    | 052, 053                         | <b>Blokk:</b> | 30/3, 30/6 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |               |            |
| Rettighetshavere:                                |                                  |               |            |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 37,000 %) |                                  |               | 55,00000 % |
| Norske RWE-DEA AS                                |                                  |               | 2,25000 %  |
| Petro-Canada Norge AS                            |                                  |               | 9,00000 %  |
| RWE-DEA Norge AS                                 |                                  |               | 11,25000 % |
| Svenska Petroleum Exploration AS                 |                                  |               | 4,50000 %  |
| Total Norge AS                                   |                                  |               | 18,00000 % |
| Funnbrønn:                                       | 30/3-2 R                         | År:           | 1981       |
| Godkjent utbygd:                                 | 1987                             | Prod.start:   | 1989       |
|  | 1994                             |               |            |
|  | 1994                             |               |            |
|  | 1994                             |               |            |
|  | 1999                             |               |            |

|  |      |                             |
|--|------|-----------------------------|
| Utvinnbare reserver:   | 54,5 | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|  | 9,6  | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|  | 1,3  | mill. tonn NGL              |
|  | 0,0  | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 14,2 | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 1033 | mill.                       |

### Utvinning

Feltet (figur 1.10.16) produserer fra reservoarer i undre del av Brentgruppen, Dunlingruppen (Intra Dunlin Sand) og Statfjordformasjonen.

Nåværende utvinningsstrategi for feltet er trykkstøtte ved vanninjeksjon i Brentgruppen, tørrgassinjeksjon i Statfjordformasjonen og VAG-injeksjon i Dunlingruppen.

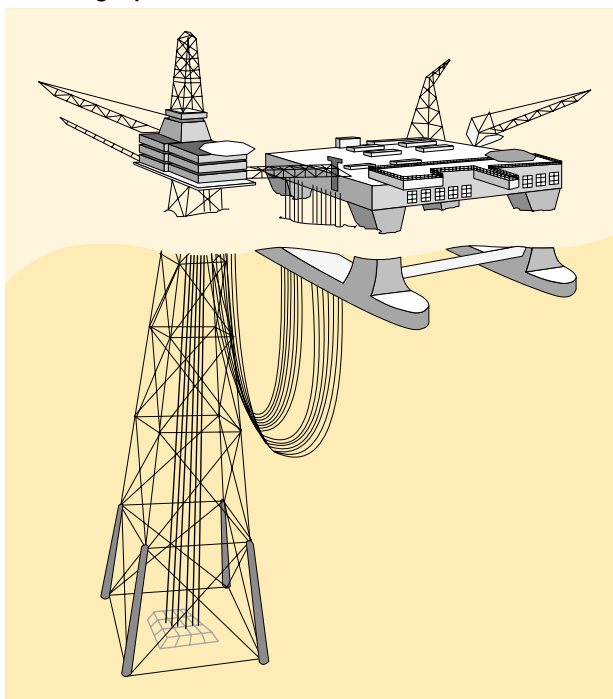
Produksjonen fra Statfjordformasjonen startet i 1997. Reservoaret har gasskappe og et høyere innhold av assosiert gass enn de øvrige reservoarene.

Under boring av brønn 30/3-7 S i 1995 ble det gjort et mindre funn. Brønnen ble testet i 1997. Brønn 30/3-7 B er det tredje sporet av brønn 30/3-7. Det ble startet prøveutvinning fra brønnen i 1998. Testing av resultatene vil starte i januar 2000.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter (figur 1.10.19). Den halvt nedsenkbare innretningen er tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen. Feltet har 14 produksjonsbrønner, fem vanninjeksjonsbrønner, to VAG-injeksjonsbrønner og en gassinjektor.

Figur 1.10.19  
Innretninger på Veslefrikk



En oljerørledning er tilkoblet Oseberg Transport System for transport av olje til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet.

Det er besluttet at gassen fra Huldra skal føres via Veslefrikk til Statpipe-rørledningen. Nødvendige modifiseringer, samt en oppgradering ble gjort ved at den halvt nedsenkbare innretningen ble slept til Aker Stord hvor arbeidet ble utført. Dette medførte full produksjonsstopp på Veslefrikk i månedene juni-august, samt bare halv produksjon i september.

### HULDRA

|  |                                  |                             |            |
|--|----------------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>  | Huldra                           |                             |            |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 051, 052                         | <b>Blokk:</b>               | 30/2, 30/3 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |            |
| Rettighetshavere:  |                                  |                             |            |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,955 %)   |                                  |                             | 51,62011 % |
| Norske Conoco A/S  |                                  |                             | 23,33625 % |
| Petro-Canada Norge AS  |                                  |                             | 0,49788 %  |
| Svenska Petroleum Exploration AS   |                                  |                             | 0,21375 %  |
| Total Norge AS   |                                  |                             | 24,33201 % |
| Funnbrønn:   | 30/2-1                           | År:                         | 1982       |
| Godkjent utbygd:   | 1999                             | Prod.start:                 | 2001       |
| Utvinnbare reserver:   | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|  | 18,6                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|  | 0,3                              | mill. tonn NGL              |            |
|  | 7,4                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 5,8                              | mrd.                        |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 0                                | mill.                       |            |

Huldra er et gassfunn som ligger nordvest for Veslefrikk (figur 1.10.16). Det er påvist gass i Brentgruppen av mellomjura alder. Strukturelt består Huldrafunnet av en rotert forkastningsblokk med helning mot øst. Under hovedreservoaret er det et prospekt i Statfjordformasjonen som vil bli boret. Huldra er gitt gassallokering med planlagt produksjonstart i 2001.

Plan for utbygging og drift for Huldrafunnet og plan for anlegg og drift for rørledningene er godkjent. Huldrafunnet bygges ut med en fast, ubemannet innretning. Boring er planlagt med en oppjekkbar innretning. Det er planlagt seks produksjonsbrønner. Etter førstetrinnseparering vil gass og kondensat bli transportert til henholdsvis Heimdal og Veslefrikk for ferdigprosessering.

### TROLL

|  |   |               |                        |
|--|---|---------------|------------------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>                      | Troll   |               |                        |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>                    | 054, 085  | <b>Blokk:</b> | 31/2, 31/3, 31/5, 31/6 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS, Den norske stats oljeselskap a.s |               |                        |
| Rettighetshavere:                                |   |               |                        |
| A/S Norske Shell                                 |   |               | 8,10145 %              |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 62,928 %) |   |               | 76,80468 % *           |
| Elf Petroleum Norge AS                           |   |               | 2,34548 %              |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        |   |               | 7,71753 %              |
| Norske Conoco A/S                                |   |               | 1,62374 %              |

|   |        |                             |      |
|---|--------|-----------------------------|------|
| Saga Petroleum ASA  |        | 2,06164 %                   |      |
| Total Norge AS  |        | 1,34548 %                   |      |
| Funnbrønn:  | 31/2-1 | År:                         | 1979 |
| Godkjent utbygd:  | 1986   | Prod.start:                 | 1995 |
|   | 1992   |                             |      |
|   | 1994   |                             |      |
|   | 1996   |                             |      |
|   | 1997   |                             |      |
|   | 1999   |                             |      |
| Utvinnbare reserver:  | 195,0  | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 653,3  | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 12,7   | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0,0    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
|   | 68,7   | mrd.                        |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |        |                             |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikring: | 726    | mill.                       |      |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

Strukturelt ligger Trollfeltet på den nordvestlige delen av Hordaplattformen (figur 1.10.20). Feltet består av tre relativt store, roterte forkastningsblokker med østlig fall og strekker seg over 750 km<sup>2</sup>. Vanddypet i området er over 300 meter. De hydrokarbonførende lagene er hovedsakelig sandsteiner i Sognefjordformasjonen av mellom til sen jura alder. Feltets gasskolonne, som er over 200 meter tykk i øst, avtar mot vest, mens oljekolonnen avtar fra 22-26 meter i vest til 0-4 meter i øst. Utbyggingen av feltet skjer i flere faser. Trollfeltet ble samordnet i 1986.

I tillegg til de oppgitte utvinnbare oljereservene er det identifisert betydelige potensielle tilleggsressurser i Troll Vest.

### TOGI

Havbunnsystemet Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI) styres fra Oseberg feltsenter og produserer gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet. Produksjon og leveranse av gass via TOGI startet i februar 1991. TOGI hadde fram til utgangen av 1998 levert 19,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til Oseberg. I 1999 har det ikke vært produksjon fra TOGI. Produksjonen vil ventelig bli tatt opp igjen i 2000. Norsk Hydro foresto utbyggingen av TOGI og er driftsoperatør.

### Troll fase I: Utbygging av gassreservene i Troll Øst

#### Utvinning

A/S Norske Shell var utbyggingsoperatør for Troll fase I. Statoil overtok som driftsoperatør for Troll fase I i juni 1996. I løpet av 1998 ble de siste av de 39 gassproduksjonsbrønnene i Troll Øst ferdigstilt.

Ordinære gassleveranser fra Troll startet 1. oktober 1996. Gassen leveres til ulike kunder på kontinentet. Kun en del av gassen på feltet er solgt. På grunn av trykkommunikasjon internt i feltet kan gassproduksjonen fra Troll Øst ha stor innvirkning på framtidig utvinning av olje fra Troll Vest. Det legges derfor stor vekt på å finne fram til en optimal produksjonsstrategi for olje og gass fra hele Trollfeltet. Høsten 1998 ble det opprettet en arbeidsgruppe som skulle vurdere utvinningsstrategi for Troll. Arbeidsgruppen består av representanter fra operatørene, Statoil og Norsk Hydro, samt Oljedirektoratet. Arbeidsgruppen la frem en rapport i 1999. Evaluering av rapporten og videre studier pågår fortsatt.

#### Utbygging

Gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A, som er en fast brønnhodeinnretning med understell av betong. Gassen fra Troll Øst og Troll Vest transporteres fra Troll A via to flerfaserørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. I landanlegget blir kondensatet skilt fra gassen og transportert gjennom rørledning til Stureterminalen. Herfra blir kondensat eid av Hydro og Elf eksportert til markedet, mens det øvrige kondensat blir sendt via rørledning til Mongstad for videre bearbeiding der. Kondensatet mengdebestemmes i en fiskal målestasjon før det forlater Kollsnesterminalen. Tørrgassen blir komprimert og eksportert i rør til kontinentet.

Kollsnesanlegget har en eksportkapasitet på 100 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Måling av gassen til fiskal standard skjer i to identiske målestasjoner for henholdsvis Zeepipe II A og II B. Hver målestasjon har kapasitet på ca 58,8 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er tilrettelagt for ytterligere utvidelser.

### Troll fase II: Utbygging av oljereservene i Troll Vest olje provins og Troll Vest gass provins

#### Utvinning av olje fra Troll Vest olje provins

Olje provinsen omfatter den vestligste delen av feltet, som har en 22-26 meters oljekolonne under en liten gasskappe. Produksjonen startet i september 1995. Fram til utgangen av 1999 var det boret 18 horisontale produksjonsbrønner og én gassinjektor. Det siste året har produksjonen utviklet seg omtrent som forventet. Forventede oljereserver er økt litt på bakgrunn av positiv reservoarutvikling totalt sett og lengre produksjonserfaring.

Produksjonsstrategien avhenger av forhold som trykkutvikling og kommunikasjon med andre områder av feltet. I den sørlige delen av olje provinsen blir mest mulig gass reinjisert, mens strategien er en kontrollert produksjon av fri gass sammen med oljen i den nordlige delen av provinsen. Brønnene i olje provinsen er fordelt på fire brønneklynger som er koplet opp til Troll B.

#### Utvinning av olje fra Troll Vest gass provins

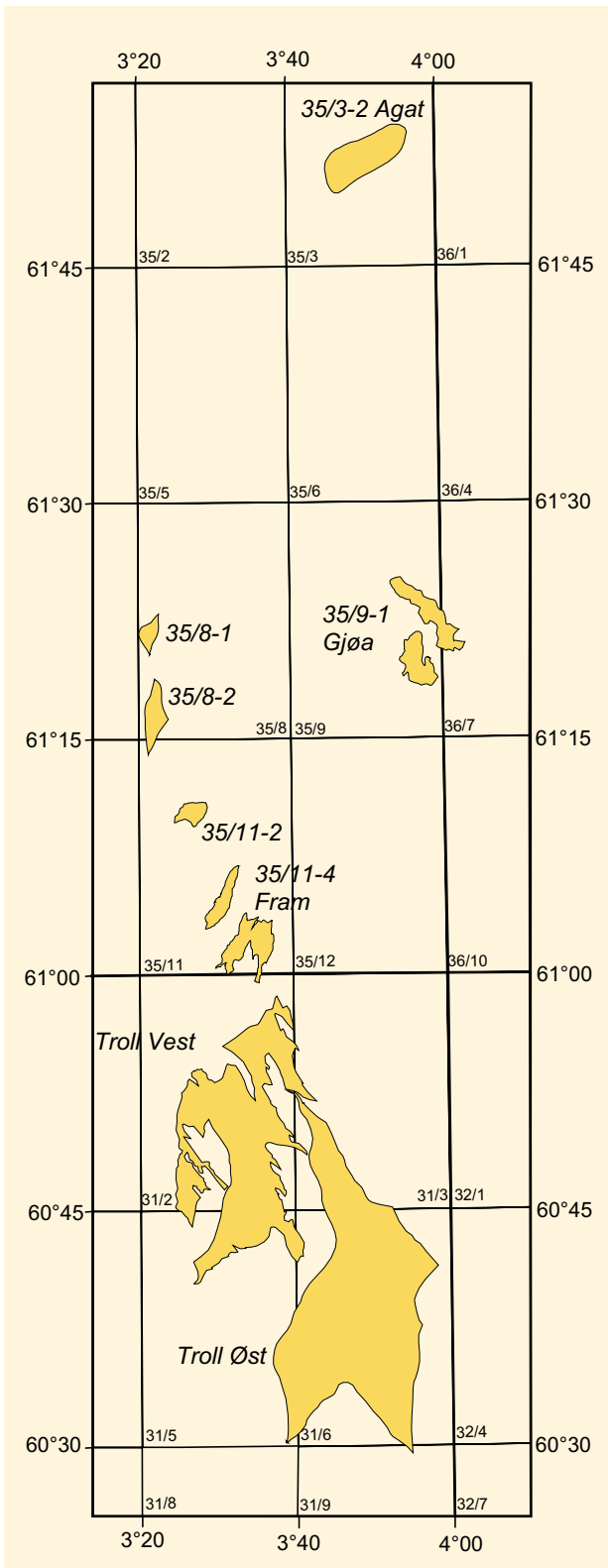
Gass provinsen omfatter den midtre delen av feltet med oljekolonne på 11,5-14,5 meter og gasskolonne på opptil 200 meter. Utvinning av oljereservene i gass provinsen kan være tidskritisk i forhold til uttaket av gass både i Troll Øst og Troll Vest. Den stegvise utbyggingen har vært viktig for å få produksjonserfaring fra deler av området før nye utbyggingsløsninger ble besluttet.

Plan for utbygging og drift av de to første havbunnsinstallasjonene i sørlig del av Troll Vest gass provins ble godkjent av myndighetene i mai 1994 og i juli 1996. Den første brønngruppen startet produksjon i november 1995, den andre i april 1998. Produksjonen har utviklet seg noe dårligere enn forventet etter gassgjennombrudd. Totalt er produksjonsraten lavere enn predikert, noe som hovedsakelig skyldes forsinket borefremdrift.

Videre plan for utbygging og drift av oljen i Troll Vest

gassprovins ble godkjent av myndighetene i juni 1997. Utbyggingsplanen omfatter ni brønnklynger med totalt 50 horisontale produksjonsbrønner, derav flere flergrensbrønner. Tre brønngrupper med totalt 18 brønner i sørlig del av gassprovinsen tilknyttet Troll B. Ved utgangen av 1999 var 12 av disse brønnene i produksjon. Seks

**Figur 1.10.20**  
Felt og funn i Troll-, Fram- og Gjøaområdet



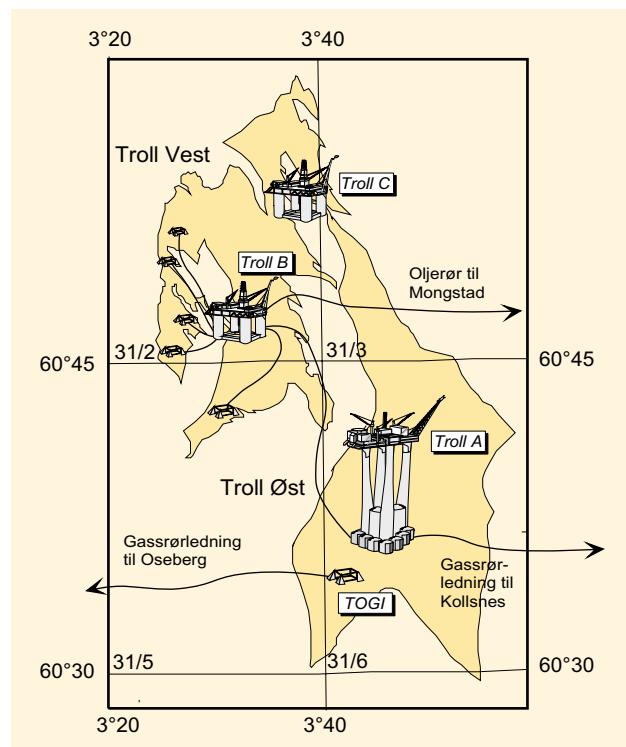
brønngrupper med 32 brønner i nordlig del av provinsen tilknyttet Troll C. Ved utgangen av 1999 var åtte av disse brønnene i produksjon. Nye felldata og oppdaterte studier har vist at det er lønnsomt å øke antall brønner og brønnrammer. I 1998 ble det innlevert et tillegg til PUD, som omfatter installasjon av en ekstra brønngruppe. Denne brønngruppen skal knyttes til Troll C. I løpet av 1997 og 1998 er det blitt boret flere observasjonsbrønner for blant annet å skaffe mer informasjon om kommunikasjonen mellom provinsene og om hvor tidskritiske ressursene er. Superkritisk produksjon, der en del friggass tillates produsert sammen med oljen, er lagt til grunn for produksjonsstrategien i dette området.

**Utbygging**

Oljereservene i Troll Vest olje provins og sørlig del av Troll Vest gassprovins produseres via Troll B, en flytende betong-innretning uten lagerkapasitet. Totalt er åtte brønnklynger i Troll Vest gassprovins tilknyttet Troll B. Troll Bs produksjonskapasitet er 42 500 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Oljen transporteres gjennom Troll Oljerør ca 90 km til Mongstad. Gass som produseres sammen med oljen, transporteres via Troll A til Kollsnes for behandling og videre eksport til markedet (figur 1.10.21).

Minst syv brønngrupper i nordlig del av gassprovinsen er planlagt tilknyttet Troll C, som er en halvt nedsenkbar stål-innretning. Innretningen ble satt i produksjon 1.11.1999. Den har oljebehandlingsskapasitet på 20 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Fra Troll C er det lagt en ny oljerørledning til Mongstad. Det er også lagt en gassrørledning til Troll A for å benytte eksisterende transportmuligheter til Kollsnes og videre til eksportmarkedet.

**Figur 1.10.21**  
Trollfeltet





### Troll fase III: Utbygging av gassressursene i Troll Vest gassprovins

#### Utvinning

Troll Vest gassprovins har en gasskolonne på opptil 200 meter over oljesonen. Besluttet og framtidig utvinning av oljeressursene anses å være tidskritisk i forhold til utvinning av gass fra Troll. Det er derfor usikkert når et større gassuttak fra Troll Vest bør starte. Hensynet til optimal utvinning av olje og gass, Trollfeltets samlede forpliktelser og fysiske leveringsevne av gass sett i sammenheng med gassforsyningsløsninger for norsk sokkel, vil inngå i vurderingen av tidspunkt for utbygging av Troll fase III.

#### GULLFAKSOMRÅDET

Innretningene på Gullfaks (figur 1.10.22) utgjør en viktig del av infrastrukturen i Tampenområdet (figur 1.10.23). I tillegg til behandling av oljen fra Gullfaks og Gullfaks Vest blir innretningene benyttet ved produksjon fra Tordis, Tordis Øst, Borg, Vigdis, Visund, Rimfaks, Gullfaks Sør og Gullveig.

Leveranser av olje fra Tordis til behandling på Gullfaks C startet i 1994. Fra 1998 har også Tordis Øst og Borg levert olje til Gullfaks C. Fra 1997 er ferdigbehandlet olje fra Vigdis sendt i rørledning via Snorre til Gullfaks A for lagring og utskipning med tankbåt. Produksjonen fra Visund startet i mai 1999, og ferdigbehandlet olje sendes i rørledning til Gullfaks A for lagring og utskipning.

Oljeproduksjonen (Fase I) fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig startet opp i 1998 og 1999, og er knyttet opp til Gullfaks A-innretningen. Gullfaks Sør Brent Fase II som omfatter produksjon av gass og assosiert væske, blir knyttet til Gullfaks C.

Også andre funn i Tampenområdet kan bli aktuelle for utbygging mot Gullfaksinnretningene, men gassbehandlingskapasiteten på Gullfaks A og C vil være en framtidig begrensning.

#### GULLFAKS

|   |                                  |                             |             |
|---|----------------------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 050                              | <b>Blokk:</b>               | 34/10       |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |             |
| Rettighetshavere:   |                                  |                             |             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73,000 %)  |                                  |                             | 91,00000 %* |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                                  |                             | 9,00000 %   |
| Funnbrønn:  | 34/10-1                          | År:                         | 1978        |
| Godkjent utbygd:  | 1981                             | Prod.start:                 | 1986        |
|   | 1985                             |                             |             |
|   | 1995                             |                             |             |
| Utvinnbare reserver:  | 314,8                            | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 21,2                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|   | 2,0                              | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 76,1                             | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikring: | 2,3                              | mrd. <sup>1)</sup>          |             |

<sup>1)</sup> Inkluderer Gullfaks Vest

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

#### Utvinning

Produksjonen fra Gullfaks er i avtrappingsfasen og over 80 prosent av reservene er nå utvunnet. Reservoaret ligger relativt grunt, på 1800 - 2200 m dyp, og består av mange skråstilte forkastningsblokker med sandstein av jura og trias alder. Blokkene har varierende grad av helning og området er til dels kraftig erodert. Feltet er i tillegg delt i to av en større nord-/sørgående forkastning. Forkastninger med mer enn 1000 meter sprang avgrensner Gullfaks i sør, øst og nordøst.

De mange forkastningene gjør at feltet er komplisert å produsere. Produksjonen startet først fra Brentreservoaret vest for hovedforkastningen og senere fra Brent- og Statfjordreservoarene i øst. De siste årene er utvinning fra Cookformasjonen kommet i gang. Det produseres også fra Lundeforrasjonen i et mindre område helt øst på Gullfaks. Drivmekanismen på Gullfaks er i hovedsak trykkvedlikehold ved injeksjon av vann og gass, men enkelte forkastningssegmenter som er for små til at trykkvedlikehold er lønnsomt, produseres med trykkavlastning eller naturlig vanddriv.

Totalt rundt 115 brønner er i drift på Gullfaks, og av disse er 30 gass- eller vanninjektorer. Boring av blant annet flergrensbrønner og langtrekkende brønner er viktige metoder for utvinning av restreservene i feltet. Flere brønner bores med multiple brønnmål, noe som krever avanserte teknikker for komplettering, overvåking og drift. Fjernstyrt komplettering, SCRAMS, er hittil installert i en brønn, med godt resultat, og brønntraktor brukes hyppig ved operasjoner i horisontale brønner.

Utvinningsgraden på Gullfaks forventes å komme opp i 55 prosent med nåværende planer. Et 2-årig prosjekt, Gullfaks oljedrenering (GOD), har i tillegg påvist et betydelig potensial for økt utvinning fra Gullfaks, blant annet ved å finne og drenere lommer med gjenværende olje i vannflømmede områder.

Basert på basisreservene for hele Gullfaksområdet vil Gullfaks ha en levetid fram til 2016. Utnyttelsen av innretningene vil i slutfasen avhenge av funn i prospekter og tredjeparts bruk av anleggene.

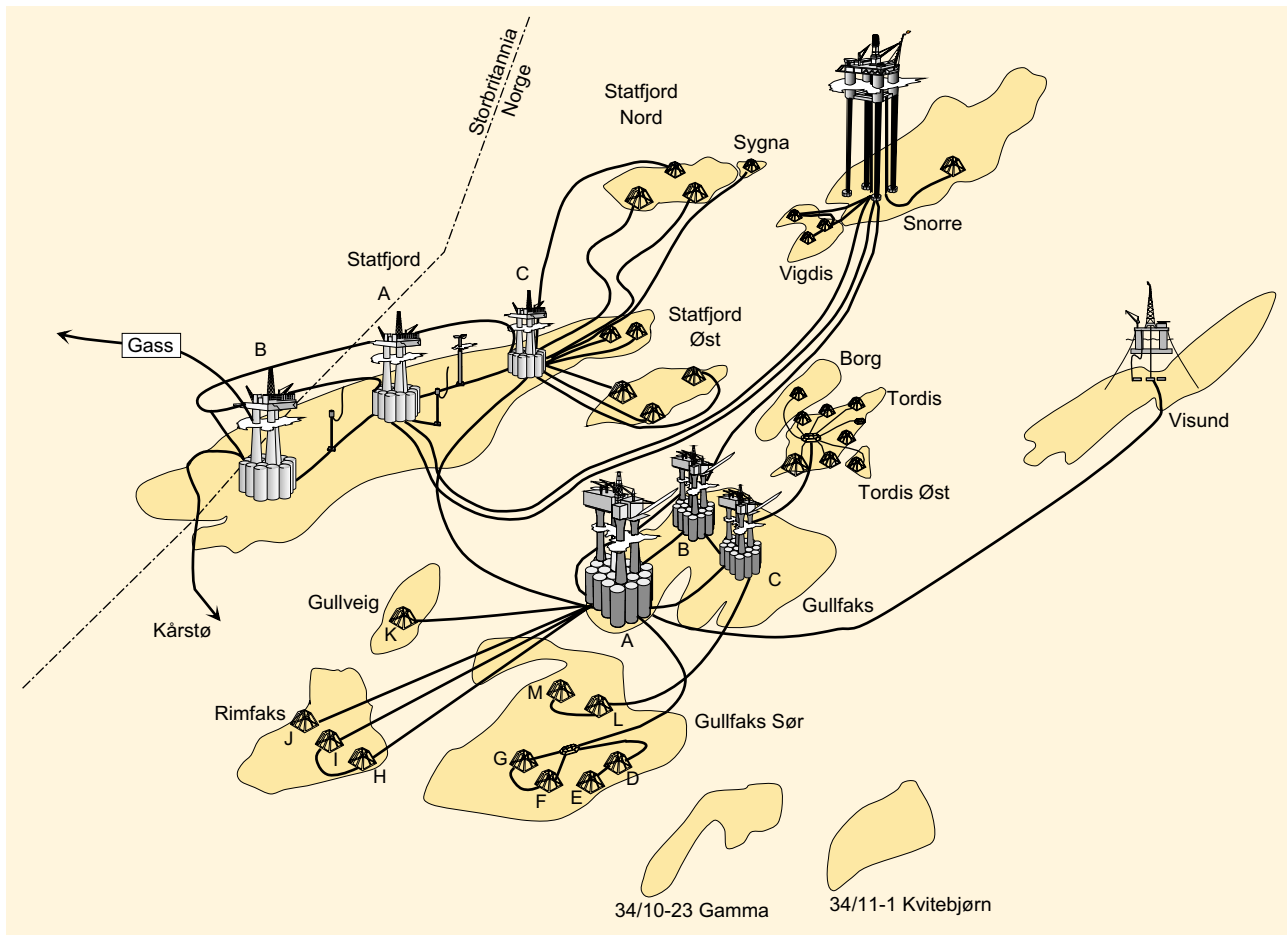
#### Utbygging

Gullfaksinnretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål. C-innretningen er i hovedsak bygd som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinns-separasjon.

Gullfaks A, som er plassert på den sørvestre delen av feltet, startet produksjonen i desember 1986. Behandlingskapasiteten for olje er 60 000 Sm<sup>3</sup> per dag, mens kapasiteten for vannbehandling er 38 000 m<sup>3</sup> per dag. Gullfaks A har utstyr for gassinjeksjon med kapasitet på 4,0 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. I tillegg er det installert en egen kompressor for gassinjeksjon i Gullfaks Sør og Rimfaks, med kapasitet på 12,0 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Også gassbehandlingskapasiteten er økt til 17,5 millioner Sm<sup>3</sup> per dag for å kunne ta imot og behandle gassmengdene fra satellittfelt til Gull-



Figur 1.10.22  
Innretninger og infrastruktur i Tampenområdet



faks. I 1999 startet ombygningsarbeider på Gullfaks A for å kunne eksportere økte mengder gass ved oppstart av Gullfaks Sør Fase II høsten 2001.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en første-trinns væskekapasitet på 60 000 Sm<sup>3</sup> per dag og med vannbehandlingskapasitet på 35 000 m<sup>3</sup> per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og C for videre prosessering og lagring.

Gullfaks C er plassert på feltets østre del og produksjon kom i gang ved årsskiftet 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 56 000 Sm<sup>3</sup> olje og 61 000 m<sup>3</sup> produsert vann per dag. Det kan injiseres inntil 78 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Det ble i 1995 installert en kompressor for injeksjon av gass med kapasitet på 3,2 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. I 1999 startet ombyggingen av Gullfaks C for å kunne ta imot gass fra Gullfaks Sør Fase II fra høsten 2001. Gassbehandlingskapasiteten blir økt til 16 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Det bygges ny gassrørledning fra Gullfaks A og C til Statpipe som vil ha kapasitet til å transportere 26 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag.

### GULLFAKS VEST

|   |                                  |               |                             |
|---|----------------------------------|---------------|-----------------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 050, 050 B                       | <b>Blokk:</b> | 34/10                       |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |               |                             |
| Rettighetshavere:   |                                  |               |                             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73,000 %)  |                                  |               | 91,00000 %*                 |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                                  |               | 9,00000 %                   |
| Funnbrønn:  | 34/10-34                         | År:           | 1991                        |
| Godkjent utbygd:  | 1993                             | Prod.start:   | 1994                        |
| Utvinnbare reserver:  |                                  |               |                             |
|   |                                  | 3,6           | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|   |                                  | 0,4           | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                                  | 0,0           | mill. tonn NGL              |
|   |                                  | 0,0           | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                                  | 0,2           | mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: |                                  | 0             | mill. <sup>1)</sup>         |

<sup>1)</sup> Inngår i Gullfaks

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

Utvinningen fra Gullfaks Vest startet i 1994 med en produksjonsbrønn knyttet til Gullfaks B. Dreneringsstrategi er naturlig vanddriv.

**GULLFAKS SØR**

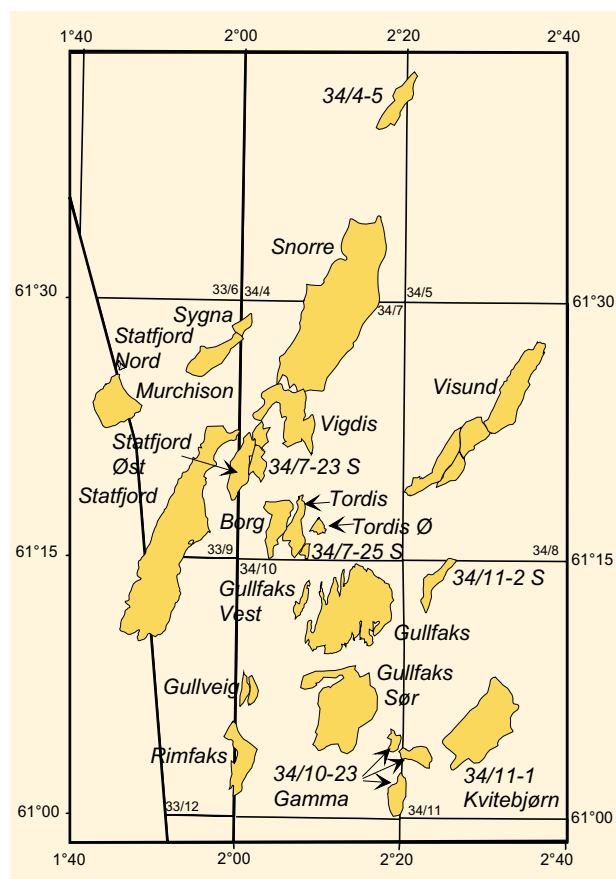
|   |  |                             |             |
|---|--|-----------------------------|-------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 050  | <b>Blokk:</b>               | 34/10       |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s                 |                             |             |
| Rettighetshavere:   | Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73,000 %) |                             |             |
|   |  |                             | 91,00000 %* |
|   | Norsk Hydro Produksjon AS                        |                             |             |
|   |  |                             | 9,00000 %   |
| Funnbrønn:  | 34/10-2  | År:                         | 1978        |
| Godkjent utbygd:  | 1996   | Prod.start:                 | 1999        |
|   | 1998   |                             |             |
| Utvinnbare reserver:  | 32,8   | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 61,2   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|   | 0,0  | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0,0  | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 12,0   | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 48   | mill.                       |             |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

**Utvinning**

Gullfaks Sør ligger ca ni km sør for Gullfaks (figur 1.10.23). Reservoarene ligger på 3000 - 3500 m dyp og inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder. Strukturen er erodert og gjennomslutt av utallige forkastninger, hvorav mange er helt eller delvis forseglende. Det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter i de ulike forkastningssegmentene. Brentreservoaret inneholder olje og gasskappe med høyt kondensatinnhold, mens Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone og mindre gasskappe. Det er også olje og gass i Lundeforformasjonen.

**Figur 1.10.23**  
Felt og funn i Tampenområdet



Gullfaks Sør Fase I omfatter produksjon av olje og kondensat fra Brentgruppen og Statfjordformasjonen. Produksjonen startet fra Brentgruppen i mars 1999 og fra Statfjordformasjonen i april 1999. Drivmekanisme er i hovedsak trykkavlastning, men med noe trykkvedlikehold ved reinjeksjon av produsert gass. Statfjordreservoaret har vist seg å ha dårligere produksjonsegenskaper enn forventet.

Gullfaks Sør Fase II omfatter leveranser av gass og assosiert væske fra Brentreservoaret. Oppstart av gassleveranser er satt til 1. oktober 2001.

**Utbygging**

Plan for utbygging og drift av Gullfaks Sør Fase I ble godkjent i 1996 sammen med Rimfaks og Gullveig. Utbyggingsløsningen omfatter i alt fire havbunnsrammer med 12 brønner, derav en bunnramme for gassinjeksjon. Prosessering av brønnstrømmen skjer på Gullfaks A, og produsert gass blir reinjisert i Gullfaks Sør og Rimfaks.

Plan for utbygging og drift av Gullfaks Sør Fase II ble godkjent i 1998. Fase II omfatter to nye brønnrammer med ni nye brønner til Brentreservoaret, samt ny gasseksport-rørledning. Brønnstrømmen vil bli prosessert på Gullfaks C. Planlagt produksjonsstart er år 2001.

**RIMFAKS**

|   |  |                             |              |
|---|--|-----------------------------|--------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 037 B, 050                                       | <b>Blokk:</b>               | 33/12, 34/10 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s                 |                             |              |
| Rettighetshavere:   | Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73,000 %) |                             |              |
|   |  |                             | 91,00000 %*  |
|   | Norsk Hydro Produksjon AS                        |                             |              |
|   |  |                             | 9,00000 %    |
| Funnbrønn:  | 34/10-17   | År:                         | 1983         |
| Godkjent utbygd:  | 1996   | Prod.start:                 | 1999         |
|   | 1998   |                             |              |
| Utvinnbare reserver:  | 19,6   | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |              |
|   | 0,0  | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |              |
|   | 0,0  | mill. tonn NGL              |              |
|   | 0,0  | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |              |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 5,4  | mrd.                        |              |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 48   | mill.                       |              |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

**Utvinning**

Rimfaks ligger ca 15 km sørvest for Gullfaks (figur 1.10.23) med reservoar på 2500 - 3000 m dyp. Feltet inneholder olje og gass med høyt kondensatinnhold i Brentgruppen og Statfjordformasjonen av jura alder. I likhet med Gullfaks Sør har Rimfaks kompleks geologi med mange forkastningsblokker. Produksjonen startet fra Statfjordformasjonen i februar 1999, og gassinjeksjonen startet i juli 1999. Feltet produseres ved trykkstøtte fra reinjeksjon av gass fra Rimfaks og Gullfaks Sør.

**Utbygging**

Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1996 sammen med Gullfaks Sør og Gullveig.

Utbyggingsløsningen omfatter tre havbunnsrammer, hvorav en for gassinjeksjon, med totalt 10 brønner. Prosesseringen av brønnstrømmen skjer på Gullfaks A-innretningen.

**GULLVEIG**

|  |                                  |                             |       |
|--|----------------------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 050                              | <b>Blokk:</b>               | 34/10 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |       |
| Rettighetshavere:  |                                  |                             |       |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73,000 %)   | 91,00000 %*                      |                             |       |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 9,00000 %                        |                             |       |
| Funnbrønn:   | 34/10-37                         | År:                         | 1995  |
| Godkjent utbygd:   | 1996                             | Prod.start:                 | 1998  |
| Utvinnbare reserver:   | 2,7                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|  | 2,0                              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |       |
|  | 0,0                              | mill. tonn NGL              |       |
|  | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 0,9                              | mrd.                        |       |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 6                                | mill.                       |       |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

**Utvinning**

Gullveig (figur 1.10.23) inneholder olje i sandsteiner i Brentgruppen av jura alder. Reservoaret ligger på 2500 - 3000 m dyp, og består av en enkelt skråstilt forkastningsblokk. Det er også påvist ressurser i Statfjordformasjonen. Feltet kom i produksjon høsten 1998 og produserer ved trykkavlastning og naturlig vanddriv.

**Utbygging**

Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1996 sammen med Gullfaks Sør og Rimfaks. Utbyggingsløsningen omfatter en havbunnsramme med to brønner som er koblet til Gullfaks A-innretningen.

**STATFJORDOMRÅDET****STATFJORD**

|  |                                  |                             |             |
|--|----------------------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>  | Statfjord                        |                             |             |
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 037                              | <b>Blokk:</b>               | 33/9, 33/12 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |             |
| Rettighetshavere:  |                                  |                             |             |
| <b>Norsk del (85,46869%)</b>   |                                  |                             |             |
| A/S Norske Shell   | 8,54687 %                        |                             |             |
| Den norske stats oljeselskap a.s   | 44,33688 %*                      |                             |             |
| Enterprise Oil Norwegian AS  | 0,89030 %                        |                             |             |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S  | 8,54687 %                        |                             |             |
| Mobil Development Norway AS  | 12,82030 %                       |                             |             |
| Norske Conoco A/S  | 10,32747 %                       |                             |             |
| <b>Britisk del (14,53131%)</b>   |                                  |                             |             |
| BP Amoco   | 4,84377 %                        |                             |             |
| Conoco (UK) LTD  | 4,84377 %                        |                             |             |
| Chevron UK Ltd.  | 4,84377 %                        |                             |             |
| Funnbrønn:   | 33/12-1                          | År:                         | 1974        |
| Godkjent utbygd:   | 1976                             | Prod.start:                 | 1979        |
|  | 1981                             |                             |             |
| Utvinnbare reserver: <sup>1)</sup>   | 569,5                            | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|  | 56,4                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|  | 13,9                             | mill. tonn NGL              |             |
|  | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 97,9                             | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 2,3                              | mrd.                        |             |

<sup>1)</sup>Norsk andel (85,46869 %)

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

**Utvinning**

Statfjordfeltet (figur 1.10.23) består av en stor forkastningsblokk med helning mot vest, samt en rekke mindre forkastningsblokker langs østflanken. Feltet strekker seg over på britisk sokkel. Reservoarene på Statfjordfeltet består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.

Brentreservoaret har helt frem til de siste årene blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra vanninjeksjon. På bakgrunn av resultatene fra et forsøk med VAG-injeksjon i nedre Brent og utførte reservoarstudier, ble det i 1998 besluttet å implementere VAG-injeksjon som utvinningsstrategi i Brent. Beregninger indikerer at VAG-injeksjon i Brent gir en økt oljeutvinning i størrelsesorden 12 - 13 millioner Sm<sup>3</sup>.

Statfjordformasjonen har blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra gassinjeksjon. Implementering av ny utvinningsstrategi, med oppflanks vanninjeksjon og supplerende gassinjeksjon i øvre Statfjord og nedflanks VAG-injeksjon i nedre Statfjord, blir trinnvis implementert basert på produksjonserfaring og reservoarstudier.

Cookreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Utvinningsstrategi for Cookformasjonen er basert på innfasing av brønner som allerede penetrerer reservoaret, eventuelt fordyppning av eksisterende brønner. Produksjon vil bli trykkstøttet med vanninjeksjon. Utvinningsstrategien innebærer også brønnoverhalinger og sideboringer av brønner som vanner ut. Bruk av horisontale brønner og langt-rekkende høyavviksbrønner inngår i strategien.

Nordflanken på feltet ble satt i produksjon i august 1999. Brønnresultater og produksjonsutvikling fra dette området har vist seg å være dårligere enn forventet. Dette har medført en nedjustering av reserveanslaget på nordflanken.

**Utbygging**

Feltet er bygd ut i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C (figur 1.10.22). Statfjord A er plassert nær sentrum på Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1979. Behandlingskapasitet for olje på Statfjord A er ca 67 000 Sm<sup>3</sup> per dag, og innretningen har en lagerkapasitet på 175 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 69 000 m<sup>3</sup> per dag. Fra august 1992 ble delvis prosessert olje fra Snorre TLP faset inn til Statfjord A. Dette har medført at Statfjord A har fått god utnyttelse av sin ledige prosesseringskapasitet.

Statfjord B er plassert på den sørlige delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1982. Produksjonskapasiteten for olje er ca 40 000 Sm<sup>3</sup> per dag, og innretningen har en lagerkapasitet på 302 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 64 000 m<sup>3</sup> per dag.

Statfjord C er plassert på den nordlige delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i juni 1985. Innretningen er konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten for olje er ca 52 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord C er ca 62 000 m<sup>3</sup> per dag.

Satellittfeltene til Statfjord har en egen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca 25 000 Sm<sup>3</sup> olje.

Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet. Gass transporteres gjennom Statpipe-rørledningen til Emden, mens NGL tas ut på Kårstø. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) fra Statfjord B til St. Fergus i Skottland.

Olje og gass måles til fiskal standard på hver av de tre innretningene. Etter at Snorre startet produksjonen, får Statfjord A bestemt sin produksjon som differansen mellom total mengde målt på Statfjord A og mengde målt på Snorre. Tilsvarende konsept benyttes for bestemmelse av produksjon fra Statfjord C etter at satellittfeltene til Statfjord kom i produksjon. Fordelingen mellom satellittfeltene vil være basert på testseparatormåling, mens totalmengde fra satellittfeltene vil måles til fiskal standard.

Nordflanken av Statfjordfeltet er bygd ut med to havbunnsinnretninger, en for produksjon og en for injeksjon, tilknyttet Statfjord C. Produksjonen fra nordflanken startet opp sommeren 1999. I løpet av 2000 vil også Sygnafeltet bli faset inn til Statfjord C for prosessering, stabilisering, lagring og eksport av oljen.

## STATFJORD ØST

|   |                                  |               |                                 |
|---|----------------------------------|---------------|---------------------------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>   | Statfjord Øst                    |               |                                 |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 037, 089                         | <b>Blokk:</b> | 33/9, 34/7                      |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |               |                                 |
| Rettighetshavere:   |                                  |               |                                 |
| A/S Norske Shell  |                                  |               | 5,00000 %                       |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40,500 %)  |                                  |               | 55,04750 %*                     |
| Elf Petroleum Norge AS  |                                  |               | 2,80000 %                       |
| Enterprise Oil Norwegian AS   |                                  |               | 0,52060 %                       |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                                  |               | 10,25000 %                      |
| Idemitsu Petroleum Norge AS   |                                  |               | 4,80000 %                       |
| Mobil Development Norway AS   |                                  |               | 7,50000 %                       |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                                  |               | 4,20000 %                       |
| Norske Conoco A/S   |                                  |               | 6,04140 %                       |
| RWE-DEA Norge AS  |                                  |               | 1,40000 %                       |
| Saga Petroleum ASA  |                                  |               | 2,44050 %                       |
| Funnbrønn:  | 33/9-7                           | År:           | 1976                            |
| Godkjent utbygd:  | 1990                             | Prod.start:   | 1994                            |
| Utvinnbare reserver:  |                                  |               | 35,7 mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|   |                                  |               | 5,1 mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                                  |               | 1,0 mill. tonn NGL              |
|   |                                  |               | 0,0 mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                                  |               | 4,9 mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 37                               |               | mill.                           |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

## Utvinning

Reservoaret på Statfjord Øst-feltet består av sandsteiner av mellomjura alder i øvre og nedre del av Brentgruppen. Feltet blir utvunnet med trykkstøtte fra vanninjeksjon. Den siste planlagte produksjonsbrønnen ble boret og satt i produksjon i 1999. Feltet utvinnes nå med totalt syv produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. Behov for brønn-

overhalinger og sideboringer av eksisterende brønner blir løpende vurdert.

Statfjord Øst har to ledige brønnsliiser, en for produksjon og en for injeksjon, som kan brukes til utvinning av andre forekomster i nærheten av feltet.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon (figur 1.10.22). Hver bunnramme har fire brønnsliiser. Brønnstrømmen blir overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Øst og Statfjord Nord benytter felles prosessutstyr på Statfjord C. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 18 000 m<sup>3</sup> per dag.

Satellittfeltene til Statfjord måles til fiskal standard i et felles målesystem på Statfjord C. Tilbakeallokering til det enkelte satellittfelt skjer på basis av testseparatormåling.

## STATFJORD NORD

|   |                                  |               |                                 |
|---|----------------------------------|---------------|---------------------------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 037                              | <b>Blokk:</b> | 33/9                            |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |               |                                 |
| Rettighetshavere:   |                                  |               |                                 |
| A/S Norske Shell  |                                  |               | 10,00000 %                      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)  |                                  |               | 51,87500 %*                     |
| Enterprise Oil Norwegian AS   |                                  |               | 1,04167 %                       |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                                  |               | 10,00000 %                      |
| Mobil Development Norway AS   |                                  |               | 15,00000 %                      |
| Norske Conoco A/S   |                                  |               | 12,08333 %                      |
| Funnbrønn:  | 33/9-8                           | År:           | 1977                            |
| Godkjent utbygd:  | 1990                             | Prod.start:   | 1995                            |
| Utvinnbare reserver:  |                                  |               | 41,6 mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|   |                                  |               | 3,1 mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|   |                                  |               | 0,7 mill. tonn NGL              |
|   |                                  |               | 0,0 mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                                  |               | 5,9 mrd.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 185                              |               | mill.                           |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

## Utvinning

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen av mellomjura alder og sandsteiner av senjura alder (Muninformasjonen). Feltet blir utvunnet med trykkstøtte fra vanninjeksjon. De to siste planlagte utvinningsbrønnene, en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn, ble boret og satt i drift i 1999. Åtte produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner er nå ferdigstilt. Behov for brønnoverhalinger og sideboringer av eksisterende brønner blir løpende vurdert.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon, (figur 1.10.22). Hver bunnramme har fire brønnsliiser. Brønnstrømmen blir overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Nord og Statfjord Øst benytter felles utstyr på Statfjord C.



Den siste ledige brønnslissen på injeksjonsbunrammen på Statfjord Nord vil bli brukt til en injeksjonsbrønn på Sygnafeltet. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord-området med 12 500 m<sup>3</sup> per dag, slik at injeksjonskapasiteten til Statfjord Nord og Sygna til sammen er 28 000 m<sup>3</sup> per dag.

Satellittfeltene til Statfjord måles til fiskal standard i et felles målesystem på Statfjord C. Tilbakeallokering til det enkelte satellittfelt skjer på basis av testseparatormåling.

Produksjonen fra satellittfeltene til Statfjord bidrar til en god utnyttelse av prosessanlegget på Statfjord C.

### SYGNA

| Avtalebasert område:  |                                  | Sygna                       |            |
|---|----------------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 037, 089                         | <b>Blokk:</b>               | 33/9, 34/7 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |            |
| Rettighetshavere:   |                                  |                             |            |
| A/S Norske Shell  | 5,50000 %                        |                             |            |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 39,450 %)  | 54,73000 %*                      |                             |            |
| Elf Petroleum Norge AS  | 2,52000 %                        |                             |            |
| Enterprise Oil Norwegian AS   | 0,57290 %                        |                             |            |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   | 10,22500 %                       |                             |            |
| Idemitsu Petroleum Norge AS   | 4,32000 %                        |                             |            |
| Mobil Development Norway AS   | 8,25000 %                        |                             |            |
| Norsk Hydro Produksjon AS   | 3,78000 %                        |                             |            |
| Norske Conoco A/S   | 6,64580 %                        |                             |            |
| RWE-DEA Norge AS  | 1,26000 %                        |                             |            |
| Saga Petroleum ASA  | 2,19630 %                        |                             |            |
| Funnbrønn:  | 33/9-19 S                        | År:                         | 1996       |
| Godkjent utbygd:  | 1999                             | Prod.start:                 | 2000       |
| Utvinnbare reserver:  | 9,3                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 0,6                              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 0,0                              | mill. tonn NGL              |            |
|   | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 1,6                              | mrd.                        |            |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 45                               | mill.                       |            |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Reservoaret på Sygna består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen av mellomjura alder (figur 1.10.23). Feltet planlegges utvunnet med to produksjonsbrønner og trykkstøtte fra en vanninjeksjonsbrønn. Alle tre brønnene planlegges boret i løpet av 2000. Produksjonsstart er planlagt til august 2000.

### Utbygging

Feltet bygges ut med en firebrønns bunramme for produksjon. Brønnstrømmen blir transportert til Statfjord C for prosessering, stabilisering, lagring og utskipning.

Injeksjonsbrønnen vil bli boret fra den eksisterende injeksjonsbunrammen på Statfjord Nord. Det ble i 1999 gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord-området for å kunne forsyne Sygna med injeksjonsvann. Den totale injeksjonskapasiteten til Statfjord Nord og Sygna er til sammen 28 000 m<sup>3</sup> per dag.

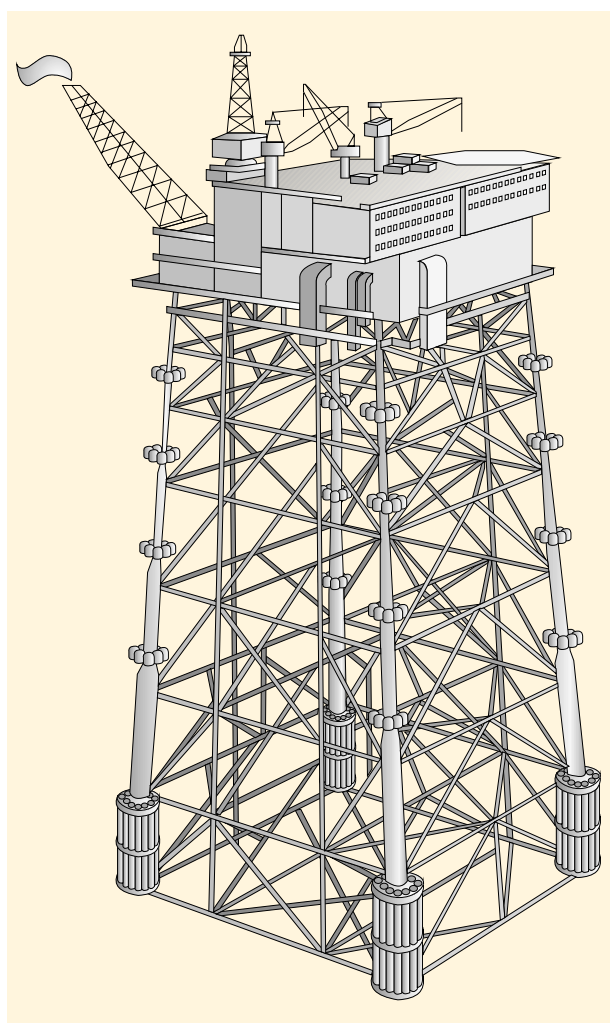
### MURCHISON

| Avtalebasert område:  |                                | Murchison                   |      |
|---|--------------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 037                            | <b>Blokk:</b>               | 33/9 |
| Operatør:   | Kerr McGee North Sea (UK) Ltd. |                             |      |
| Rettighetshavere:   |                                |                             |      |
| <b>Norsk del (22,2%):</b>   |                                |                             |      |
| A/S Norske Shell  | 2,22000 %                      |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s  | 11,51620 %*                    |                             |      |
| Enterprise Oil Norwegian AS   | 0,23120 %                      |                             |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   | 2,22000 %                      |                             |      |
| Mobil Development Norway AS   | 3,33000 %                      |                             |      |
| Norske Conoco A/S   | 2,68260 %                      |                             |      |
| <b>Britisk del (77,8%):</b>   |                                |                             |      |
| Kerr McGee North Sea (UK) Ltd   | 68,72334 %                     |                             |      |
| Ranger Oil (UK) Ltd   | 9,07666 %                      |                             |      |
| Funnbrønn:  | 211/19-2                       | År:                         | 1975 |
| Godkjent utbygd:  | 1976                           | Prod.start:                 | 1980 |
| Utvinnbare reserver: <sup>1)</sup>  | 13,6                           | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 0,4                            | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0,4                            | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0,0                            | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 6,2                            | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 77                             | mill.                       |      |

<sup>1)</sup> Norsk andel (22,2 %)

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

Figur 1.10.24  
Innretning på Murchison





## Utvinning

Reservoaret på Murchison (figur 1.10.23) består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten er blitt økt flere ganger. De fleste produksjonsbrønnene produserer nå med høyt vannkutt. For å øke oljeproduksjonen og forlenge feltets levetid ytterligere har operatøren lagt opp til en aktiv brønnstrategi. Ødelagte brønner blir reparert og brønner som vanner ut blir sideboret til udrenerte områder og prospekter rundt feltet. Det forventes at Murchison vil produsere til rundt år 2005/2006.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm<sup>3</sup> olje per dag, (figur 1.10.24).

Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. Den norske delen av gassen fra Murchison ilandføres via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brentfeltet på britisk side, og videre til St. Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering system).

## SNORRE

| Avtalebaseret område:   |                    | Snorre                      |             |
|---|--------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 057, 089           | <b>Blokk:</b>               | 34/4, 34/7  |
| Operatør:   | Saga Petroleum ASA |                             |             |
| Rettighetshavere:   |                    |                             |             |
| Amerada Hess Norge AS   |                    |                             | 1,18060 %   |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,400 %)  |                    |                             | 44,40000 %* |
| Elf Petroleum Norge AS  |                    |                             | 5,95100 %   |
| Enterprise Oil Norwegian AS   |                    |                             | 1,18060 %   |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                    |                             | 11,15810 %  |
| Idemitsu Petroleum Norge AS   |                    |                             | 9,60000 %   |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                    |                             | 8,92650 %   |
| RWE-DEA Norge AS  |                    |                             | 8,87870 %   |
| Saga Petroleum ASA  |                    |                             | 8,72450 %   |
| Funnbrønn:  | 34/4-1             | År:                         | 1979        |
| Godkjent utbygd:  |                    | Prod.start:                 | 1992        |
| Snorre fase 1   | 1988               |                             |             |
| Snorre-endret plan  | 1994               |                             |             |
| Snorre fase 2   | 1998               |                             |             |
| Utvinnbare reserver:  | 225,3              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 9,2                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|   | 6,0                | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 53,8               | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 1,1                | mrd.                        |             |

\* Forutsetter godkjennelse av Finansdepartementet

## Utvinning

Snorrefeltet består av flere større forkastningsblokker (figur 1.10.23). Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Staffjord- og Lundeforformasjonene av tidligjura og trias alder. Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reservoarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere.

Feltet ble opprinnelig planlagt utvunnet ved trykkvedlikehold med vanninjeksjon. Basert på omfattende studier og et prøveprosjekt med VAG-injeksjon i 1994 ble utvinningsstrategien endret fra vanninjeksjon til nedflanks VAG-injeksjon i Staffjordformasjonen. Videre optimaliseringer har også ført til implementering av oppflanks VAG-injeksjon i Staffjord- og Lundeforformasjonen i den østlige delen av feltet. Bruk av horisontale og høy-avviksbrønner inngår også i strategien.

I forbindelse med utarbeidelse av plan for utbygging og drift (PUD) av nordområdene på feltet (Snorre fase 2) i 1998, ble det besluttet å implementere VAG-injeksjon som utvinningsstrategi på hele feltet. Beslutningen er basert på omfattende reservoarstudier og erfaringer med VAG-injeksjon i de sørlige områdene.

## Utbygging

### Fase 1

Snorrefeltet blir bygd ut i to faser. Fase 1 omfatter av en flytende strekkstaginginnretning i sør (Snorre TLP) og en havbunnsramme med 10 brønnslisser (Snorre SPS) tilkoblet Snorre TLP i den sentrale delen av feltet, (figur 1.10.22). Snorre TLP ble satt i produksjon i august 1992.

Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre TLP, måles til fiskal standard og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Staffjord A for sluttprosessering. Oljen blir deretter eksportert via lastesystemet på Staffjord A og gassen blir transportert i Statpipesystemet. Etter at feltet kom i drift har kapasiteten for oljebehandling og gassinjeksjon blitt økt til henholdsvis 39 000 Sm<sup>3</sup> og fem millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Denne oppgraderingen ble slutført i 1997.

I forbindelse med utbygging av Vigdisfeltet i 1996 ble en ny prosessmodul installert på Snorre TLP. Modulen inneholder et tretrinns-separasjonstog for fullstabilisering av olje fra Vigdis, og er dimensjonert for en oljekapasitet på 18 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Olje fra Vigdis måles til fiskal standard og sendes i egen rørledning til Gullfaks A for lagring og utskipning.

Det er lagt en kryssløpsledning mellom prosesslinjene på Snorre og Vigdis, slik at produserte oljemengder fra Vigdis kan transporteres både til Gullfaks og Staffjord.

### Fase 2

Fase 2 av Snorreutbyggingen (Snorre B) omfatter utvinning av den nordlige delen av feltet. Plan for utbygging og drift av Snorre fase 2 ble godkjent av myndighetene i juli 1998. Operatørens plan er basert på utbygging med en halvt nedsenkbar produksjonsinnretning i stål med bore- og injeksjonsfasiliteter. Oljen vil bli overført til Staffjord B for lagring og utlasting, mens gassen vil bli reinjisert for å øke oljeutvinningen.

På Snorre B er oljeprosesskapasiteten i første og andre separatortrinn designet for 18 000 Sm<sup>3</sup> per dag. For det tredje separatortrinnet planlegges en kapasitet på 30 000 Sm<sup>3</sup> per dag, og dette muliggjør en eventuell senere tilknytning og sluttprosessering av delvis stabilisert olje fra Snorre TLP. Kapasitet for prosessering og injeksjon av gass

designes for tre millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Det vil bli tilrettelagt for en eventuell senere oppgradering av gasskapasiteten til fem millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Produksjonsstart på Snorre B er planlagt til august 2001.

## VIGDIS

|  |                    |                             |      |
|--|--------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 089                | <b>Blokk:</b>               | 34/7 |
| Operatør:  | Saga Petroleum ASA |                             |      |
| Rettighetshavere:  |                    |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51,000 %)   | 58,22000 %*        |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS   | 5,60000 %          |                             |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S  | 10,50000 %         |                             |      |
| Idemitsu Petroleum Norge AS  | 9,60000 %          |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 8,40000 %          |                             |      |
| RWE-DEA Norge AS   | 2,80000 %          |                             |      |
| Saga Petroleum ASA   | 4,88000 %          |                             |      |
| Funnbrønn:   | 34/7-8             | År:                         | 1986 |
| Godkjent utbygd:   | 1994               | Prod.start:                 | 1997 |
| Utvinnbare reserver:   | 33,3               | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 2,3                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0,0                | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 6,0                | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 93                 | mill.                       |      |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Feltet (figur 1.10.23) består av et vestlig, et midtre og et østlig hovedsegment. Reservoaret i det vestlige og midtre segmentet, som er godkjent utbygd, består av sandsteiner av mellomjura alder i øvre og nedre del av Brentgruppen. I det østlige segmentet (Vigdis Øst) er det påvist olje i øvre jura sand og i Staffjordformasjonen. Utbygging av ressursene i dette segmentet vil bli sett i sammenheng med andre funn og prospekter i Vigdisområdet.

Feltet blir produsert med trykkstøtte fra vanninjeksjon. Primært er det planlagt åtte produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner. For å øke utvinningen fra hovedfeltet blir det vurdert opp til tre ekstra produksjonsbrønner i segmenter som ikke omfattes av primærboringen. Disse planlegges sideboret ut fra eksisterende produksjonsbrønner som vanner ut.

Det er også potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer. Innfasing av tilleggsressurser kan skje ved boring av brønner fra nye bunnrammer tilkoplede eksisterende innretninger, eller ved bruk av slisser som frigjøres når øvrige brønner fases ut på grunn av høy vannproduksjon.

### Utbygging

Feltet (figur 1.10.22) er bygd ut med havbunnsinnretninger tilkoblede Snorre TLP. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Hver bunnramme inneholder fire brønnsliiser. Brønnstrømmen overføres til Snorre TLP for prosessering og måling. Prosessmodulen for Vigdis på Snorre TLP er dimensjonert for en olje- og væskekapasitet på henholdsvis 18 000 og 20 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Den stabiliserte oljen sendes i et eget rør til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen som blir produsert fra Vigdis, blir injisert på Snorre-feltet og bidrar til å øke oljeutvinningen på Snorre.

Snorre TLP vil også levere injeksjonsvann til Vigdis. Kapasiteten for vanninjeksjon er dimensjonert til 22 000 m<sup>3</sup> per dag.

Det er flere funn og prospekter i Vigdisområdet som blir vurdert innfaset mot innretningene på Vigdis. Planer for videre utbygging av Vigdisområdet vil bli vurdert i løpet av 2000.

## TORDIS

|  |                    |                             |      |
|--|--------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 089                | <b>Blokk:</b>               | 34/7 |
| Operatør:  | Saga Petroleum ASA |                             |      |
| Rettighetshavere:  |                    |                             |      |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51,000 %)   | 58,22000 %*        |                             |      |
| Elf Petroleum Norge AS   | 5,60000 %          |                             |      |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S  | 10,50000 %         |                             |      |
| Idemitsu Petroleum Norge AS  | 9,60000 %          |                             |      |
| Norsk Hydro Produksjon AS  | 8,40000 %          |                             |      |
| RWE-DEA Norge AS   | 2,80000 %          |                             |      |
| Saga Petroleum ASA   | 4,88000 %          |                             |      |
| Funnbrønn:   | 34/7-12            | År:                         | 1987 |
| Godkjent utbygd:   | 1991               | Prod.start:                 | 1994 |
| Utvinnbare reserver:   | 29,9               | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 3,1                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0,7                | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 5,3                | mrd.                        |      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 112                | mill.                       |      |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Reservoaret på Tordisfeltet består av sandsteiner av mellomjura alder i øvre og nedre del av Brentgruppen. Forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et sørlig, et vestlig og et østlig segment. Produksjonserfaring viser at det er relativt god kommunikasjon mellom de forskjellige segmentene på feltet.

Feltet (figur 1.10.23) planlegges produsert med trykkstøtte fra vanninjeksjon med fem produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner. Boring av injeksjonsbrønnene har i flere år blitt utsatt, da reservoaret har hatt god naturlig trykkstøtte fra vannsonen. Den første injeksjonsbrønnen på Tordis ble boret og startet injeksjon i 1999. Brønnen påvist en lavere olje/vann-kontakt enn forventet i det vestlige segmentet. På bakgrunn av dette og en positiv produksjonserfaring fra feltet er det totale ressursanslaget blitt økt noe. Behov og tidspunkt for boring av den andre injeksjonsbrønnen vil bli løpende vurdert.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en havbunnsinnretning som er tilkoblede Gullfaks C-innretningen. Havbunnsinnretningen består av en sentral manifold med sju satellittbrønner og tilkoblingspunkter for andre bunnrammer (figur 1.10.22).

Brønnstrømmen fra Tordisområdet overføres til Gullfaks C og blir separert i en egen ettrinnsprosess. Prosesseringkapasiteten for olje og væske fra Tordisområdet på Gullfaks C er henholdsvis 16 000 og 18 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Olje og gass blir målt før videre behandling i det eksiste-

rende prosessanlegget på Gullfaks C. Oljen eksporteres via lastebøyer til tankbåt og gassen transporteres i Statpipe-systemet.

Tordis Øst-feltet ble koblet til den sentrale manifolden på innretningen på Tordis med en firebrønns bunnramme og satt i produksjon i 1998. Borgfeltet, som benytter Tordis Øst-bunnramme, ble i 1999 satt i regulær produksjon etter et halvt års prøveutvinning. Disse to feltene bidrar dermed til god utnyttelse av installasjonene og prosesskapasiteten for Tordis. En firebrønns bunnramme for injeksjonsbrønner ble installert på feltet i 1999. Denne bunnrammen planlegges benyttet av både Tordis, Tordis Øst og Borg. Den totale kapasiteten for vanninjeksjon for Tordisområdet er 18 000 m<sup>3</sup> per dag.

### TORDIS ØST

| Utvinningsstillatelse:  | 089                | Blokk:                      | 34/7        |
|---|--------------------|-----------------------------|-------------|
| Operatør:   | Saga Petroleum ASA |                             |             |
| Rettighetshavere:   |                    |                             |             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51,000 %)  |                    |                             | 58,22000 %* |
| Elf Petroleum Norge AS  |                    |                             | 5,60000 %   |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                    |                             | 10,50000 %  |
| Idemitsu Petroleum Norge AS   |                    |                             | 9,60000 %   |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                    |                             | 8,40000 %   |
| RWE-DEA Norge AS  |                    |                             | 2,80000 %   |
| Saga Petroleum ASA  |                    |                             | 4,88000 %   |
| Funnbrønn:  | 34/7-22            | År:                         | 1993        |
| Godkjent utbygd:  | 1995               | Prod.start:                 | 1998        |
| Utvinnbare reserver:  | 5,2                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 0,5                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|   | 0,1                | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,6                | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 2                  | mill.                       |             |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Feltet (figur 1.10.23) består av to segmenter, et nordlig og et sørlig hovedsegment. Reservene ligger hovedsakelig i Tarbertformasjonen tilhørende Brentgruppen av mellomjura alder. Boring av observasjonsbrønner i 1997 og en produksjonsbrønn i 1998 viste at reservoaret er mer komplekst med et mer komplisert forkastningsmønster enn tidligere antatt. Feltet har likevel vist svært gode produksjonsegenskaper gjennom 1999.

Feltet utvinnes med en produksjonsbrønn og det er planlagt bruk av en vanninjeksjonsbrønn. Behovet for injeksjonsbrønnen på Tordis Øst vil bli vurdert etter noe produksjonserfaring, og er avhengig av kommunikasjonen mellom forkastninger og hvor mye naturlig trykkstøtte feltet har fra den underliggende vannsonen.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en firebrønns bunnramme som er tilkoblet den sentrale manifolden på innretningene på Tordis (figur 1.10.22). Brønnstrømmen fra Tordis, Tordis Øst og Borg blir blandet og deretter transportert gjennom ledninger til Gullfaks C-innretningen for prosessering, måling, lagring og utskipning. Tordis Øst er planlagt å be-

nytte en av de fire brønnslissene på bunnrammen. De resterende tre brønnslissene vil bli benyttet av Borg og eventuelt funn 34/7-25 S.

Ved behov for vanninjeksjon vil Tordis Øst motta injeksjonsvann fra Tordis. Injeksjonsbrønnen vil eventuelt bli boret fra den nye firebrønns injeksjonsbunnrammen som ble installert på Tordisfeltet i 1999. Denne bunnrammen planlegges benyttet av både Tordis, Tordis Øst og Borg.

### BORG

| Utvinningsstillatelse:  | 089                | Blokk:                      | 34/7        |
|---|--------------------|-----------------------------|-------------|
| Operatør:   | Saga Petroleum ASA |                             |             |
| Rettighetshavere:   |                    |                             |             |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51,000 %)  |                    |                             | 58,22000 %* |
| Elf Petroleum Norge AS  |                    |                             | 5,60000 %   |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S   |                    |                             | 10,50000 %  |
| Idemitsu Petroleum Norge AS   |                    |                             | 9,60000 %   |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |                    |                             | 8,40000 %   |
| RWE-DEA Norge AS  |                    |                             | 2,80000 %   |
| Saga Petroleum ASA  |                    |                             | 4,88000 %   |
| Funnbrønn:  | 34/7-21            | År:                         | 1992        |
| Godkjent utbygd:  | 1999               | Prod.start:                 | 1999        |
| Utvinnbare reserver:  | 12,6               | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 1,6                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |             |
|   | 0,4                | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0,0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,8                | mrd.                        |             |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: | 2                  | mill.                       |             |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Reservoaret på Borg (figur 1.10.23) består av sandsteiner avsatt i senjura. På grunn av usikkerhet knyttet til sandutbredelse og kommunikasjonsforhold i reservoaret, ble det i 1998 gjennomført en prøveutvinning av funnet i seks måneder. En brønnsliste på Tordis Øst bunnramme ble brukt til prøveutvinningen. Formålet var å optimalisere utvinningsstrategi og utbyggingsløsning. Usikkerheten med hensyn til tilstedeværende ressurser ble betydelig redusert, og prøveutvinningen gav verdifull produksjonserfaring fra Topp Draupne sand.

Borg ble godkjent utbygd og satt i produksjon juli 1999 ved å gjenåpne tidligere prøveutvinningsbrønn. Feltet planlegges produsert med tre produksjonsbrønner og trykkstøtte fra to vanninjeksjonsbrønner.

Det er også potensielle tilleggsressurser i et segment nord for Borg. En avgrensingsbrønn i dette segmentet planlegges boret i 2001.

### Utbygging

Feltet vil benytte de resterende brønnslissene på Tordis Øst-bunnramme som er tilkoblet den sentrale manifolden på Tordis-innretningen (figur 1.10.22). Brønnstrømmen fra Tordis, Tordis Øst og Borg blir blandet og deretter transportert gjennom feltledninger til Gullfaks C-innretningen for prosessering, måling, lagring og utskipning.

En injeksjonsbrønn er boret fra satellitramme på Tordis og en injeksjonsbrønn vil bli boret fra den nye firebrønns injeksjonsbunnrammen som ble installert på

Tordisfeltet i 1999. Denne bunnrammen planlegges benyttet av både Tordis, Tordis Øst og Borg.

## VISUND

| Avtalebasert område:  |  |        |               | Visund                      |      |  |  |
|---|--|--------|---------------|-----------------------------|------|--|--|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   |  | 120    | <b>Blokk:</b> |                             | 34/8 |  |  |
| Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS   |  |        |               |                             |      |  |  |
| Rettighetshavere:   |  |        |               |                             |      |  |  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 49,600 %)  |  |        |               | 62,90000 %                  |      |  |  |
| Elf Petroleum Norge AS  |  |        |               | 7,70000 %                   |      |  |  |
| Norsk Hydro Produksjon AS   |  |        |               | 16,10000 %                  |      |  |  |
| Norske Conoco A/S   |  |        |               | 9,10000 %                   |      |  |  |
| Saga Petroleum ASA  |  |        |               | 4,20000 %                   |      |  |  |
| Funnbrønn:  |  | 34/8-1 | År:           |                             |      |  |  |
| Godkjent utbygd:  |  | 1996   | Prod.start:   |                             | 1999 |  |  |
| Utvinnbare reserver:  |  |        | 48,5          | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |  |  |
|   |  |        | 0,0           | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |  |  |
|   |  |        | 0,0           | mill. tonn NGL              |      |  |  |
|   |  |        | 0,0           | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |  |  |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |  | 12,9   |               | mrd.                        |      |  |  |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikring: |  | 192    |               | mill.                       |      |  |  |

## Utvinning

Visund ligger ca 22 km nordøst for Gullfaks (figur 1.10.23) og inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder, på 2800 - 2900 m dyp.

Reservoaret består av skråstilte forkastningsblokker med flere separate trykk- og væskesystemer. De mange forkastningene som dels er forseglende gjør utvinningen fra feltet komplisert. Produksjonen fra Brentreservoaret startet i april 1999. Under produksjon av oljefasen (Fase I) vil drivmekanismen være trykkvedlikehold ved vanninjeksjon, gassinjeksjon og VAG. Inntil en avtale om gas-salg foreligger, vil all produsert gass bli reinjisert i reservoaret. Gassinjeksjon startet i juli 1999 til Brent Sør-segmentet. Utvinningen i Fase I planlegges med 13 horisontale produksjonsbrønner og åtte injeksjonsbrønner.

Tre av brønnene ble forboret før innretningen kom på plass. I tillegg planlegges en forsert utbygging av nordlige del av Visund med en eller flere horisontale brønner.

## Utbygging

Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1996. Utbyggingsløsningen omfatter en halvt nedsenkbar integrert bolig-, bore- og prosessinnretning i stål med utstyr for full stabilisering av olje og injeksjon av gass og vann. Innretningen har behandlingskapasitet for inntil 16 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag som transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning (figur 1.10.22). Gassinjeksjonskapasiteten er 10 millioner Sm<sup>3</sup> per dag og vanninjeksjonskapasiteten 18 000 m<sup>3</sup> per dag.

## FUNN

### 1/3-3 TAMBAR

| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   |  | 019 B, 065 | <b>Blokk:</b>               |      | 1/3, 2/1 |
|---|--|------------|-----------------------------|------|----------|
| Operatør: BP Amoco Norge AS   |  |            |                             |      |          |
| Funnbrønn:  |  | 1/3-3      | År:                         |      | 1983     |
| Tidligste produksjonsstart:   |  | År:        |                             | 2001 |          |
| Utvinnbare ressurser:   |  | 5.6        | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |          |
|   |  | 1.5        | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |          |
|   |  | 0.3        | mill. tonn NGL              |      |          |
|   |  | 0.0        | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |          |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |  | 0,8        | mrd.                        |      |          |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): |  | 26         | mill.                       |      |          |

Forekomsten er et oljefunn i Ulaformasjonen av senjura alder (figur 1.10.1). BP overtok i 1997 Elf sin andel samt operatørskapet i utvinningsstillatelsen. I desember 1999 mottok myndighetene et utkast til plan for utbygging og drift av funnet. Endelig plan forventes levert i januar 2000.

Funnet planlegges bygd ut med en brønnhode-innretning, med to produksjonsbrønner, knyttet til Ula for prosessering og transport. Produsert gass vurderes for injeksjon i reservoaret i Ula som en del av VAG-prosjektet i Ula. Nye målinger utført i 1999 indikerer at formasjonen er lite egnet for vanninjeksjon. Ytterligere studier skal utføres, og det tas i utbyggingskonseptet høyde for senere å kunne injisere vann for om mulig å øke reservene.

### 2/4-17 TJALVE

| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   |  | 018    | <b>Blokk:</b>               |      | 2/4  |
|---|--|--------|-----------------------------|------|------|
| Operatør: Phillips Petroleum Company Norway   |  |        |                             |      |      |
| Funnbrønn:  |  | 2/4-17 | År:                         |      | 1992 |
| Tidligste produksjonsstart:   |  | År:    |                             | 2007 |      |
| Utvinnbare ressurser:   |  | 1.3    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |      |
|   |  | 1.7    | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |      |
|   |  | 0.1    | mill. tonn NGL              |      |      |
|   |  | 0.0    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |  | 0,4    | mrd.                        |      |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): |  | 27     | mill.                       |      |      |

Tjalve inneholder gass/kondensat i et 50 meter tykt sandsteinsreservoar i nedre Ulaformasjonen av senjura alder. Strukturen er en kombinert forkastningsbetinget og stratigrafisk felle som ligger på rundt 4 300 m dyp. Drivmekanismen for produksjonen vil være gassseksjon ved trykkavlastning. Funnbrønnen er midlertidig forlatt og kan senere benyttes til utvinning.

Funnet (figur 1.10.1) er vurdert for utbygging med transport via Torfeltet til Ekofisk II. Dette kan skje enten ved havbunnsinnretning og rørledning eller ved en utvinningsbrønn boret fra Tor som ligger rundt syv km fra Tjalvefunnet. Innfasingsstidspunkt til Ekofisk II er under vurdering.



**2/12-1 FREJA**

|   |                       |                             |      |
|---|-----------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 113                   | <b>Blokk:</b>               | 2/12 |
| Operatør:   | Amerada Hess Norge AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 2/12-1                | År:                         | 1987 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                       | År:                         | 2004 |
| Utvinnbare ressurser:   | 2.0                   | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 0.3                   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0.1                   | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.0                   | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,6                   | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 26                    | mill.                       |      |

Funnet ligger nær grenselinjen mellom norsk og dansk sokkel (figur 1.10.1) i et komplekst forkastet område mellom Fedagraben i vest og Gertrudgraben i øst. Reservoaret er i øvre jura sand i et dyp av ca 4900 m. Forkastninger segmenterer reservoaret, og feltet kan deles i separate forkastningsblokker. Reservoaret ligger dypt og reservoartrykket er et av de høyeste på norsk sokkel.

Det antas en utbygging med brønnhodeinnretning med fire brønnsliiser tilknyttet transportløsning mot eksisterende infrastruktur.

**3/7-4 TRYM**

|  |                  |                             |      |
|--|------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 147              | <b>Blokk:</b>               | 3/7  |
| Operatør:  | A/S Norske Shell |                             |      |
| Funnbrønn:   | 3/7-4            | År:                         | 1990 |
| Tidligste produksjonsstart:  |                  | År:                         | 2004 |
| Utvinnbare ressurser:  | 0.0              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 3.3              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 0.0              | mill. tonn NGL              |      |
|  | 0.8              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 0,4              | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 28               | mill.                       |      |

Trym- og Lulitafunnene ligger på samme saltinduserte struktur. Strukturen krysser delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. Trym regnes som 100 prosent norsk mens Lulita antas å strekke seg inn på norsk sokkel.

Trym antas å være adskilt fra Lulita, men med mulig trykkommunikasjon i vannsonen. Reservoarene ligger i Lindesnes- og Bryneformasjonene av senjura og mellomjura alder. Lindesnesformasjonen er relativt homogen med gode reservoaregenskaper, mens Bryneformasjonen er svært heterogen med varierende reservoarkvalitet.

Dansk del av Lulita er bygd ut ved å knytte utbygging opp mot det nærliggende danske Haraldfeltet. Det arbeides med å få til en samordningsavtale for Lulitafeltet mellom de danske og norske eierne. Trymfeltet er forutsatt utbygd ved hjelp av en havbunnsløsning med en to-grensbrønn, med gasseskport gjennom en åtte km lang rørledning til Haraldinnretningen på dansk sokkel

**15/5-1 DAGNY**

|   |                                  |                             |            |
|---|----------------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 029, 048                         | <b>Blokk:</b>               | 15/5, 15/6 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |            |
| Funnbrønn:  | 15/5-1                           | År:                         | 1978       |
| Tidligste produksjonsstart:   |                                  | År:                         | 2002       |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.0                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 5.8                              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 1.0                              | mill. tonn NGL              |            |
|   | 1.0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 1,4                              | mrd.                        |            |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 54                               | mill.                       |            |

Dette er et gass- og kondensatfunn i bergarter av jura alder nord for Sleipner Vest, (figur 1.10.8). Mest aktuell utbyggingsløsning er havbunnsbrønner eller ubemannet brønnhodeinnretning koblet mot Sleipner B eller Sleipner T.

**16/7-4 SIGYN**

|  |                                 |                             |      |
|--|---------------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 072                             | <b>Blokk:</b>               | 16/7 |
| Operatør:  | Esso Expl. and Prod. Norway A/S |                             |      |
| Funnbrønn:   | 16/7-4                          | År:                         | 1982 |
| Tidligste produksjonsstart:  |                                 | År:                         | 2002 |
| Utvinnbare ressurser:  | 0.0                             | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 5.8                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|  | 2.0                             | mill. tonn NGL              |      |
|  | 4.7                             | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 2,4                             | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 84                              | mill.                       |      |

Dette funnet ligger ca 12 km sørøst for Sleipner A. Funnet (figur 1.10.9) er gjort i Skagerrakformasjonen og inneholder gass/kondensat. Det arbeides med en utbygging av funnet som en satellitt til Sleipner A. Gassen kan bli brukt til injeksjon i Sleipner Øst. Både havbunnskompletterte brønner og brønnhodeinnretning blir vurdert.

**25/4-6 S VALE**

|   |                           |                             |      |
|---|---------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 036                       | <b>Blokk:</b>               | 25/4 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 25/4-6 S                  | År:                         | 1991 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2001 |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 3.0                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |      |
|   | 3.5                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,8                       | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 70                        | mill.                       |      |

Det er påvist gass/kondensat i reservoarer i Brentgruppen av mellomjura alder. Drivmekanisme er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal (figur 1.10.11). En samordning med Skirne og Bygge kan bli aktuell.



**25/5-3 SKIRNE**

|   |                        |                             |      |
|---|------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 102                    | <b>Blokk:</b>               | 25/5 |
| Operatør:   | Elf Petroleum Norge AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 25/5-3                 | År:                         | 1990 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                        | År:                         | 2003 |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.0                    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 4.2                    | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |      |
|   | 0.0                    | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.9                    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,8                    | mr.                         |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 77                     | mill.                       |      |

Det er påvist gass i reservoarer i Brentgruppen av mellomjura alder. Drivmekanisme er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal (figur 1.10.11). En samordning med Vale og Byggeve kan være aktuell.

**25/5-4 BYGGVE**

|   |                        |                             |      |
|---|------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 102                    | <b>Blokk:</b>               | 25/5 |
| Operatør:   | Elf Petroleum Norge AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 25/5-4                 | År:                         | 1991 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                        | År:                         | 2003 |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.0                    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 2.7                    | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |      |
|   | 0.0                    | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.7                    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,2                    | mr.                         |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 63                     | mill.                       |      |

25/5-4 Byggeve ligger mellom Heimdal og Skirne (figur 1.10.11). Funnet kan bygges ut med en horisontal gass/kondensatbrønn fra en havbunnsinnretning og kobles inn til Heimdal. En samordning med Skirne og Vale kan bli aktuell.

**25/5-5**

|   |                        |                             |      |
|---|------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 102                    | <b>Blokk:</b>               | 25/5 |
| Operatør:   | Elf Petroleum Norge AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 25/5-5                 | År:                         | 1995 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                        | År:                         | 2004 |
| Utvinnbare ressurser:   | 4.3                    | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 0.0                    | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |      |
|   | 0.0                    | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.0                    | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,8                    | mr.                         |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 73                     | mill.                       |      |

25/5-5 ligger ca seks km øst for Heimdal (figur 1.10.11). Det er planlagt en produksjonsbrønn.

Utbygging med havbunnsinnretning som knyttes opp til andre innretninger vurderes. Produksjonsstart er avhengig av tidspunkt for ledig kapasitet.

**25/11-15 GRANE**

|   |                           |                             |       |
|---|---------------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 001, 169                  | <b>Blokk:</b>               | 25/11 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |       |
| Funnbrønn:  | 25/11-15                  | År:                         | 1991  |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2003  |
| Utvinnbare ressurser:   | 112.0                     | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|   | - 5.6                     | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |       |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |       |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 15,6                      | mr.                         |       |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 558                       | mill.                       |       |

Funnet ligger ca syv km øst for Balder (figur 1.10.11). Reservoaret inneholder relativt tung olje og ligger i sand av god reservoarkvalitet i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 1996 ble det utført en to måneders prøveutvinning fra en horisontal brønn som gav verdifull informasjon om produksjon og prosessering av oljen i funnet.

Plan for utbygging og drift av forekomsten ble sendt myndighetene for godkjenning i desember 1999. Planen innebærer utbygging av Grane med en bemannet, bunnfast produksjonsinnretning med prosessanlegg, borefasiliteter og boligkvarter (PDQ). Innretningen vil ha stålunderstell. Det skal videre legges rørledning fra Grane til Stureterminalen for eksport av olje, samt en rørledning fra Heimdal til Grane for transport av gass til injeksjon. Hoveddrivmekanismen for Grane vil være gassinjeksjon. Det skal bores totalt 33 produksjons- og injeksjonsbrønner. Framdriftsplanen innebærer at produksjonen vil starte i 2003. Produksjonskapasiteten for olje vil være 34 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Det er flere funn/prospekter rundt Granefunnet. Planen innebærer at det som kalles F-prospektet, som er en mulig forlengelse av Granefunnet mot nord, vil bli videre evaluert og samordnet med Grane. I tillegg er det lagt opp til at funnet 25/11-16 ved en senere utbygging kan knyttes opp til Grane.

**25/11-16**

|   |                           |                             |       |
|---|---------------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 169                       | <b>Blokk:</b>               | 25/11 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |       |
| Funnbrønn:  | 25/11-16                  | År:                         | 1992  |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2010  |
| Utvinnbare ressurser:   | 3.6                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|   | 0.0                       | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |       |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |       |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,7                       | mr.                         |       |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 11                        | mill.                       |       |

Dette funnet er gjort i bergarter av paleocen alder sørvest for Grane (figur 1.10.11). Utbygging er planlagt med havbunnskompletterte brønner knyttet til Grane, etter at produksjonen på Grane går av plata.

**25/8-10 S RINGHORNE**

|   |                                 |                             |      |
|---|---------------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 027                             | <b>Blokk:</b>               | 25/8 |
| Operatør:   | Esso Expl. and Prod. Norway A/S |                             |      |
| Funnbrønn:  | 25/8-10 S                       | År:                         | 1997 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                                 | År:                         | 2001 |
| Utvinnbare ressurser:   | 30.4                            | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 2.0                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0.0                             | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.0                             | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 7,9                             | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 149                             | mill.                       |      |

Plan for utbygging og drift av Ringhorne ble levert myndigheten i november 1999 (figur 1.10.11). Det er påvist olje i bergarter av paleocen og tidlig jura alder. De to viktigste funnene er påvist ved boring av 25/8-10 S og 25/8-11 nordøst for Balder, i tillegg inngår også 25/8-1.

I Ringhorne-utbyggingen omfatter også tre mindre funn vest og sør for Balder samt flere uborede prospekter. Planlagt utbyggingskonsept er en brønnhodeinnretning og havbunnskomplettete brønner som knyttes til Balder FPSO. Separasjon er planlagt å foregå både på Ringhorneinnretningen og på Balder. Feltet skal produseres ved vanninjeksjon og naturlig vanndriv. Produksjon er planlagt å starte fra havbunnskomplettetebrønner i 2001 og fra brønnhodeinnretningen i 2002.

**30/6-17**

|   |                           |                             |      |
|---|---------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 053                       | <b>Blokk:</b>               | 30/6 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |      |
| Funnbrønn:  | 30/6-17 R                 | År:                         | 1986 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2002 |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.3                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 1.4                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0                         | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 6                         | mill.                       |      |

Dette er et lite olje- og gassfunn i Cookformasjonen under hovedreservoaret i Osebergfeltet. Forekomsten kan bli produsert med en sideboret brønn fra eksisterende havbunnskomplettete brønn på Oseberg (figur 1.10.16).

**30/6-18**

|   |                           |                             |            |
|---|---------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 053, 079                  | <b>Blokk:</b>               | 30/6, 30/9 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |            |
| Funnbrønn:  | 30/6-18                   | År:                         | 1986       |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2002       |
| Utvinnbare ressurser:   | 1.3                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 3.1                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |            |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 1,6                       | mrd.                        |            |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 36                        | mill.                       |            |

30/6-18 er et oljefunn med gasskappe i Statfjordformasjonen i en struktur vest for Oseberg. Funnet (figur 1.10.16) kan bli bygd ut med horisontale produksjonsbrønner fra en havbunnsramme og med transport av brønnstrømmen til Oseberg for prosessering.

**30/9-19**

|   |                           |                             |            |
|---|---------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 079, 190                  | <b>Blokk:</b>               | 30/8, 30/9 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |            |
| Funnbrønn:  | 30/9-19                   | År:                         | 1998       |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2002       |
| Utvinnbare ressurser:   | 2.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|   | 8.8                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|   | 0.0                       | mill. tonn NGL              |            |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0                         | mrd.                        |            |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 0                         | mill.                       |            |

30/9-19 (figur 1.10.16) påviste olje og gass i sandsteiner av mellomjura alder på vestflanken av Oseberg. Ulike utbyggingsløsninger vurderes. En felles havbunnsutbygging for 30/6-18 og 30/9-19 med tilknytning til Oseberg er ett alternativ. Funnet kan også nås ved å bore en lang horisontal produksjonsbrønn fra Oseberg feltcenter.

**34/7-23 S**

|   |                    |                             |      |
|---|--------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 089                | <b>Blokk:</b>               | 34/7 |
| Operatør:   | Saga Petroleum ASA |                             |      |
| Funnbrønn:  | 34/7-23 S          | År:                         | 1994 |
| Tidligste produksjonsstart:   |                    | År:                         | 2001 |
| Utvinnbare ressurser: <sup>1)</sup>   | 2.9                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|   | 0.4                | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0.0                | mill. tonn NGL              |      |
|   | 0.0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,7                | mrd.                        |      |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 15                 | mill.                       |      |

<sup>1)</sup> Inkludert funn 34/7-29 S H-nord

Funnet (figur 1.10.23) ligger i blokk 34/7 sørvest for Vigdisfeltet. Brønn 34/7-23 S (H-vest) påviste olje i bergarter avsatt i senjura. For å forbedre avgrensningen av reservoaret, ble det boret et sidesteg av brønnen, 34/7-23 A som bekreftet funnet.

Brønn 34/7-29 S (H-nord), som inngår i funn 34/7-23 S, ble boret for å undersøke potensialet i det nordlige H-området. Denne brønnen påviste også olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Brønnen ble formasjonstestet i 1999. Resultater fra formasjonstesten og fra ny geologisk modell har ført til en nedjustering av ressursanslaget i H-nord.

Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnene. Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner faset inn mot Vigdis eller Statfjord Øst. Plan for utbygging og drift kan bli levert myndighetene i løpet av 2000.

**34/7-25 S**

|   |                    |                             |             |
|---|--------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 050, 089           | <b>Blokk:</b>               | 34/10, 34/7 |
| Operatør:   | Saga Petroleum ASA |                             |             |
| Funnbrønn:  | 34/7-25 S          | År:                         | 1996        |
| Tidligste produksjonsstart:   |                    | År:                         | 2000        |
| Utvinnbare ressurser:   | 2.3                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|   | 0.2                | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |             |
|   | 0.0                | mill. tonn NGL              |             |
|   | 0.0                | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 0,4                | mr.                         |             |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 16                 | mill.                       |             |

Funnet ligger i blokk 34/7 øst for Tordisfeltet (figur 1.10.23). Brønn 34/7-25 S påviste olje i bergarter avsatt i senjura. På grunn av stor usikkerhet knyttet til utbredelse av reservoarsand og tilleggsressurser i omliggende segmenter ble det i 1999 boret en avgrensingsbrønn i området. Brønnen påtraff ikke reservoarsand. På bakgrunn av resultatene fra denne brønnen ble potensielle tilleggsressurser i dette området betydelig redusert.

Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet. Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med brønner boret fra eksisterende bunnrammer i Tordisområdet.

**34/11-1 KVITEBJØRN**

|   |                                  |                             |       |
|---|----------------------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 193                              | <b>Blokk:</b>               | 34/11 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |       |
| Funnbrønn:  | 34/11-1                          | År:                         | 1994  |
| Tidligste produksjonsstart:   |                                  | År:                         | 2004  |
| Utvinnbare ressurser:   | 0.0                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|   | 49.7                             | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |       |
|   | 0.4                              | mill. tonn NGL              |       |
|   | 17.2                             | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 7,6                              | mr.                         |       |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 612                              | mill.                       |       |

34/11-1 Kvitebjørn ligger ca 20 km sørøst for Gullfaksfeltet (figur 1.10.23). To letebrønner på funnet har påvist gass/kondensat i sandstein i Brentgruppen av jura alder. Avgrensingsbrønnen 34/11-4 ble i 1999 boret vest for Kvitebjørn. Brønnen påviste gass/kondensat i Brentgruppen. Funnet er ikke i trykkommunikasjon med Kvitebjørn. PUD for Kvitebjørn ble levert i desember 1999, og det er søkt om gassallokering for funnet. Utbyggingsløsning er en bemannet innretning med prosessutstyr og boremodul. Gassen føres til Kollnes, mens kondensatet er planlagt ført i rør til Mongstad. Planlagt oppstart av gassleveranser er 2004.

**35/8-1**

|  |                           |                             |      |
|--|---------------------------|-----------------------------|------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>           | 248                       | <b>Blokk:</b>               | 35/8 |
| Operatør:                              | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |      |
| Funnbrønn:                             | 35/8-1                    | År:                         | 1981 |
| Tidligste produksjonsstart:            |                           | År:                         | 2010 |
| Utvinnbare ressurser:                  | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |      |
|  | 11.7                      | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |      |
|  | 0.0                       | mill. tonn NGL              |      |
|  | 1.8                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 1,3                       | mr.                         |      |

Funnet er det nordligste av to funn i nytildelt utvinningstillatelse 248 (figur 1.10.20). Funnet ligger vest for 35/9-1 Gjåa og nord for 35/11-4 Fram og planlegges utbygd sammen med disse i en felles, men trinnvis utbygging i 3-4 faser. Fellesprosjektet er under planlegging og endelige avgjørelser med hensyn til konseptvalg og innfasingsrekkefølge er ikke tatt. Utbyggingen av funnet vil sannsynligvis bli i fase 3 eller 4, det vil si med produksjonsstart rundt 2010.

**35/8-2**

|  |                           |                             |             |
|--|---------------------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>           | 248                       | <b>Blokk:</b>               | 35/11, 35/8 |
| Operatør:                              | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |             |
| Funnbrønn:                             | 35/8-2                    | År:                         | 1982        |
| Tidligste produksjonsstart:            |                           | År:                         | 2010        |
| Utvinnbare ressurser:                  | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |             |
|  | 11.7                      | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |             |
|  | 0.0                       | mill. tonn NGL              |             |
|  | 1.8                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 1,3                       | mr.                         |             |

Funnet er det sørligste av to funn i nytildelt utvinningstillatelse 248 (figur 1.10.20). Funnet ligger vest for 35/9-1 Gjåa og nord for 35/11-4 Fram og planlegges utbygd sammen med disse i en felles, men trinnvis utbygging i 3-4 faser. Fellesprosjektet er under planlegging og endelige avgjørelser med hensyn til konseptvalg og innfasingsrekkefølge er ikke tatt. Utbyggingen av funnet vil sannsynligvis bli i fase 3 eller 4, det vil si med produksjonsstart rundt 2010.

**35/11-4 FRAM**

|   |                           |                             |       |
|---|---------------------------|-----------------------------|-------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>  | 090                       | <b>Blokk:</b>               | 35/11 |
| Operatør:   | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |       |
| Funnbrønn:  | 35/11-4 R                 | År:                         | 1991  |
| Tidligste produksjonsstart:   |                           | År:                         | 2003  |
| Utvinnbare ressurser:   | 32.4                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |       |
|   | 17.2                      | mr. Sm <sup>3</sup> gass    |       |
|   | 0.8                       | mill. tonn NGL              |       |
|   | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |       |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  | 8,5                       | mr.                         |       |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 338                       | mill.                       |       |

Utvinningstillatelse 090 i blokk 35/11 ble tildelt i 1984. Framfunnet ligger 24 km nord for Trollfeltet og består av flere strukturer som er stegvis nedforkastet fra øst til vest (figur 1.10.20). Hittil er 11 brønner og ett sidesteg boret i blokk 35/11. Av disse er fem brønner boret på det som inngår i Framfunnet, det vil si F/C-komplekset og H-strukturen. Disse brønnene har påvist reservoarer med gasskappe og underliggende olje i Viking- og Brentgruppen av jura alder. Reservoarqualiteten er svært varierende.

Rettingshaverne arbeidet fram til høsten 1998 med et selvstendig utbyggingskonsept for Framfunnet. Dette konseptet ga ikke god nok lønnsomhet. Rettingshaverne har i stedet valgt å utrede en samordnet utbygging med Gjåa og andre funn i området. En samordnet utbygging vil sannsynligvis medføre enten plassering av en flyter eller et havbunns separasjonsanlegg med innfasing til Troll. Dersom

et havbunns separasjonssystem blir valgt, vil utbyggingen av feltene skje fasevis med H-strukturen i Fram som fase 1 og resten av Fram som fase 2. Arbeidsplan for samordnet utbygging medfører innlevering av PUD i desember 2000 for fase 1 med produksjonsstart i 2003. Tilsvarende tidspunkter for fase 2 er henholdsvis 2001 og 2005.

### 35/9-1 GJØA

|  |                           |                             |            |
|--|---------------------------|-----------------------------|------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 153                       | <b>Blokk:</b>               | 35/9, 36/7 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |            |
| Funnbrønn:   | 35/9-1 R                  | År:                         | 1989       |
| Tidligste produksjonsstart:  |                           | År:                         | 2007       |
| Utvinnbare ressurser:  | 11.6                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |            |
|  | 16.8                      | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |            |
|  | 0.6                       | mill. tonn NGL              |            |
|  | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |            |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 4,9                       | mrd.                        |            |
| Maksimal årlig driftskostnad CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff, prod. avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 140                       | mill.                       |            |

Utvinningstillatelse 153 ble tildelt i 1988. På bestemte vilkår om videre utforskning og evaluering av området, ble tillatelsen i juli 1998 forlenget for 79 prosent av arealet i utvinningstillatelsen. Dersom vilkårene ikke oppfylles, må minst 50 prosent av opprinnelig areal tilbakeleveres etter to år (figur 1.10.20).

Innenfor området i utvinningstillatelsen, som omfatter flere strukturer i blokkene 35/9 og 36/7, er det hittil boret seks brønner. Den sjettede ble boret i 1998, men tekniske problemer forhindret innsamling av brønndata. Det er påvist olje og/eller gass i flere reservoarer av jura alder. Hovedreservoarene finnes i Sognefjord- og Fensfjordformasjonene. Ressursene er blitt nedjustert i løpet av 1998 på bakgrunn av oppdaterte geologi- og reservoarstudier.

En samordnet utbygging er omtalt under Fram. Etter nåværende arbeidsplan vil Gjøa bli bygd ut som fase 3 i samlet utbygging av Fram og Gjøa, det vil si innlevering av PUD i 2003 og produksjonsstart i 2006.

## 1.10.2 NORSKEHAVET

### FELT I PRODUKSJON

#### NJORD

|  |                           |                             |                 |
|--|---------------------------|-----------------------------|-----------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>                      | Njord                     |                             |                 |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>                     | 107, 132                  | <b>Blokk:</b>               | 6407/10, 6407/7 |
| Operatør:  | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |                 |
| Rettighetshavere:                                |                           |                             |                 |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %) | 50,00000 %                |                             |                 |
| Mobil Development Norway AS                      | 20,00000 %                |                             |                 |
| Norsk Hydro Produksjon AS                        | 22,50000 %                |                             |                 |
| Petro-Canada Norge AS                            | 7,50000 %                 |                             |                 |
| Funnbrønn:                                       | 6407/7-1 S                | År:                         | 1986            |
| Godkjent utbygd:                                 | 1995                      | Prod.start:                 | 1997            |
| Utvinnbare reserver:                             | 28,4                      | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                 |
|  | 0,0                       | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                 |
|  | 0,0                       | mill. tonn NGL              |                 |
|  | 0,0                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                 |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):           | 8,4                       | mrd.                        |                 |

|  |     |       |
|--|-----|-------|
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikring: | 497 | mill. |
|--|-----|-------|

### Utvinning

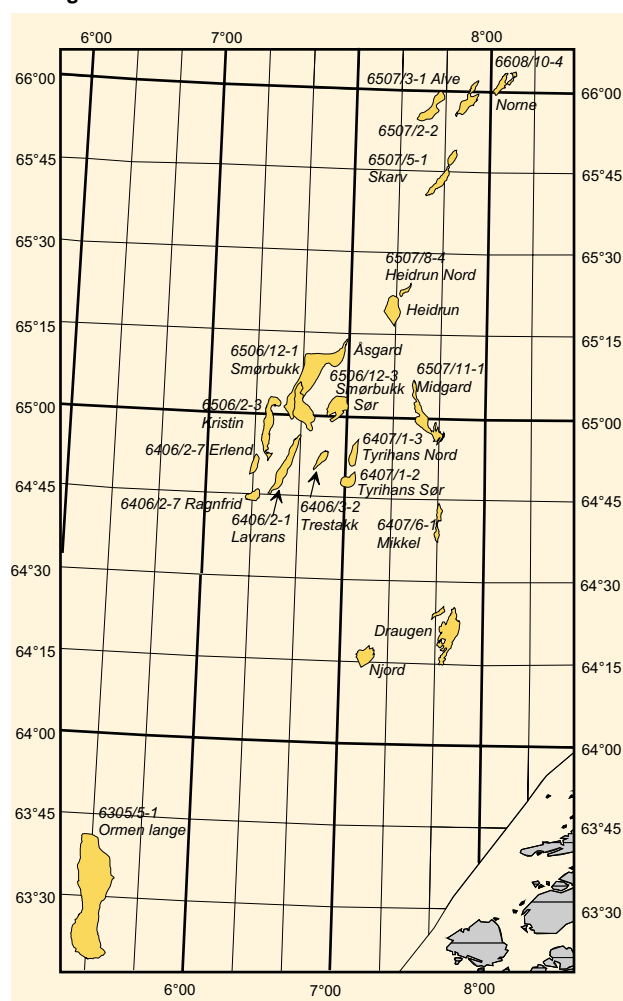
Hovedreservoaret er i Tiljeformasjonen av jura alder. Fellet (figur 1.10.25) er inndelt i et vestlig og et østlig segment med et komplisert forkastningsmønster. Det vestlige segmentet, som inneholder olje og en mindre gassforekomst, produseres ved trykkavlastning, mens reinjeksjon av produsert gass er drivmekanismen for det oljeførende østlige segmentet. Alternative drivmekanismer blir imidlertid vurdert. Ved utgangen av 1999 var seks oljeproducenter og tre gassinjektorer satt i drift.

Utvinning av tilleggsressurser på hovedstrukturen og i tilgrensende område mot nord er planlagt. Reproduksjon og eksport av injisert gass vil bli utredet av operatøren når det foreligger tilstrekkelig driftserfaring fra fellet.

### Utbygging

Produksjonsinnretningen på Njord består av en slakt forankret, halvt nedsenkbar produksjons- bore- og boliginnretning (figur 1.10.26). Innretningen er plassert rett over feltets havbunnskompletterte brønner som er tilknyttet innretningen via fleksible stigerør. Av totalt 19 mulige stigerør er 15 installert til produksjons- og injeksjonformål og ett er benyttet til oljeeksport. To nye stigerør vil bli instal-

**Figur 1.10.25**  
Felt og funn i Norskehavet

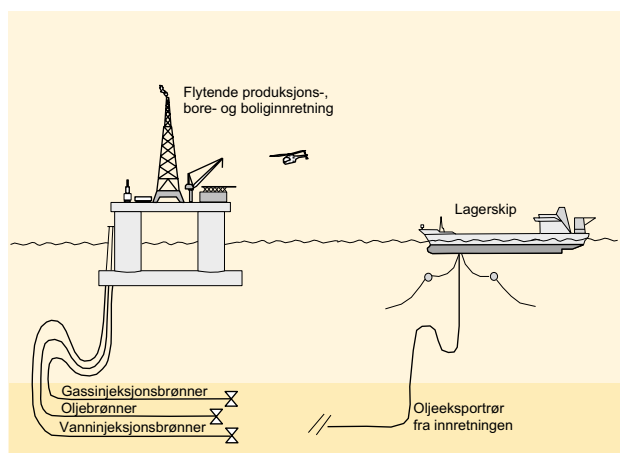




lert i forbindelse med planlagt utvinning av tilleggsressurser. Oljeprosesskapasiteten er oppgradert til 12 480 Sm<sup>3</sup> per dag. Vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasitetene er hver på 2 500 m<sup>3</sup> per dag, men med fleksibilitet for oppgradering. Gassbehandlings- og gassinjeksjonskapasitetene er på 10 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

Stabilisert olje overføres til lagerskipet som ligger 2,5 km fra innretningen, for lagring og lastning til skytteltankere. Oljemålestasjonen er plassert på lagerskipets dekk, og stabilisert olje blir målt til fiskal standard ved overføring fra lagerskip til skytteltanker.

**Figur 1.10.26**  
Innretninger på Njord



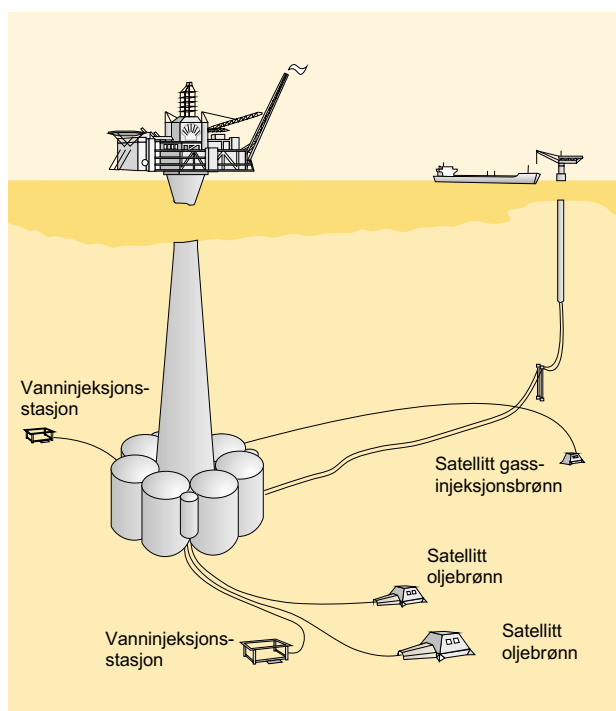
kompletterte vanninjeksjonsbrønner. Assosiert gass injiseres i en nærliggende vannførende struktur. Fra 1.10.2000 er det planlagt å eksportere assosiert gass via Åsgardrørledningen slik at videre øding av gass kan unngås.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en bunnsfast betonginnretning med integrert dekk (figur 1.10.27). Innretningen har ti brønnsliker og totalt 34 lederør. Produksjonskapasiteten er oppgradert til 36 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er på 42 000 m<sup>3</sup> per dag. Behandlingskapasiteten for produsert vann utgjør 12 000 m<sup>3</sup> per dag. Designkapasitetene for gassbehandling og gassinjeksjon er på henholdsvis 1,2 og 1,04 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Den daglige produksjonen og injeksjonen av gass ligger godt over designkapasitetene uten å utgjøre begrensninger for oljeproduksjonen.

Stabilisert olje lagres i tanker i bunnen av innretningen. Oljen måles fiskalt før den eksporteres via flytende lastebøye til tankbåt.

**Figur 1.10.27**  
Innretninger på Draugen



## DRAUGEN

|  |                  |                             |        |
|--|------------------|-----------------------------|--------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 093              | <b>Blokk:</b>               | 6407/9 |
| Operatør:  | A/S Norske Shell |                             |        |
| Rettighetshavere:  |                  |                             |        |
| A/S Norske Shell   | 16,20000 %       |                             |        |
| BP Amoco Norge AS  | 18,36000 %       |                             |        |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 57,880 %)   | 57,88000 %       |                             |        |
| Norsk Chevron AS   | 7,56000 %        |                             |        |
| Funnbrønn:   | 6407/9-1         | År:                         | 1984   |
| Godkjent utbygd:   | 1988             | Prod.start:                 | 1993   |
| Utvinnbare reserver:   | 111,6            | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |        |
|  | 0,0              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |        |
|  | 0,0              | mill. tonn NGL              |        |
|  | 0,0              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |        |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 19,0             | mrd.                        |        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 549              | mill.                       |        |

### Utvinning

Rognformasjonen av senjura alder er hovedreservoaret. Tilleggsressurser er påvist i Garnformasjonen vest på feltet, og innfasing er planlagt når produksjonen fra Rognformasjonen begynner å gå av platå i 2001/2002. Det er i 1999 også påvist ytterligere tilleggsressurser i Rognformasjonen i den sørligste delen av feltet (Rogn Sør).

Feltet (figur 1.10.25) produserer fra seks brønner fra innretningen og to havbunnskompletterte brønner. Oljeproduksjonen sikres trykkstøtte fra fem havbunns-

## HEIDRUN

|  |                                  |               |                |
|--|----------------------------------|---------------|----------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>                      | Heidrun                          |               |                |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>                     | 095, 124                         | <b>Blokk:</b> | 6507/8, 6707/7 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |               |                |
| Rettighetshavere:                                |                                  |               |                |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 65,000 %) | 76,87500 %                       |               |                |
| Fortum Petroleum AS                              | 5,00000 %                        |               |                |
| Norske Conoco A/S                                | 18,12500 %                       |               |                |
| Funnbrønn:                                       | 6507/7-2                         | År:           | 1985           |
| Godkjent utbygd:                                 | 1991                             | Prod.start:   | 1995           |



|  |       |                             |
|--|-------|-----------------------------|
| Utvinnbare reserver:   | 183,8 | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |
|  | 19,9  | mrđ. Sm <sup>3</sup> gass   |
|  | 0,1   | mill. tonn NGL              |
|  | 0,0   | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 46,2  | mrđ.                        |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 1353  | mill.                       |

### Utvinning

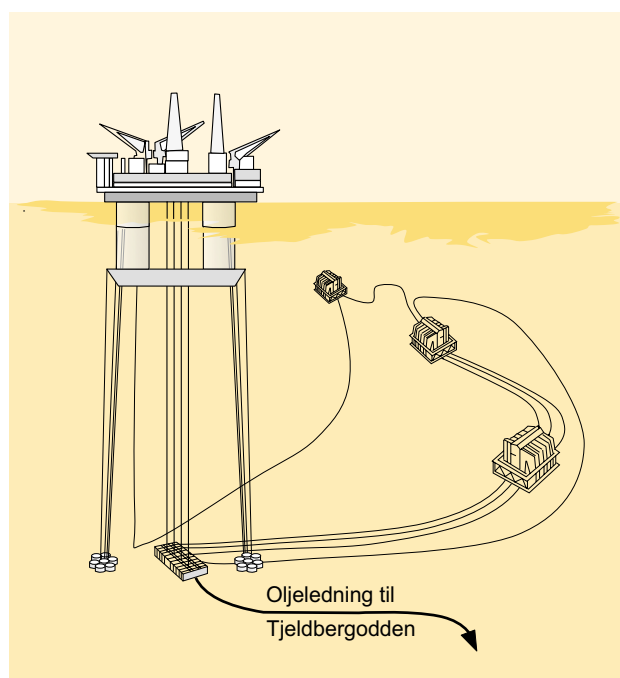
Oljen og gassen i feltet er påvist i Garn-, Ile-, Tilje- og Åreformasjonene av jura alder (figur 1.10.25). Øvre del av reservoaret produseres ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. Utvinning fra nedre del av reservoaret er basert på vanninjeksjon. Ved utgangen av 1999 var 17 oljeprodusenter, ni vanninjektorer og en gassinjektor i drift.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en flytende strekkstagninnetning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser (figur 1.10.28). Nordlige del av feltet vil bli utvunnet med tre havbunnsinnretninger som knyttes til hovedinnretningen. Produksjonskapasiteten er på 41 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Vannbehandlingskapasiteten er på 24 600 m<sup>3</sup> per dag, og vanninjeksjonskapasiteten utgjør 52 000 m<sup>3</sup> per dag. Designkapasiteten for gassbehandling og gassinjeksjon er henholdsvis 6,3 og 4,3 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

Oljen på Heidrun blir målt til fiskal standard før den blir eksportert til Mongstad og Tetney (Storbritannia) ved hjelp av direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet. Løsningsgass eksporteres til metanolfabrikken på Tjeldbergodden. Gasseksport via Åsgardrørledningen og videre eksport av gass til Kårstø og kontinentet er planlagt fra 1.10.2000.

Figur 1.10.28  
Innretninger på Heidrun



Funnet Heidrun Nord er samordnet med Heidrunfeltet fra 1.1.2000. Funnet (figur 1.10.25) ligger i en forkastningsblokk med sandsteiner i Åreformasjonen av jura alder. Funnet planlegges utvunnet via Heidrun, som en del av utviklingen av Heidrun nordflanke. Plan for utbygging og drift er ventet tidlig i 2000.

### NORNE

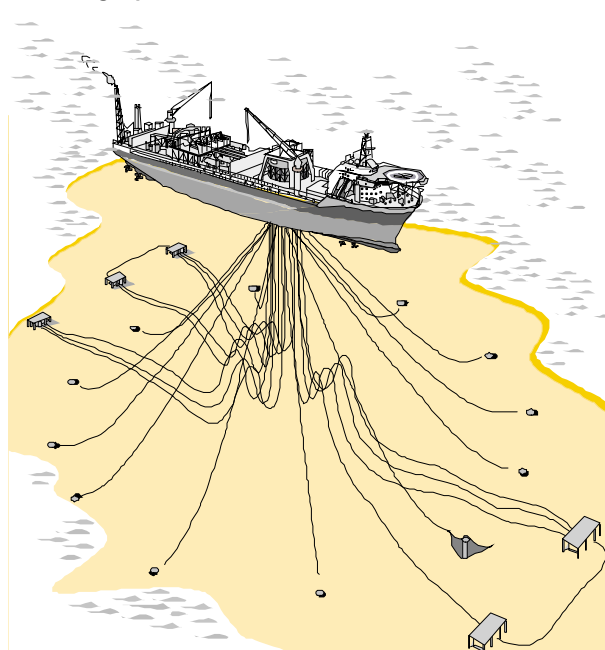
|  |                                  |                             |                 |
|--|----------------------------------|-----------------------------|-----------------|
| <b>Avtalebasert område:</b>  | Norne                            |                             |                 |
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 128, 128 B                       | <b>Blokk:</b>               | 6508/1, 6608/10 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |                 |
| Rettighetshavere:  |                                  |                             |                 |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 55,000 %)   |                                  |                             | 79,00000 %*     |
| Enterprise Oil Norwegian AS  |                                  |                             | 6,00000 %       |
| Norsk Agip AS  |                                  |                             | 6,90000 %       |
| Norsk Hydro Produksjon AS  |                                  |                             | 8,10000 %       |
| Funnbrønn:   | 6608/10-2                        | År:                         | 1992            |
| Godkjent utbygd:   | 1995                             | Prod.start:                 | 1997            |
| Utvinnbare reserver:   | 80,4                             | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                 |
|  | 15,0                             | mrđ. Sm <sup>3</sup> gass   |                 |
|  | 1,4                              | mill. tonn NGL              |                 |
|  | 0,0                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                 |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 13,1                             | mrđ.                        |                 |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikring: | 594                              | mill.                       |                 |

\* Forutsetter godkjenning av Finansdepartementet

### Utvinning

Oljen og gassen i Nornefeltet (figur 1.10.25) er påvist i sandstein av jura alder. Oljen finnes hovedsakelig i Ile- og Tofteformasjonene og gassen i Garnformasjonen. Utvinningstrategien er vanninjeksjon og reinjeksjon av produsert gass. Ved utgangen av 1999 var 10 produsenter, to gassinjektorer og fire vanninjektorer satt i drift.

Figur 1.10.29  
Innretninger på Norne



## Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet et kombinert produksjons- og lagerskip (figur 1.10.29). Havbunnsinnretningene består av fem brønnrammer, hver med fire brønner og mulighet for tilknytning av satellitt-brønner. Produksjonskapasiteten for olje er på 32 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Vannbehandlingskapasiteten er på 20 000 m<sup>3</sup> per dag og vanninjeksjonskapasiteten 38 000 m<sup>3</sup> per dag. Skipet har en gassbehandlingskapasitet på syv millioner Sm<sup>3</sup> dag, mens kapasiteten for gassinjeksjon er 6,7 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Oljen lagres i skipet før den lastes til skytteltankskip. Gasseksport via Åsgardrørledningen og videre eksport av gass til Kårstø og kontinentet er planlagt fra 1.10.2000.

## ÅSGARD

| Avtalebasert område:  |                                  | Åsgard        |   |
|---|----------------------------------|---------------|---|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>   | 062, 074, 094, 134, 237          | <b>Blokk:</b> | 6407/2, 6407/3, 6506/11, 6506/12, 6507/11 |
| Operatør:   | Den norske stats oljeselskap a.s |               |   |
| Rettighetshavere:   |                                  |               |   |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 46,950 %)  | 60,50000 %                       |               |   |
| Fortum Petroleum AS   | 7,00000 %                        |               |   |
| Mobil Development Norway AS   | 7,35000 %                        |               |   |
| Norsk Agip AS   | 7,90000 %                        |               |   |
| Norsk Hydro Produksjon AS   | 2,60000 %                        |               |   |
| Saga Petroleum ASA  | 7,00000 %                        |               |   |
| Total Norge AS  | 7,65000 %                        |               |   |
| Funnbrønn:  | 6507/11-1                        | År:           | 1981                                      |
| Godkjent utbygd:  | 1996                             | Prod.start:   | 1999                                      |
| Utvinnbare reserver:  |                                  | 64,6          | mill. Sm <sup>3</sup> olje                |
|   |                                  | 198,1         | mrd. Sm <sup>3</sup> gass                 |
|   |                                  | 28,0          | mill. tonn NGL                            |
|   |                                  | 49,0          | mill. Sm <sup>3</sup> kond.               |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):  |                                  | 42,8          | mrd.                                      |
| Driftskostnader i 1999 (faste 1999 NOK) inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffes og forsikring: |                                  | 607           | mill.                                     |

Åsgard omfatter utbygging av forekomstene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard som inngår i en samordningsavtale mellom rettighetshaverne i utvinningsstillatelsene 062, 074, 094, 134 og 237.

Åsgard ligger i hovedsak innenfor blokkene 6506/11 og 6506/12 (Smørbukk), 6506/12 (Smørbukk Sør) og 6507/11 og 6407/2 (Midgard) på Haltenbanken, om lag 200 km fra land og 50 km sør for Heidrunfeltet. Åsgard (figur 1.10.25) ligger i et område hvor vanddypet varierer mellom 240 og 300 meter.

## Utvinning

### Smørbukk

Blokkene 6506/11 og 6506/12 ble tildelt ved utvinningsstillatelsene 094 og 134, i henholdsvis 1984 og 1987. Statoil påviste Smørbukk i 1984.

Smørbukkforekomsten ligger på en rotert forkastningsblokk avgrenset av forkastninger i vest og nord og strukturelt dypere områder mot sør og øst. Reservoarformasjonene Garn, Ile, Tofte, Tilje og Åre er av jura alder og inneholder gass, kondensat og olje med et forholdsvis høyt gass/olje

forhold. Reservoaret ligger på dyp ned mot 4850 m, noe som fører til at en stor del av reservoaret har dårlige strømningsegenskaper.

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukkforekomsten med totalt 38 brønner, hvorav 22 var produsenter og 16 gassinjektorer. Boring av nye brønner ga noe reduksjon i anslagene for tilstedeværende og utvinnbare ressurser. Brønnene påviste at ressursgrunnlaget var mindre i den sørlige delen av funnet enn tidligere antatt. Dette har ført til justering av produksjonsstrategi og antall brønner i forhold til PUD. Utvinningsstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere væskeutvinningen. Senere vil Smørbukkforekomsten bli produsert ved trykkavlastning. Per i dag produseres det fra 11 produksjonsbrønner samtidig som det injiseres gass i ni gassinjektorer. Det er planlagt ytterligere ni produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner når Åsgard B kommer i drift.

Utvinnbare reserver er anslått til 70,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 21,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 37 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 16,1 millioner tonn NGL.

### Smørbukk Sør

Statoil påviste Smørbukk Sør-forekomsten i 1985. Petroleumsfellen til Smørbukk Sør-forekomsten er en salt-dom nordvest på Haltenterrassen. Reservoarbergartene i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonene er av tidlig- til mellomjura alder og inneholder olje, gass og kondensat.

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukk Sør-forekomsten med totalt 10 brønner, hvorav syv er produsenter og tre injektorer. Senere optimalisering av utvinningsstrategien har gitt endringer av dette tallet. Utvinningsstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere oljeutvinningen. Senere vil Smørbukk Sør-forekomsten bli produsert ved trykkavlastning. Per i dag produseres det fra seks produksjonsbrønner samtidig som det injiseres gass i tre injeksjonsbrønner. Det er planlagt ytterligere en produksjonsbrønn i Smørbukk Sør.

Utvinnbare reserver er anslått til 19,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 43 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2,8 millioner tonn NGL.

### Midgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 ble tildelt ved utvinningsstillatelsene 062 og 074 i henholdsvis 1981 og 1982. Utvinningsstillatelse 237, som ble tildelt i 1998, omfatter en mindre del av blokk 6407/3. Saga påviste Midgard i 1981.

Petroleumsfellen som danner Midgardfunnet er en oppstående forkastningsblokk (horst). Funnet er delt inn i fire strukturelle segmenter med hovedreservoar i Garn- og Ileformasjonene av mellomjura alder.

Operatøren planla i PUD å utvinne Midgardforekomsten med totalt 12 produksjonsbrønner. Midgardforekomsten vil bli produsert ved trykkavlastning. Per i dag er antall produksjonsbrønner redusert til 10.

Utvinnbare reserver for gassonen er anslått til 108 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 12 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 9,1 millioner tonn NGL.

Under gaskappen på Midgardforekomsten er det en

tynn (11,5 m) oljesone. I 1997 ble det boret en avgrensingsbrønn som bekreftet anslagene for oljeressursene på Midgard. Studier utført i løpet av 1998 har vist at det ikke er kommersielt grunnlag for utvinning av den tynne oljesonen.

### Utbygging

Plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard ble godkjent av Stortinget i juni 1996. Åsgard skal bygges ut i to faser; en tidlig væskefase som kom i produksjon i mai 1999, og en gassseksportfase med levering av gass fra 1. oktober 2000. Åsgard skal levere 6,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i år 2000, 8,9 milliarder Sm<sup>3</sup> per år i årene 2001-2006 og 10,8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år fra 2007.

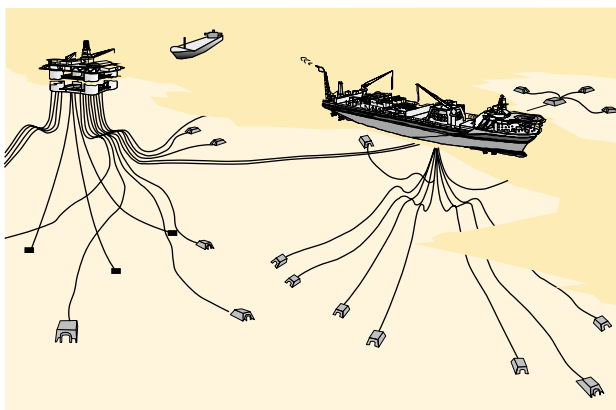
Åsgard vil bli bygd ut med havbunnskompletterte brønner knyttet til en halvt nedsenkbar innretning for gass- og kondensatbehandling (Åsgard B), og et produksjons- og lagerskip for olje (Åsgard A), (figur 1.10.30). Til gassenteret vil det også være tilknyttet et lagerskip for kondensat (Åsgard C).

Den totale behandlingsekapasiteten er 48 millioner Sm<sup>3</sup> per dag for gass, 32 000 Sm<sup>3</sup> per dag for olje og 15 000 Sm<sup>3</sup> per dag for kondensat.

Olje og kondensat vil midlertidig bli lagret på feltet og transportert til land med skytteltankere. Gassen vil bli eksportert i en gassrørledning fra Åsgard til Kårstø.

Både olje, gass og kondensat vil bli målt fiskalt på feltet. Gassmengdene som går til eksport, vil bli målt med ultralydmåler.

Figur 1.10.30 Innretninger på Åsgard



## FUNN

### 6305/5-1 ORMEN LANGE

|  |                           |                             |                                |
|--|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>           | 208, 209, 250             | <b>Blokk:</b>               | 6305/4, 6305/5, 6305/7, 6305/8 |
| Operatør:                              | Norsk Hydro Produksjon AS |                             |                                |
| Funnbrønn:                             | 6305/5-1                  | År:                         | 1997                           |
| Tidligste produksjonsstart:            |                           | År:                         | 2006                           |
| Utvinnbare ressurser:                  | 0.0                       | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                                |
|  | 314.7                     | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                                |
|  | 0.0                       | mill. tonn NGL              |                                |
|  | 5.3                       | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                                |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 25,0                      | mrd.                        |                                |

|  |     |       |
|--|-----|-------|
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 725 | mill. |
|--|-----|-------|

Funnet ligger i Mørebasenget omkring 140 km nordvest for Kristiansund (figur 1.10.25). Vanddyptet varierer fra 700-1100 m. Funnet ligger på Ormen Lange-domen. Brønn 6305/5-1 ble boret i 1997, og påviste gass i sandsteiner i Eggaformasjonen av paleocene alder. To avgrensingsbrønner ble boret i 1998. Brønn 6305/7-1 i utvinningstillatelse 209 påviste ressurser i den sørlige delen av funnet, mens brønn 6305/1-1 i nord var tørr. Mer arbeid er nødvendig før det kan sies noe om mulige utbyggingskonsepter. Funnet er på uforpliktende basis meldt inn til Forsyningsutvalget. Innlevering av plan for utbygging og drift kan tidligst skje i 2002. Norsk Hydro er operatør i utbyggingsfasen og Norske Shell i driftsfasen.

### 6406/2-1 LAVRANS

|  |                    |                             |        |
|--|--------------------|-----------------------------|--------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 199                | <b>Blokk:</b>               | 6406/2 |
| Operatør:  | Saga Petroleum ASA |                             |        |
| Funnbrønn:   | 6406/2-1           | År:                         | 1995   |
| Tidligste produksjonsstart:  |                    | År:                         | 2005   |
| Utvinnbare ressurser:  | 0.0                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |        |
|  | 62.5               | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |        |
|  | 9.4                | mill. tonn NGL              |        |
|  | 29.1               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |        |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 6,5                | mrd.                        |        |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 169                | mill.                       |        |

Det er boret tre brønner i årene 1996-1999, og det er påvist gass/kondensat i sandsteiner av jura alder. Reservoarformasjonene Ile, Tofte og Tilje ligger på dyp ned til 4400 m.

Operatøren forutsetter produksjon ved trykkavlastning.

Den mest aktuelle utbyggingsløsningen synes å være en havbunnsinnretning knyttet til eksisterende eller ny infrastruktur i området (figur 1.10.25).

Det er satt i gang arbeider for å få til en samordnet utbygging av funnene i utvinningstillatelsene 199 og 134, mest sannsynlig med 6406/2-3 Kristin som feltcenter. Innlevering av PUD kan skje i 2001.

### 6406/2-3 KRISTIN

|  |                    |                             |                 |
|--|--------------------|-----------------------------|-----------------|
| <b>Utvinningstillatelse:</b>   | 134, 199           | <b>Blokk:</b>               | 6406/2, 6506/11 |
| Operatør:  | Saga Petroleum ASA |                             |                 |
| Funnbrønn:   | 6406/2-3           | År:                         | 1997            |
| Tidligste produksjonsstart:  |                    | År:                         | 2005            |
| Utvinnbare ressurser:  | 0.0                | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                 |
|  | 39.1               | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                 |
|  | 5.9                | mill. tonn NGL              |                 |
|  | 42.1               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                 |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 11,2               | mrd.                        |                 |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 1                  | mrd.                        |                 |

Det er boret tre brønner og et sidesteg i perioden 1996-1998. Det er påvist gass/kondensat i sandsteiner i Garn- og Ileformasjonene av jura alder (figur 1.10.25).

En mulig utvinningsstrategi er injeksjon av gass for å optimalisere væskeutvinningen. Et høyt initielt reservoartrykk, kombinert med et relativt lavt duggpunktstrykk, medfører imidlertid at gassinjeksjon ikke er aktuelt før etter noen år med gassproduksjon.

Den mest aktuelle utbyggingsløsningen er en selvstendig produksjonsinnretning eller alternativt en havbunnsinnretning knyttet opp til eksisterende infrastruktur i området.

Det er satt i gang arbeider for å få til en samordnet utbygging av funnene i utvinningstillatelsene 199 og 134 mest sannsynlig med 6406/2-3 Kristin som feltcenter. Innlevering av PUD kan skje i 2001.

#### 6406/2-6 RAGNFRID

Brønn 6406/2-6 (figur 1.10.25) ble boret i andre halvdel av 1998. Brønnen ble ikke produksjonstestet, men væskeprøver påviste gass og kondensat i sandsteiner av mellomjura alder. Strukturen strekker seg inn i ikke-tildelt område. Strukturen planlegges avgrenset ved boring av avgrensningsbrønn oppflanks på strukturen. Boring av avgrensningsbrønn er avhengig av tildeling av naboblokkene, eller blokkarealene som omfatter strukturen. Funnet inngår i pågående vurderinger med hensyn til en samordnet utbygging av området. Plan for utbygging og drift kan bli levert allerede i 2001.

#### 6406/2-7 ERLEND

Brønn 6406/2-7 (figur 1.10.25) ble boret i slutten av 1999. Det ble påvist gass og kondensat i sandsteiner av midtre jura alder. Strukturen strekker seg inn i ikke-tildelt område i naboblokk 6406/1. Strukturen planlegges avgrenset ved boring av sidesteg. Boring av avgrensningsbrønn er avhengig av tildeling av areal i naboblokken. Funnet inngår i pågående vurderinger med hensyn til en samordnet utbygging av området. Plan for utbygging og drift kan bli levert allerede i 2001.

#### 6407/1-2 TYRIHANS

|  |                                  |                             |                |
|--|----------------------------------|-----------------------------|----------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 073, 091                         | <b>Blokk:</b>               | 6406/3, 6407/1 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |                |
| Funnbrønn:   | 6407/1-2                         | År:                         | 1983           |
| Tidligste produksjonsstart:  |                                  | År:                         | 2009           |
| Utvinnbare ressurser:  | 0.0                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                |
|  | 23.0                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                |
|  | 4.0                              | mill. tonn NGL              |                |
|  | 19.4                             | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 4,1                              | mrd.                        |                |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 89                               | mill.                       |                |

6407/1-2 Tyrihans (figur 1.10.25) består av to strukturer, Tyrihans Sør og Tyrihans Nord. Tyrihans Sør-funnet ble gjort i 1983 og Tyrihans Nord-funnet ble gjort i 1984 i utvinningstillatelse 073. Funnene er sannsynligvis i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrihans Sør-funnet er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord funnet inneholder en oljesone med

overliggende gasskappe. Reservoarene er av mellomjura alder. Det ble boret en avgrensningsbrønn i Tyrihans Nord-funnet i 1996. Brønnen påviste gass, olje og vann. Overgangssonen gjør det vanskelig å bestemme olje/vannkontakten nøyaktig. Det er usikkerhet knyttet til oljeresursene i Tyrihans Nord.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien er basert på trykkavlastning av Tyrihans Nord-funnet og gassinjeksjon i Tyrihans Sør-funnet for å optimalisere væskeutvinningen. Flere mulige utbyggingskonsepter vurderes. Tyrihans vil mest sannsynlig bli utbygd som satellitt til eksisterende eller ny infrastruktur i området, eller alternativt bygd ut med egen flytende produksjonsinnretning.

#### 6407/6-3 MIKKEL

|  |                                  |                             |                |
|--|----------------------------------|-----------------------------|----------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 092, 121                         | <b>Blokk:</b>               | 6407/5, 6407/6 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s |                             |                |
| Funnbrønn:   | 6407/6-3                         | År:                         | 1986           |
| Tidligste produksjonsstart:  |                                  | År:                         | 2002           |
| Utvinnbare ressurser:  | 1.6                              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                |
|  | 19.5                             | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                |
|  | 4.7                              | mill. tonn NGL              |                |
|  | 4.6                              | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 1,8                              | mrd.                        |                |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 109                              | mill.                       |                |

6407/6-3 Mikkel (figur 1.10.25) er et gassfunn med tynn oljesone. Funnet ble gjort i 1987. Reservoiret ligger på ca 2500 m dyp og består av sandsteiner i Garn- og Ileformasjonene, av mellomjura alder. I 1999 ble det boret en avgrensningsbrønn, 6407/6-5, som bekreftet funnet. Utvinningstrategi vil sannsynligvis være trykkavlastning fra tre gassproduksjonsbrønner. Rettighetshaverene har søkt om gassallokering.

Mikkel planlegges utbygd med havbunnsinnretninger tilknyttet eksisterende infrastruktur i området for prosessering og transport. Rettighetshaverene arbeider for å legge fram en plan for utbygging og drift til sommeren 2000.

#### 6507/5-1 SKARV

|  |                   |                             |                        |
|--|-------------------|-----------------------------|------------------------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>  | 159, 212          | <b>Blokk:</b>               | 6507/3, 6507/5, 6507/6 |
| Operatør:  | BP Amoco Norge AS |                             |                        |
| Funnbrønn:   | 6507/5-1          | År:                         | 1998                   |
| Tidligste produksjonsstart:  |                   | År:                         | 2005                   |
| Utvinnbare ressurser:  | 18.3              | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                        |
|  | 29.9              | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                        |
|  | 0.0               | mill. tonn NGL              |                        |
|  | 3.7               | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                        |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 6,3               | mrd.                        |                        |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 370               | mill.                       |                        |

Brønn 6507/5-1 påviste olje og gass i sandsteiner av både jura og kritt alder. Det ble gjennomført tre separate produksjonstester, to i sandsteiner av jura alder og en i sandsteiner av kritt alder. Avgrensningsbrønn 6507/5-2 som ble



boret i 1999, avklarte ikke størrelsen på funnet. Det planlegges derfor en ny avgrensingsbrønn for å avklare størrelsen på funnet og olje- og gass-forholdet. Det jobbes med ulike feltutviklingsmuligheter for området hvor 6507/5-1 Skarv fremstår som mulig feltcenter for oljeutvinning og gasseskport ved tilknytning til eksisterende infrastruktur.

### 1.10.3 BARENTSHAVET

#### FUNN

#### SNØHVITOMRÅDET

Snøhvitområdet består av utvinningstillatelsene 064, 077, 078, 097, 099, 100 og 110. De største funnene i Snøhvitområdet omfatter funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. I utbyggingsløsningene som er under evaluering, inngår 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. Volumer fra 7121/4-2 Snøhvit Nord og 7121/5-2 Beta, og øvrige småfunn i området er ikke inkludert i utbyggingsplanene. Investeringsestimatet er basert på at oljen i Snøhvit blir produsert og eksportert fra en flytende innretning på Snøhvit. Gass og kondensat sendes til Melkøya like utenfor Hammerfest via flerfase rørledning. Gassen produseres samtidig fra Snøhvit og Askeladd, mens Albatross fases inn senere. Løsningen er basert på 40 brønner; 15 oljeprodusenter, 17 gassprodusenter og åtte injektorer. Gassen prosesseres og konverteres i anlegg på Melkøya til flytende

form (LNG), og sendes til markedet i spesialbygde tankskip.

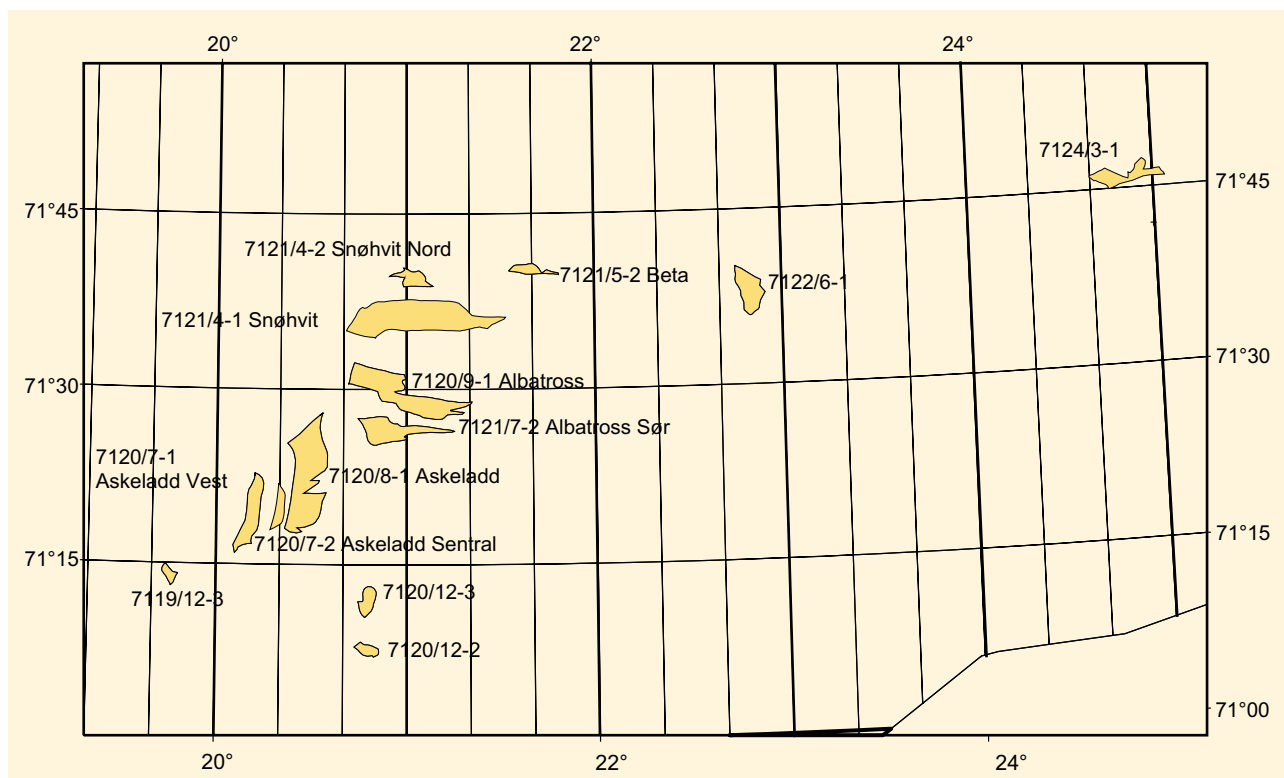
En ren gassløsning basert på havbunnsproduksjon og rørtransport av gass/kondensat til Melkøya for prosessering og konvertering til LNG er en viktig konkurrent til utbyggingsløsninger som omfatter både olje- og gassutvinning. Rettighetshaverne arbeider mot å framlegge plan for utbygging og drift ved årsskiftet 2000/2001.

#### 7121/4-1 SNØHVIT

|  |   |                             |                        |
|--|---|-----------------------------|------------------------|
| Utvinningstillatelse:  | 097, 099, 110   | Blokk:                      | 7120/6, 7121/4, 7121/5 |
| Operatør:  | Den norske stats oljeselskap a.s<br>Norsk Hydro Produksjon AS |                             |                        |
| Funnbrønn:   | 7121/4-1  | År:                         | 1984                   |
| Tidligste produksjonsstart:  |   | År:                         | 2006                   |
| Utvinnbare ressurser for Snøhvit utbyggingen:  | 20.8  | mill. Sm <sup>3</sup> olje  |                        |
|  | 176.3   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |                        |
|  | 5.7   | mill. tonn NGL              |                        |
|  | 18.5  | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |                        |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):   | 23,3  | mrd.                        |                        |
| Maksimal årlig driftskostnad inkl CO <sub>2</sub> avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer (faste 1999 NOK): | 724   | mill.                       |                        |

Snøhvitfunnet (figur 1.10.31) er et gass-/kondensatfunn med en tynn oljesone. Reservoaret består av en øst-/vestgående forkastningskontrollert struktur sentralt beliggende i Hammerfestbassenget. Strukturen har stor lateral utbredelse, ca 130 km<sup>2</sup>. Reservoaret består av sandsteiner av tidlig- og mellomjura alder og ble påvist av brønnene 7121/5-1, 7121/

Figur 1.10.31  
Funn i Barentshavet





4-1 og 7120/6-1. I brønn 7121/4-1 er det også påvist gass i sandsteiner av sentrias /tidligjura alder under oljesonen.

### 7120/8-1 ASKELADD

Askeladd består av fire hovedstrukturer med ulik dyp ned til gass/vann-kontakten (figur 1.10.31). I perioden 1981 - 1983 påviste brønnene 7120/7-1, 7120/7-2, 7120/8-1 og 7120/8-2 gass i sandsteiner av tidlig og mellomjura alder i disse strukturene.

### 7120/9-1 ALBATROSS

Albatross består av to hovedstrukturer med ulik dyp ned til gass/vann-kontakten (figur 1.10.31). I 1982 og 1986 påviste henholdsvis brønn 7120/9-1 og 7121/7-1 gass i sandsteiner av mellomjura alder i disse strukturene. Brønn-data fra 7121/7-1 i den sydlige strukturen kan tyde på tilstedeværelsen av en tynn oljelegg på 1-3 m stratigrafisk under gasskolonnen.

## FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

### ALBUSKJELL

| Utvinningstillatelse:                  | 018, 018 B                        | Blokk:      | 1/6, 2/4                   |
|--|-----------------------------------|-------------|----------------------------|
| Operatør:                              | Phillips Petroleum Company Norway |             |                            |
| Funnbrønn:                             | 1/6-1                             | År:         | 1972                       |
| Godkjent utbygd:                       | 1975                              | Prod.start: | 1979                       |
|  |                                   | Prod.slutt: | 1998                       |
| Reserver, utvunnet:                    |                                   | 7,4         | mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|  |                                   | 15,9        | mrd. Sm <sup>3</sup> gass  |
|  |                                   | 1,0         | mill. tonn NGL             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 9,3                               |             | mrd                        |

### Disponering

Produksjonen fra Albuskjell ble stanset i forbindelse med oppstart av Ekofisk II, og det er utført mulighetsstudier for lønnsom produksjon av gjenværende ressurser. Rettighetshaverne vurderer muligheten som liten for gjenopptakelse av produksjonen fra feltet på et senere tidspunkt med eksisterende innretninger.

### COD

| Utvinningstillatelse:                  | 018                               | Blokk:      | 7/11                       |
|--|-----------------------------------|-------------|----------------------------|
| Operatør:                              | Phillips Petroleum Company Norway |             |                            |
| Funnbrønn:                             | 7/11-1                            | År:         | 1968                       |
| Godkjent utbygd:                       | 1973                              | Prod.start: | 1977                       |
|  |                                   | Prod.slutt: | 1998                       |
| Reserver, utvunnet:                    |                                   | 2,9         | mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|  |                                   | 7,5         | mrd. Sm <sup>3</sup> gass  |
|  |                                   | 0,5         | mill. tonn NGL             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 3,9                               |             | mrd.                       |

### Disponering

Produksjonen fra feltet ble avsluttet i august 1998. Ved nedstengning var det antatt at rundt 70 prosent av opprinnelig tilstedeværende gass var produsert. Gjenværende gass antas ikke å være lønnsom å produsere. Cod-innretningen er nedstengt og brønnene ble permanent plugget i 1999.

## EDDA

| Utvinningstillatelse:                  | 018                               | Blokk:      | 2/7                        |
|--|-----------------------------------|-------------|----------------------------|
| Operatør:                              | Phillips Petroleum Company Norway |             |                            |
| Funnbrønn:                             | 2/7-4                             | År:         | 1972                       |
| Godkjent utbygd:                       | 1975                              | Prod.start: | 1979                       |
|  |                                   | Prod.slutt: | 1998                       |
| Reserver, utvunnet:                    |                                   | 4,8         | mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|  |                                   | 2,1         | mrd. Sm <sup>3</sup> gass  |
|  |                                   | 0,2         | mill. tonn NGL             |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 6,9                               |             | mrd.                       |

Produksjonen fra feltet ble stanset i august 1998 da Ekofisk II ble satt i drift. Rettighetshaverne leverte i desember 1999 en rapport til myndighetene hvor det konkluderes med at gjenværende ressurser ikke kan produseres lønnsomt. Innretningen er nå midlertidig nedstengt inntil endelig beslutning om nedstenging eller senere gjenopptatt produksjon blir tatt.

## LILLE-FRIGG

| Utvinningstillatelse:                  | 026                    | Blokk:      | 25/2                        |
|--|------------------------|-------------|-----------------------------|
| Operatør:                              | Elf Petroleum Norge AS |             |                             |
| Funnbrønn:                             | 25/2-4                 | År:         | 1975                        |
| Godkjent utbygd:                       | 1991                   | Prod.start: | 1994                        |
|  |                        | Prod.slutt: | 1999                        |
| Reserver, utvunnet:                    |                        | 2,3         | mrd. Sm <sup>3</sup> gass   |
|  |                        | 1,3         | mill. Sm <sup>3</sup> kond. |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 4,8                    |             | mrd.                        |

### Disponering

Produksjonen fra Lille-Frigg opphørte i mars 1999. Avslutningsplanen forventes behandlet i Stortinget våren 2000.

Disponering av rørledninger og kabler vil bli avgjort i lys av utredningsprogrammet for disponering av rørledninger.

## MIME

| Utvinningstillatelse:                  | 070                       | Blokk:      | 7/11                       |
|--|---------------------------|-------------|----------------------------|
| Operatør:                              | Norsk Hydro Produksjon AS |             |                            |
| Funnbrønn:                             | 7/11-5                    | År:         | 1982                       |
| Godkjent utbygd:                       | 1992                      | Prod.start: | 1990                       |
|  |                           | Prod.slutt: | 1993                       |
| Reserver, utvunnet:                    |                           | 0,4         | mill. Sm <sup>3</sup> olje |
|  |                           | 0,1         | mrd. Sm <sup>3</sup> gass  |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 0,4                       |             | mrd.                       |

### Disponering

Avslutningsplanen for Mime ble godkjent i 1996. Innretningen ble tatt til land for opphugging i 1999. Disponering av rørledningen som går til Cod vil bli avgjort i lys av utredningsprogrammet for disponering av rørledninger.

## NORDØST FRIGG

| Utvinningstillatelse:                           | 024, 030               | Blokk:      | 25/1, 30/10               |
|---|------------------------|-------------|---------------------------|
| Operatør:                                       | Elf Petroleum Norge AS |             |                           |
| Funnbrønn:                                      | 25/1-4                 | År:         | 1974                      |
| Godkjent utbygd:                                | 1980                   | Prod.start: | 1983                      |
|   |                        | Prod.slutt: | 1993                      |
| Reserver, utvunnet:                             |                        | 11,6        | mrd. Sm <sup>3</sup> gass |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):          | 3,7                    |             | mrd.                      |
| Påløpte disponeringskostnader (faste 1999 NOK): | 74                     |             | mill.                     |

## Disponering

Kontrollstasjonen og fundamentet på Nordøst Frigg ble frigjort fra bunnen og transportert som én enhet til land. Dekket er satt på land og fungerer som treningssenter, stålkolonnen brukes som bølgebryter i en småbåthavn, og betongfundamentet som ankerfeste for denne.

Havbunnsinnretningen er ilandført og hugget opp.

## ODIN

|   |                        |                           |      |
|---|------------------------|---------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>                   | 030                    | <b>Blokk:</b> 30/10       |      |
| Operatør:                                       | Elf Petroleum Norge AS |                           |      |
| Funnbrønn:                                      | 30/10-2                | År:                       | 1974 |
| Godkjent utbygd:                                | 1980                   | Prod.start:               | 1984 |
|   |                        | Prod.slutt:               | 1994 |
| Reserver, utvunnet:                             | 29,3                   | mrd. Sm <sup>3</sup> gass |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):          | 5,3                    | mrd.                      |      |
| Påløpte disponeringskostnader (faste 1999 NOK): | 104                    | mill.                     |      |

## Disponering

Innretningene på Odin er tatt til land for opphugging og resirkulering. Disponering av rørledningen til Frigg vil bli avgjort i lys av utredningsprogrammet for rørledninger.

## TOMMELITEN GAMMA

|  |                                  |                           |      |
|--|----------------------------------|---------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>          | 044                              | <b>Blokk:</b> 1/9         |      |
| Operatør:                              | Den norske stats oljeselskap a.s |                           |      |
| Funnbrønn:                             | 1/9-4                            | År:                       | 1978 |
| Godkjent utbygd:                       | 1986                             | Prod.start:               | 1988 |
|  |                                  | Prod.slutt:               | 1998 |
| Reserver, utvunnet:                    | 3,9                              | mill Sm <sup>3</sup> olje |      |
|  | 9,2                              | mrd Sm <sup>3</sup> gass  |      |
|  | 0,6                              | mill tonn NGL             |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 3,6                              | mrd.                      |      |

## Disponering

Innretningen ble stengt ned i forbindelse med nedstengning av Ekofisk I, sommeren 1998. Rettighetshaverne vurderer muligheten for gjenopptatt produksjon på et senere tidspunkt, men i lys av konklusjonene fra Edda synes muligheten liten. Avslutningsplan for Tommeliten Gamma ble sendt inn til myndighetene sommeren 1997, men det er ikke fattet vedtak om permanent stengning og disponering.

## VEST EKOFISK

|  |                                   |                           |      |
|--|-----------------------------------|---------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>          | 018                               | <b>Blokk:</b> 2/4         |      |
| Operatør:                              | Phillips Petroleum Company Norway |                           |      |
| Funnbrønn:                             | 2/4-6                             | År:                       | 1970 |
| Godkjent utbygd:                       | 1973                              | Prod.start:               | 1977 |
|  |                                   | Prod.slutt:               | 1998 |
| Reserver, utvunnet:                    | 12,2                              | mill Sm <sup>3</sup> olje |      |
|  | 26,9                              | mrd Sm <sup>3</sup> gass  |      |
|  | 1,4                               | mill tonn NGL             |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK): | 3,0                               | mrd.                      |      |

## Disponering

Produksjonen fra Vest Ekofisk ble stanset i forbindelse med at Ekofisk II ble satt i drift, men det er anslått at gjenværende reserver vil kunne produseres lønnsomt på et senere tidspunkt. Innretningen er nå nedstengt og brønnene vil bli permanent plugget. Rettighetshaverne vurderer gjenopptatt produksjon fra feltet på et senere tidspunkt, med en ny havbunnsinnretning og horisontale brønner.

## ØST FRIGG

|   |                        |                            |      |
|---|------------------------|----------------------------|------|
| <b>Utvinningsstillatelse:</b>                   | 024, 026, 112          | <b>Blokk:</b> 25/1, 25/2   |      |
| Operatør:                                       | Elf Petroleum Norge AS |                            |      |
| Funnbrønn:                                      | 25/2-1                 | År:                        | 1973 |
| Godkjent utbygd:                                | 1984                   | Prod.start:                | 1988 |
|   |                        | Prod.slutt:                | 1997 |
| Reserver, utvunnet:                             | 9,4                    | mrd Sm <sup>3</sup> gass   |      |
|   | 0,1                    | mill Sm <sup>3</sup> kond. |      |
| Totale investeringer (faste 1999 NOK):          | 3,3                    | mrd.                       |      |
| Påløpte disponeringskostnader (faste 1999 NOK): | 103                    | mill.                      |      |

## Disponering

Avslutningsplanen for Øst Frigg ble godkjent i Stortinget i 1999. Innretningene skal tas til land for opphugging og kondemnering, planlagt til 2002-03.

Disponering av rørledninger og kabler vil bli avgjort i lys av utredningsprogrammet for disponering av rørledninger.

## 1.10.4 UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 1 653 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1 539 av disse i Nordsjøen og 114 i Norskehavet hvor boringen startet i 1992. 1 241 er produksjonsbrønner, 295 injiserer vann, gass eller annet medium og 117 er observasjonsbrønner. 722 er for tiden ute av drift, midlertidig forlatt for senere komplettering eller nedstengt av andre årsaker.

Brønnene er boret fra 166 faste installasjoner (bunnfaste, flytende eller bunnrammer).

17 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.1999.

Figur 1.10.32 viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1999.

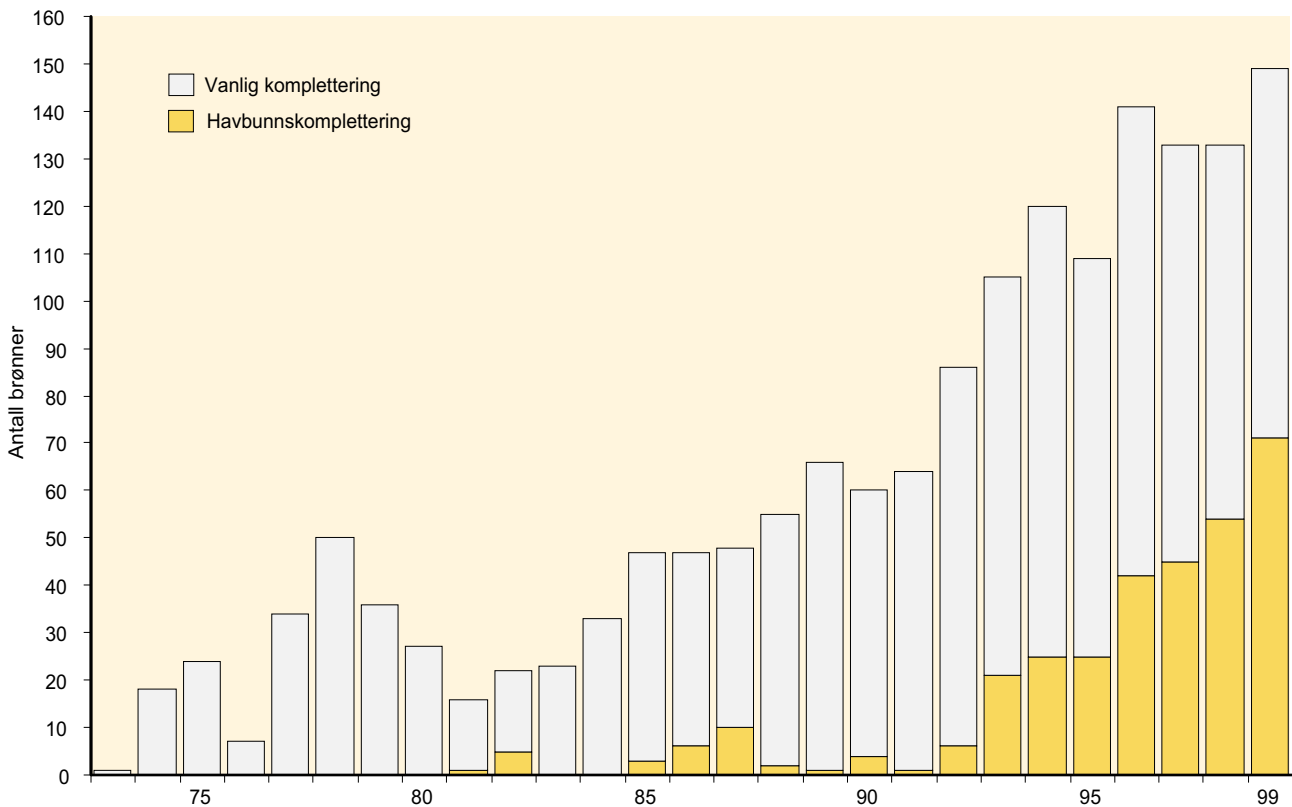
Det produseres/injiseres per 31.12.1999 fra 103 installasjoner fordelt på 56 felt.

I 1999 er det påbegynt 149 utvinningsbrønner på 30 felt, 118 i Nordsjøen og 31 i Norskehavet.

85 av brønnene, det vil si 57 prosent, er boret fra 20 forskjellige flyttbare innretninger.

Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraftig øking de 8 siste årene. Særlig merkbar har økningen vært fra 1995 til 1999 da antall havbunnskompletterte brønner gikk opp fra 25 til 71, se figur 1.10.32. Dette tilsvarer en økning av havbunnskompletterte brønner boret per år fra 7 prosent i 1992 til 48 prosent i 1999.

Figur 1.10.32 Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-1999



## 1.11 TRANSPORTSYSTEMER FOR OLJE OG GASS

|                                  |            |
|----------------------------------|------------|
| Den norske stats oljeselskap a.s | 58.25000 % |
| Norske Conoco A/S                | 2.75000 %  |
| Elf Petroleum Norge AS           | 10.00000 % |

### 1.11.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEMER

Transportsystemene er vist i figur 1.11.1.

#### Gasstransport

##### Haltenpipe Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Norske Conoco A/S                                  | 18.12500 % |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 65.00000%) | 76.87500 % |
| Fortum Petroleum AS                                | 5.00000 %  |

Haltenpipe er en 245 km lang rørledning med en ytre diameter på 16" for transport av gass fra Heidrun til Tjeldbergodden. Rørledningen har en kapasitet på 2-2,5 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Rørledningen ble satt i drift i 1997. Eierne er de samme som rettighetshaverne til Heidrun, og Statoil er operatør.

##### Statpipe Eierfordeling

|                                 |           |
|---------------------------------|-----------|
| Saga Petroleum ASA              | 2.00000 % |
| A/S Norske Shell                | 5.00000 % |
| Total Norge AS                  | 2.00000 % |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S | 5.00000 % |
| Mobil Development Norway AS     | 7.00000 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS       | 8.00000 % |

Statpipesystemet omfatter:

- rikgassledning fra Statfjord til Kårstø. Transportkapasiteten for rørledninger fra Statfjord til Kårstø er 8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Rørledningen har en ytre diameter på 30".
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø samt lager og lasteanlegg.
- tørrgassledning fra Heimdal til stigerørsinnretning Draupner S med en lengde på 155 km og en ytre diameter 36", tørrgassledning fra Kårstø til Draupner S med en lengde på 228 km og en ytre diameter 28", og en rørledning fra Draupner S til Ekofisk-omløp en lengde på 188 km og en ytre diameter 36".

Statoil er operatør for Statpipe, et 880 kilometer langt rørledningsnett med to stigerørsinnretninger og en gassbehandlingsterminal på Kårstø. Feltene Statfjord, Gullfaks, Snorre, Brage, Tordis og Veslefrikk er knyttet til Statpipesystemet oppstrøms av Kårstø. Rikgass blir transportert gjennom Statpipe til Kårstø, der våtgassen utskilles og fraksjoneres til produkter som transporteres videre med skip. Tørrgassen transporteres i rørledning til stigerørsinnretningen Draupner S og videre til Emden via Ekofisk omløp og Norpipe. Heimdal er tilknyttet Statpipe-rørledningen ved rørledning til stigerørsinnretningen Draupner S.

Sleipner er knyttet opp mot Statpipe ved en stikkledning til Draupner.

**Kårstø**

I oktober 1985 startet leveransene av tørrgass fra gassbehandlingsterminalen på Kårstø. Anleggene mottar rikgass fra Statpipesystemet og kondensat fra Sleipner. Kårstø-anleggene består av to fraksjonerings-/destillasjonslinjer for metan (tørrgass), etan, propan, butaner og nafta og én fraksjoneringslinje for stabilisering av kondensat. De tunge hydrokarbonene tas ut av våtgassen og selges som propan, butan, isobutan og nafta. Kondensatet fra Sleipner splittes i propan, butan, isobutan og kondensat og skipes videre til kundene. Både propan, butan, isobutan, nafta og kondensat lagres i egne tanker, før det lastes via fiskalt måleutstyr til tankskip.

Tørrgassen transporteres i Statpipe-rørledningen fra Kårstø til stigerørsinnretningen Draupner S og videre til Emden i Tyskland. I oktober 1999 startet Europipe II transport av tørrgass fra Kårstø til Dornum i Tyskland.

I oktober 2000 starter leveranser av rikgass gjennom Åsgard Transport fra blant annet Åsgardfeltet. For å behandle denne gassen, bygges to nye fraksjonerings-/destillasjonslinjer. Også nye lagre for propan er under bygging. Gassbehandlingsanlegget har en kapasitet på 25 millioner Sm<sup>3</sup>/dag (ca 8 mrd Sm<sup>3</sup>/år) og kondensatanlegget på ca. 3,6 millioner tonn per år.

**Frigg transport****Eierfordeling**

|                                  |            |
|----------------------------------|------------|
| Total Norge AS                   | 16.71000 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS        | 32.87000 % |
| Den norske stats oljeselskap a.s | 29.00000 % |
| Elf Petroleum Norge AS           | 21.42000 % |

Den norske Friggrørledningen FNA eies av de norske rettighetshaverne til Frigg. Total Norge AS er teknisk operatør for rørledningen. FNA er 365 km lang og har en ytre diameter 32". Rørledningen har en kapasitet på omkring 10 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

En del britiske felt er koplet til FNA via MCP-01 (kompressorstasjon). I den perioden da innretningen var bemannet, ble mengdene fra de britiske feltene målt på MCP-01. Etter avmanningen blir mengdene fra de britiske feltene målt på den enkelte innretning.

**Zeepipe****Eierfordeling**

|  |            |
|--|------------|
| Norske Conoco A/S                                  | 1.40299 %  |
| Total Norge AS                                     | 1.29851 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 3.00000 %  |
| Eso Expl. and Prod. Norway A/S                     | 6.00000 %  |
| A/S Norske Shell                                   | 7.00000 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 8.00000 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 55.00000%) | 70.00000 % |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 3.29850 %  |

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en 800 km lang rørledning med en ytre diameter på 40", fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia. I tillegg er det lagt en ca 40 km lang ledning fra Sleipner til

Draupnerinnretningen (16/11 S). Fase I, medregnet terminal i Zeebrugge, ble ferdigstilt i 1993. Kapasitet uten kompresjon er ca 12,6 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

Fase II omfatter to ledninger fra Kollsnes til henholdsvis Sleipner R og Draupnerinnretningen. Ledningen til Sleipner R, fase II-A, ble satt i drift i 1996 og ledningen til Draupner, fase II-B, ble satt i drift i 1997.

Statoil er operatør.

**Europipe I****Eierfordeling**

|  |            |
|--|------------|
| Norske Conoco A/S                                  | 1.40299 %  |
| Total Norge AS                                     | 1.29851 %  |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 3.29850 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 3.00000 %  |
| Eso Expl. and Prod. Norway A/S                     | 6.00000 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 8.00000 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 55.00000%) | 70.00000 % |
| A/S Norske Shell                                   | 7.00000 %  |

Rørledningen går fra Draupner (16/11 E) til Emden i Tyskland og er ca 620 km lang, har en ytre diameter på 40". Kapasitet uten kompresjon er ca 13 milliarder Sm<sup>3</sup> gass per år. Gassleveransene startet som planlagt 1. oktober 1995.

Statoil er operatør.

**Europipe II**

|  |            |
|--|------------|
| A/S Norske Shell                                   | 1.18120 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 60.00000%) | 60.01000 % |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 0.00590 %  |
| Eso Expl. and Prod. Norway A/S                     | 7.67790 %  |
| Mobil Development Norway AS                        | 1.18120 %  |
| Norsk Agip AS                                      | 2.36240 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 4.72490 %  |
| Norske Conoco A/S                                  | 2.65770 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 10.63090 % |
| Total Norge AS                                     | 5.90610 %  |
| Fortum Petroleum AS                                | 3.66180 %  |

Europipe II er en 653 km lang rørledning med en ytre diameter 42".for transport av gass fra Kårstø til Dornum. Rørledningen har en kapasitet på 21,1 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og ble satt i drift 1. oktober 1999. Statoil er operatør for Europipe II.

**Norpipe gassledning****Eierfordeling**

|             |      |
|-------------|------|
| Norpipe A/S | 100% |
|-------------|------|

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk-senteret til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofiskområdet, Valhall og Statpipe. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 100% av Norse Gas A/S.

Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør av ledningen og ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

Det er lagt en omløpsrørledning fra Statpipe til Norpipe

utenom Ekofisksenteret i forbindelse med Ekofisk II. I tillegg er Valhall koblet til Norpipe nedstrøms av Ekofisksenteret.

Gassrørledningen er 442 km lang og har en ytre diameter er 36". Designkapasiteten for gassrørledningen er om lag 19 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

På gassrørledningen er det to kompressorstasjoner som begge ligger på tysk kontinentalsokkel. Norpipe er koplet opp mot Europipe slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt.

### Franpipe

#### Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Norske Conoco A/S                                  | 1.29450 %  |
| A/S Norske Shell                                   | 1.29450 %  |
| Norsk Agip AS                                      | 1.94170 %  |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 2.13590 %  |
| Total Norge AS                                     | 2.91260 %  |
| Mobil Development Norway AS                        | 3.88350 %  |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S                    | 3.88350 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 5.17800 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 6.47250 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 60.00000%) | 69.70880 % |
| Fortum Petroleum AS                                | 1.29450 %  |

Franpipe er en 840 km lang rørledning med en ytre diameter på 42" mellom Draupner (16/11 E) og Dunkerque i Frankrike. Rørledningen har en initiell kapasitet på 11,4 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Denne kan økes ved å endre trykkregimet den opereres med. Gassleveransene startet høsten 1998. Franpipe het tidligere NorFra. Navneendringen skjedde høsten 1999.

Statoil er operatør.

### Norsea Gas

#### Eierfordeling

|                |      |
|----------------|------|
| Norsea Gas A/S | 100% |
|----------------|------|

Phillips Petroleum Norsk AS er operatør på vegne av Phillipsgruppen. Norpipe-anlegget er koplet opp mot Europipe, slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt.

### Oljetransport

#### Troll Oljerør

#### Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Total Norge AS                                     | 1.35343 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 2.04000 %  |
| Norske Conoco A/S                                  | 1.66113 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 7.68800 %  |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 2.35344 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 62.69600%) | 76.61600 % |
| A/S Norske Shell                                   | 8.28800 %  |

Troll Oljerør I og Troll Oljerør II transporterer olje fra innretningene Troll B og Troll C der Hydro er operatør, til Mongstad. Statoil er operatør for rørsystemene.

Troll I er et 16" rør som ble satt i drift sommeren 1995. Troll II er et 20" rør som ble satt i drift høsten 1999.

### Oseberg Transport System (OTS)

#### Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Mobil Development Norway AS                        | 4.32720 %  |
| Total Norge AS                                     | 2.88480 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 8.55276 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 13.68186 % |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 50.78379%) | 64.78379 % |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 5.76959 %  |

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en ytre diameter på 28" og har en designkapasitet på ca 95 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel er kapasiteten økt til ca 117 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Anlegget, inklusiv terminalen på Stura, eies og drives av et eget interesseselskap med navnet I/S Oseberg Transport System. Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne til Osebergfeltet. Norsk Hydro er operatør for rørledningen og terminalen. OTS ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg. Veslefrikk, Brage, Frøy og Lille-Frigg er senere tilknyttet OTS.

### Frostpipe

#### Eierfordeling

|   |            |
|---|------------|
| TOTAL NORGE AS                                      | 14.25000 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS                           | 13.75000 % |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 30.00000 %) | 50.00000 % |
| Elf Petroleum Norge AS                              | 22.00000 % |

Frostpipe er en ca 80 km lang rørledning med en ytre diameter på 16" for transport av stabilisert olje og kondensat fra Frigg og Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på ca 16 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Produksjonsstart var våren 1994. Det vurderes for tiden en videre forbindelse mellom Heimdal og Frøyområdet.

### Sleipner kondensatrør

#### Eierfordeling

|  |             |
|--|-------------|
| Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 29,600000 %) | 49,600000 % |
| Elf Petroleum Norge AS                               | 10,000000 % |
| Esso Expl. and Prod. Norway A/S                      | 30,400000 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS                            | 10,000000 % |

Sleipner kondensatrørledning transporterer ustabilisert kondensat (kondensat og NGL) fra Sleipner Øst, Sleipner Vest, Loke og Gugne til Kårstø. Ledningen er ca. 250 km lang og har en ytre diameter på 20". Kapasiteten er inntil 29.000 Sm<sup>3</sup> ustabilisert kondensat per dag, avhengig av sammenstillingen av kondensatet.

### Ula oljetransport

#### Eierfordeling

|                                   |       |
|-----------------------------------|-------|
| Den norske stats oljeselskap a.s. | 100 % |
|-----------------------------------|-------|



Figur 1.11.1 Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norske felt



Ressursforvaltning

Ula transport består av Ula-rørledningen og Gyda-rørledningen. Rørledningene transporterer olje og NGL fra Ula og Gyda til Ekofisk for videre transport i Norpipes olje-rørledning til Teesside i Storbritannia. Ledningen fra Ula til Ekofisk er 70 km lang, har en diameter på 20", og har vært i drift siden 1986. Ledningen fra Gyda til Ula-rørledningen er 25 km lang, har en diameter på 20", og har vært i drift siden 1990.

### Norpipe oljeledning

#### Eierfordeling

|                 |      |
|-----------------|------|
| Norpipe Oil A/S | 100% |
|-----------------|------|

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk-senteret til Teesside i England er eid av Norpipe Oil A/S. Til Norpipe leveres olje fra feltene i Ekofiskområdet, og de nærliggende feltene Valhall, Hod, Ula og Gyda. Flere britiske felt benytter seg også av transportsystemet.

Norpipe Oil A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for rørledningen.

Eierskapet til anleggene ved Teessideterminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillipsgruppen, gjennom selskapene Norpipe Petroleum UK Ltd. og Norse Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd. er operatør av anlegget.

## 1.11.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEMER

I det følgende omtales transportsystemer det er levert søknad om eller gitt tillatelse til anlegg og drift for.

### Gasstransport

#### Norne Gasstransport

##### Eierfordeling:

|  |            |
|--|------------|
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 55,00000%) | 79,00000 % |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 8,10000 %  |
| Norsk Agip AS                                      | 6,90000 %  |
| Enterprise Oil Norwegian AS                        | 6,00000 %  |

Norne-Heidrun gasseksportsystem er et planlagt transportsystem for rikgass. Transportsystemet bygges primært for å utløse assosiert gass fra oljeproduksjonen på henholdsvis Norne og Heidrun. Rikgassen sendes fra Norne-Heidrun gasseksport via Åsgard Transport, til prosessering på Kårstø. Transportsystemet er planlagt installert sommeren år 2000 og skal være klart for gasstransport fra 1.10.2000.

Det tekniske konseptet innebærer et rørledningssystem med en ytre diameter på 16" som starter ved Norne, går til Åsgard Transport, hvor tilknytningen skjer via et grenrør til en egen T-kobling på Åsgard Transport, og fortsetter videre til Heidrun.

#### Heidrun Gasstransport

##### Eierfordeling:

|  |            |
|--|------------|
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 65,00000%) | 76,87500 % |
| Norske Conoco A/S                                  | 18,12500 % |
| Fortum Petroleum AS                                | 5,00000 %  |

Heidrun Transport er den delen av Norne-Heidrun gass-transportssystem som går fra Heidrun til T-koblingen mot Åsgard Transport (se Norne gasstransport).

#### Åsgard Transport

##### Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 2.60000 %  |
| Mobil Development Norway AS                        | 7.35000 %  |
| Total Norge AS                                     | 7.65000 %  |
| Norsk Agip AS                                      | 7.90000 %  |
| Saga Petroleum ASA                                 | 9.00000 %  |
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 46.95000%) | 60.50000 % |
| Fortum Petroleum AS                                | 5.00000 %  |

Åsgard transport er en 745 km lang rørledning med en ytre diameter på 42" for transport av gass fra Åsgard og andre felt på Haltenbanken til Kårstø. Rørledningen vil ha en kapasitet på ca 19 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og planlegges satt i drift 1. oktober 2000.

#### Oseberg Gasstransport

##### Eierfordeling

|  |            |
|--|------------|
| Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE: 50.78379%) | 64.78379 % |
| Elf Petroleum Norge AS                             | 5.76959 %  |
| Mobil Development Norway AS                        | 4.32720 %  |
| Norsk Hydro Produksjon AS                          | 13.68186 % |
| Saga Petroleum ASA                                 | 8.55276 %  |
| Total Norge AS                                     | 2.88480 %  |

Oseberg Gasstransport er en 108 km lang rørledning med en ytre diameter 36" for transport av gass fra Oseberg til Statpipe via Heimdal. Rørledningen vil ha en kapasitet på om lag 14,5 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og planlegges satt i drift 1. oktober 2000. Norsk Hydro er operatør.

## 1.12 PROSJEKTER

### 1.12.1 SAMARBEIDSPROSJEKTER

#### FORCE

FORCE ("Forum for Reservoir Characterization, Reservoir Engineering and Exploration Technology Co-operation") er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger omkring leting og økt oljeutvinning. FORCE startet i 1995. I 1998 ble forumet bestemt videreført til utgangen av 2001. Høsten 1999 ble det bestemt at FIND samarbeidsforumet skulle videreføres innenfor FORCE. FORCE avtalen ble derfor endret fra 1.1.2000 til også å omfatte leting. De pågående FIND-prosjektene videreføres under FORCE-organisasjonen.

Som følge av oppkjøp og sammenslåinger er det nå totalt 20 medlemmer i FORCE inkludert Oljedirektoratet og Norges forskningsråd. Pelican som var FIND-medlem er nå nytt medlem av FORCE. Alle medlemmene er representert i styret, der formannsvervet innehas av Statoil. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FORCE er å bidra til å øke oljeutvinningen på norsk kontinentalsokkel. Potensialet for økt oljeutvinning er stort og til dels tidskritisk. Forumet er også en arena for samarbeid om problemstillinger i forbindelse med ny teknologi tilknyttet letefasen som kan ha betydning for norsk sokkel. FORCE legger til rette for at selskapene kan diskutere viktige problemstillinger med hverandre, med myndighetene og med representanter fra forsknings- og leverandørindustrien. FORCE-medlemmene har i sine respektive organisasjoner en bred kompetanse og erfaring som gir en unik mulighet for å løse problemer i fellesskap eller initiere samarbeidsprosjekter med eksterne leverandører. Aktørene i FORCE diskuterer og initierer forskning, utvikling og demonstrasjon av metoder og verktøy som bidrar til framtidig økt oljeutvinning og ny/bedre leteteknologi. FORCE har tekniske komiteer innenfor basseng- og reservoar-modellering, seismiske metoder, avanserte brønner og utvinningsprosesser.

I 1999 har det vært en kraftig nedgang i aktiviteten i forbindelse med prosjekter. Det har imidlertid vært meget stor oppslutning om seminarer/workshops.

FORCE arrangerte i 1999 følgende seminarer/workshops: "Downhole/Subsea Processing", "WAG Injection, Field Experience", "Advanced Reservoir Monitoring", "Ocean Bottom Seismic", "Faults, fractures and reservoir flow" og "Rock Mechanics: Implications for Reservoir Characterization and Hydrocarbon Production". Møtene i FORCE har vært av høy kvalitet og bidratt til bedre forståelse av utfordringer på de ulike områdene. Samtlige FORCE-arrangementer har vært meget godt besøkt.

Følgende FIND - prosjekter er videreført eller avsluttet i 1999:

«Evaluation of Well Results»-prosjektet har bestått i en rapportering av prognoser før boring og resultater etter boring av undersøkelsesbrønner boret fra og med 1990 med formål å analysere forskjeller mellom prognoser for hydrokarbonvolumet før boring og resultatet etter boring.

«Supergrid-prosjektet» har som målsetting å gjøre seismiske data lettere tilgjengelig for tolkning. 14 selskap og Oljedirektoratet, som også er prosjektleder, deltar i prosjektet. Ferdigstilling av prosjektet, med full integrasjon av nyutviklet programvare i Petrobank, forventes i løpet av 1 kvartal år 2000.

Prosjektet "Basin Analysis and Applied Thermochronology on the Mid-Norwegian Shelf" (BAT) består av medlemmer fra 10 oljeselskap, Oljedirektoratet, Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) og universitetene i Oslo og Bergen. Prosjektet vil implementere isotopbasert datering av forkastninger, sedimenter og berggrunn for analyse av opprinnelse, diagenese og hevingshistorie for midt-norsk sokkel.

Prosjektet «The Effects of Drilling Mud Components on the Quality of Geological Data» ble avsluttet i 1999. Resultatene ble presentert for deltakerne på en workshop.

For mer informasjon henvises til vevstedet (<http://www.force.org>).

## FUN

FUN (*Forum for Forecasting and Uncertainty Evaluation Related to Petroleum Production*) er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor prognosering og usikkerhetsvurdering av fremtidig olje- og gassproduksjon. FUN ble startet i mai 1997 og har 18 oljeselskaper og Oljedirektoratet som medlemmer. Olje- og energidepartementet og OLF er observatører i forumet. Forumet har et styre som består av representanter fra alle medlemmene. Formannsvervet innehas nå av Oljedirektoratet. Sekretariatet blir også holdt av Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FUN er å utvikle bedre praksis og metoder når det gjelder estimering av hydrokarbonressurser, prognosering av fremtidig produksjon med tilhørende utslipp, usikkerhetsvurderinger og beslutningsprosesser. Det er opprettet to arbeidsgrupper. Arbeidsgruppe 1 skal fokusere på bedre informasjons- og rapporteringsrutiner mellom selskapene og mellom selskapene og myndighetene. Arbeidsgruppe 1 skal også være forumet for endringer i forbindelse med rapporteringen til nasjonalbudsjettet. Arbeidsgruppe 2 har blant annet ansvaret for å initiere og være programkomité for workshops og seminarer for henholdsvis ledere og fagfolk. I tillegg vil prosjekt bli initiert gjennom denne arbeidsgruppen.

FUN er i 1999 aktivt brukt i forbindelse med nasjonalbudsjetterapporteringen til å diskutere endringer i rapporteringen. Forumet er også brukt til å gi tilbakemelding til operatørene og vice versa. FUN har i 1999 også initiert et prosjekt på beste praksis innenfor prognosering og beslutninger under usikkerhet. Målet er at beste praksis dokumentet skal inkludere en historisk oversikt på dagens praksis og anbefale beste praksis for:

- produksjonsprognoser og ressursklassifisering
- prognoser for kostnader inkludert investeringer og driftskostnader
- prognosering av energibalanser og energirelatert utslipp
- aggregering av stokastiske og deterministiske prognoser med usikkerhet
- beslutninger basert på stokastiske og deterministiske prognoser

Første fase av beste praksis prosjektet har bestått i å kartlegge dagens praksis hos selskapene og hos myndigheter. Første fase vil bli slutført i løpet av første kvartal 2000. 12 oljeselskap, Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet er med i prosjektet. FUN har også initiert et prosjekt på fremgangsmåte for beregning av miljødata til revidert nasjonalbudsjett hvor fem oljeselskap var med.

For mer informasjon henvises til vevstedet (<http://www.fun-oil.org>).

## SAMBA

Oljedirektoratet har gjennom de siste årene bygd opp kompetanse og erfaring når det gjelder bruk av databaser og analyseverktøy. Dette har gitt store fordeler når Oljedirektoratet skal

produsere rapporter, gjøre analyser og levere sluttprodukter med høyt kvalitetsnivå til kunder. SAMBA er utviklet for at Oljedirektoratet også i fremtiden skal beholde denne fordelene ved å ha gode kvalitetskontrollerte databaser basert på moderne IT-teknologi.

SAMBA innebærer systematisering og integrering av informasjon som gir Oljedirektoratet bedre oversikt over aktiviteten på norsk sokkel.

I prosjektet legges det vekt på å bruke standarder som finnes i markedet. I datamodelleringen brukes POSC (Petrotechnical Open Software Cooperation) sin datamodell Epicentre.

Prosjektet SAMBA startet med et forprosjekt i 1996. De første modulene av systemet ble tatt i bruk av Oljedirektoratet i 1997. Per 1.1.2000 er SAMBA-prosjektet 95 prosent fullført. Systemet består av informasjon om modulene: selskaper, utvinningstillatelser, avtalebaserte områder, felt, feltinndelinger, funn, forekomster, ressursestimater for forekomster, profilsamlinger, transport- og utnyttelsesplanlegg, samt deler av transport- og utnyttelsesplanlegg. Modulene prospekt og ressursestimat for prospekt ferdigstilles i løpet av 2000.

SAMBA er et sentralt redskap for Oljedirektoratet ifm nasjonalbudsjett rapportering til Olje- og energidepartementet. Hele ressursregnskapet ligger nå i databasen. Det er laget overbygninger som gjør at data lett er tilgjengelige både for den vanlige sluttbruker og for en avansert bruker som ønsker å gå noe mer ned i databasen for selv å sette sammen og analysere data.

## **DISKOS**

DISKOS-prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet i 1993 om utvikling og drift av et felles datalager (Diskos-databasen) for petroleumstekniske data. Prosjektet omfatter nå 15 oljeselskaper samt Oljedirektoratet som er knyttet sammen i et høyhastighets elektronisk nettverk. Diskos-databasen inneholder det meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske sokkelen.

Datatilgjengeligheten reguleres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsløven. Et omfattende rettighetssystem i Diskos-databasen hindrer ikke-autoriserte sluttbrukere adgang til fortløpende data.

Diskos-databasen inneholder også kvalitetskontrollerte data fra letebrønner. Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Disse data beskriver utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger etc. Diskos-databasen inneholder nå over 30 TerraByte data. Etter en nedgang i bruken av databasen i begynnelsen av 1999 pga redusert leteaktivitet i selskapene, har bruken tatt seg kraftig opp mot slutten av 1999. Overgang til 2000 har ikke ført til problemer med driften av Diskos-databasen.

Programvaren PetroBank som brukes i Diskos-databasen er oppgradert i 1999 med nye moduler for produksjonsdata og arkivdata og i tillegg er brønnmodulen videreutviklet med ny funksjonalitet. Disse forbedringer gjør det nå mulig å lagre all relevant seismikk og brønndata lett tilgjengelig for

sluttbrukerne. Fra 2000 vil Oljedirektoratets produksjonsrapporteringssystem være en del av Diskos-databasen. Det vil gi selskaper mulighet til å rapportere produksjonsdata direkte til Diskos-databasen og dele rapporterte data med utvinningspartnere i gjennom denne. Det vises stor interesse for den norske Diskos løsningen fra andre land, og liknende prosjekter etableres nå flere steder i verden.

Samarbeidet i DISKOS-gruppen ledes av Oljedirektoratet. Kostnadene for utvikling og drift deles mellom brukerne av systemet. Driften av selve databasen er satt ut til firmaet PetroData A/S.

## **1.12.2 DELTAGELSE I FORSKNINGS- OG TEKNOLOGIUTVIKLINGSPROGRAM**

Oljedirektoratet har i 1999 vært involvert i flere offentlige forskningsprogram og teknologiutviklingsfora.

### **Offshore 2010**

Offshore 2010 er et forskningsprogram for brukerstyrt forskning og utvikling i petroleumssektoren. Programmet administreres av industri- og energiområdet (IE) i Norges forskningsråd (NFR). Oljedirektoratet deltar i styret for Offshore 2010.

### **Petroforsk**

Petroforsk er et forskningsprogram for grunnleggende petroleumsforskning. Programmet organiseres av Naturvitenskap og teknologiområdet (NT) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petroforsk.

### **Petropol**

Petropol er et forskningsprogram som tar for seg internasjonalisering og omstilling – nye utfordringer for norsk petroleumsindustri. Programmet administreres av Kultur- og samfunnsområdet (KS) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petropol.

### **CORD**

CORD er et forum der oljeindustrien og forskningsmiljøene møtes for å drøfte, definere og initiere kostnadseffektiv produksjonsutvikling gjennom samarbeid i FoU-prosjekter. NFR har den administrative koordineringen av programmet og SINTEF har sekretariatet. Oljedirektoratet er observatør i styret for CORD.

### **Senter for drift og vedlikehold.**

Senter for drift og vedlikehold er en stiftelse som tar for seg kompetanseutvikling og FoU-prosjekter innenfor drift og vedlikehold for både petroleumsindustrien og annen industri. Det faglige ansvar er lagt til Høgskolen i Stavanger (HiS). Oljedirektoratet deltar i det faglige råd for stiftelsen.

### **DEMO 2000**

Prosjektrettet teknologiutvikling i petroleumssektoren ble igangsatt ved en bevilgning fra Olje- og energidepartementet i 1999. Oljedirektoratet er observatør i styret for DEMO 2000.



## 2. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

### 2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratets myndighetsutøvelse er basert på en helhetlig forvaltning av petroleumsvirksomheten på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. Direktoratet er utpekt til å ha en koordinerende rolle i forhold til de andre myndighetsorganene som har selvstendig tilsynsansvar innenfor dette området. Videre innhenter Oljedirektoratet faglig bistand fra andre etater på særskilte fagområder der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø utøves som tilsyn med industriens styring av egen virksomhet. Dette forutsetter at regelverket blir utformet og tilsynet gjennomført på en måte som underbygger aktørenes ansvar for å drive virksomheten på en forsvarlig måte og i samsvar med regelverket som gjelder i petroleumsvirksomheten.

Tilsynet med hvordan regelverket etterlevs, rettes dermed først og fremst mot styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø. Oljedirektoratet søker gjennom tilsynsvirksomheten å stimulere forbedringsprosesser i selskapene, såvel som å evaluere selskapenes evne til å styre sin virksomhet i samsvar med myndighetenes og selskapenes egne krav.

Oljedirektoratet legger opp til kontinuitet, systematikk og langsiktighet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø. For å oppnå dette, søker direktoratet å danne seg et bilde av utviklingstrekk på dette området over tid, både i næringen som helhet og i det enkelte selskap. På områder der utviklingen ikke er som forventet, kan Oljedirektoratet dermed prioritere tiltak overfor næringen som helhet, mot rettighets-haverne i en utvinningstillatelse, mot det enkelte operatørselskap eller andre aktører. Direktoratet gir også råd til de foresatte departementene med hensyn til de overordnede rammer for virksomheten.

### 2.2 SAMLET VURDERING AV UTVIKLINGEN INNENFOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Det siste tiåret har vært preget av økende krav til stadig større kostnadsreduksjoner gjennom investeringer og i drift. Fallet i oljeprisen i slutten av 1998 og begynnelsen av 1999 forsterket disse kravene ytterligere. Også myndighetene har vært positive til tiltak for å øke konkurransekraften, og har selv tatt initiativ overfor næringen, f. eks. gjennom de såkalte NORSOK-prosessene. Det ble i den sammenheng fra myndighetenes side nedfelt en klar forutsetning om at det etablerte nivå for helse, miljø og sikkerhet ikke skulle bli redusert som følge av bestrebelsene på å redusere kostnader.

Flere uavhengige observasjoner og vurderinger indikerer at det samlede risikonivået er i ferd med å øke, og at denne negative utviklingen vil kunne prege det neste tiåret. Utviklingen bekymrer myndighetene, som nå stilles overfor et økende dilemma med hensyn til balansen mellom det å sette ambisiøse mål for lønnsomheten og kravet til forsvarlig helse, miljø og sikkerhet.

Industrien har gjennomført vesentlige organisatoriske

endringsprosesser, som på viktige områder har vist seg å føre til uklare ansvarsforhold. Samtidig øker innretningenes gjennomsnittsalder, med tilhørende vedlikeholdsproblematikk. Krav til lønnsomhet i utbyggingen av marginale felt fører også i mange tilfeller til at krav til helse, miljø og sikkerhet utfordres.

Selv om oljeprisen i 1999 har ligget betydelig over nivået for 1998, har selskapene fortsatt hatt et sterkt fokus på kostnadsreduksjoner. Selskapene vurderer sine kostnadsnivåer mot hverandre, med den følge at alle forsøker å redusere kostnadene mot et gjennomsnitt som blir stadig lavere.

Utviklingen reflekteres blant annet gjennom:

- fusjonering av selskaper
- utskilling av sekundære funksjoner ("outsourcing")
- nye organisasjonsformer
- reduksjon av driftskostnader, herunder reduksjon av bemanning
- økt bruk av integrerte it-styringssystemer

Samtlige av disse tiltakene har elementer i seg som kan gi negative effekter på sikkerhet og arbeidsmiljø, direkte eller indirekte, dersom prosessene som fører fram til de forskjellige beslutningene, ikke styres på en god måte. Oljedirektoratet har i tilsynet med en del endringsprosesser, observert at det ofte synes å være en overfokusering på selve målet for prosessen, slik at prosessen i seg selv ikke får tilstrekkelig oppmerksomhet.

Samtidig har Oljedirektoratet gjennom tilsynet erfart at de fleste selskapene har flere endringsprosesser på gang samtidig eller at prosessene avløser hverandre i et stadig rasere tempo. Eksempler på slike samtidige endringsprosesser kan være modifikasjon av eksisterende anlegg eller innføring av ny teknologi, organisasjonsendringer, endringer av styringssystem eller drifts- og vedlikeholdsstrategi. Disse ulike endringsprosessene fremstår i flere tilfeller som lite styrt i forhold til hverandre, og med utilstrekkelige vurderinger av de samlede konsekvensene for sikkerhet og arbeidsmiljø.

Året 1999 har også vært preget av flere fusjoner mellom selskaper. Fusjoner medfører endringer i styringssystemer, organisasjon og bemanning, enten som følge av at det etableres en ny organisasjon ut fra de fusjonerte selskaper, eller at operatøroppgaver flyttes fra et selskap til et annet. Dette gir tilsvarende utfordringer som enhver annen endringsprosess, i tillegg til at personell med ulike bedriftskulturer skal lære å fungere sammen.

#### Reduksjon i driftskostnadene

Selskapenes bestrebelser på å redusere driftskostnadene vil kunne skape utfordringer med hensyn til sikkerhet og arbeidsmiljø. Dette gjelder i første rekke for eksisterende innretninger, fordi disse er konstruert og bygd med et gitt behov for bemanning, vedlikehold, beredskap, o.l. Også for nye innretninger kan bestrebelsene på å minimalisere framtidige driftskostnader vise seg problematisk, idet antagelser og forutsetninger for drift med lav bemanning kan vise seg vanskelig å oppfylle i praksis.



Regelverket setter ikke spesifikke krav til hvordan virksomheten skal organiseres, og dermed heller ikke til størrelsen på bemanningen. Omorganisering, herunder bemanningsreduksjon med sikte på å optimalisere bemanningen, utgjør derfor ikke i seg selv noe brudd på regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø, såfremt slike prosesser blir gjennomført i samsvar med krav i regelverket, f. eks. hva angår arbeidstakermedvirkning og vurdering av konsekvenser for sikkerhet og arbeidsmiljø. Ellers er det først når endringene gir seg utslag i uforvarlig virksomhet at det finnes et formelt grunnlag for å gripe inn.

Slike virkninger kan ha et relativt langt tidsperspektiv, og vil kunne ta lang tid å rette opp, dersom de først får oppstå. Det vil derfor være for defensivt av direktoratet å avvente en negativ utvikling før det planlegges tiltak som kan motvirke en uønsket utvikling. I 1999 har Oljedirektoratet derfor i likhet med året før, prioritert tilsyn med operatørselskapenes styring av organisatoriske endringer, og vil også i planleggingen av tilsynet i 2000 legge opp til en tett oppfølging på dette området.

Selskapene planlegger og bemanner både på land og offshore i all hovedsak for "normal" drift, det vil si en driftssituasjon hvor det ikke foregår tekniske eller organisatoriske endringer, større vedlikeholdsoppgaver ol. Erfaringen tilsier imidlertid at denne normaltilstanden forholdsvis sjelden forekommer i praksis.

Direktoratet frykter at organisasjonsendringer og nedbemanning i virksomheten skal føre til at verdifull kompetanse går tapt. Det kan da ta lang tid å gjenoppbygge den tapte kompetansen. Dersom dagens aktivitetsnivå skal opprettholdes i tiden framover, vil det være en fare for at kapasitets- og kompetansemangel fører til at utviklingen innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel blir satt tilbake i tid.

## 2.3 TILSYNSVIRKSOMHET

### Omfang av tilsynet

Oljedirektoratet bruker en betydelig del av personellressursene i tilsynet med hvordan de ansvarlige selskapene ivaretar sine plikter i forhold til regelverkets krav. Denne ressursbruken er gjenstand for refusjon fra de selskapene tilsynet retter seg mot etter *forskrift om refusjon av utgifter for tilsyn med sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning i petroleumsvirksomheten*. Det refunderbare tilsynet omfatter direktoratets aktiviteter knyttet til:

- planlegging av tilsynet
- behandling av søknader om utvinningstillatelse
- behandling av planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD)
- behandling av samtykkesøknader
- systemrevisjoner og verifikasjoner, inkl. for-/etterarbeid, reisetid etc.,
- deltakelse i statusmøter med prosjektene
- deltakelse i komitémøter med rettighetshaverne
- oppfølging av fare- og ulykkessituasjoner
- beredskapsøvelser

- behandling av rapporter om hendelser o.l.
- behandling av søknader om fravik fra regelverket
- enkeltvedtak og annen bruk av virkemidler
- møter med berørte etater
- ledelse og administrasjon

I 1999 omfattet den refunderbare delen av direktoratets tilsynsarbeid 51 202 arbeidstimer, mot 57 793 timer i 1998. Nedgangen skyldes økt ressursbruk i arbeidet med å revidere regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø, som nå er inne i en avsluttende fase. Tilsynet er imidlertid i all hovedsak gjennomført i samsvar med arbeidsplanen for 1999. Denne ble utarbeidet med streng prioritering av det mest nødvendige tilsyn, for å kunne slutføre regelverksarbeidet samtidig med at et forsvarlig tilsyn er blitt gjennomført.

### Erfaringer og observasjoner fra tilsyn med felt i drift

Erfaringene fra Oljedirektoratets tilsyn med operatørens styring av organisatoriske endringer knyttet til felt som er i driftsfasen, kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

- Selskapene undervurderer fortsatt kompleksiteten i endringsprosessene, det fokuseres på mål - i liten grad på selve endringsprosessen og de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige utfordringer den representerer.
- Konsekvensvurderinger av endringsplanene er ofte mangelfulle, særlig er det manglende overblikk over de samlede konsekvensene når det er flere samtidige endringsprosesser.
- I forbindelse med innføring av integrerte it-styrings-systemer, undervurderes ofte opplæringsbehovet og arbeidet med nødvendige tilpasninger mellom organisasjon og system og mellom de ulike systemer.
- Det er liten grad av oppfølging av antakelser og forutsetninger etter at endringene er iverksatt.
- Endringer som er gjennomført i drifts- og støtteorganisasjoner på land har vist seg å få større konsekvenser for drift og vedlikehold på innretningene enn forutsett.
- Stram bemanning fører til at oppgaver «vokser over hodet», dette sammen med sviktende kommunikasjon og manglende innfrielse av forutsetninger fører lett til en frustrert og oppgitt stemning blant de ansatte.
- Det er registrert tilfeller av manglende medvirkning av arbeidstakerrepresentanter i tidlig fase av beslutningsprosesser og manglende klarhet i hvilke saker som skal behandles etter arbeidsmiljølovens bestemmelser og hvilke som skal behandles etter hovedavtalen.

Oljedirektoratet vil på tross av disse observasjonene, peke på at endringene også åpner for interessante nye organisasjonsformer og muligheter for utvikling av den enkelte medarbeiders kompetanse og innflytelse på egen arbeidssituasjon. Dette kan på sikt gi både selskapene og den enkelte større fleksibilitet og mulighet for å tilpasse seg endrede rammebetingelser. Endringene i organisasjonsformer i petroleumsvirksomheten innebærer også nye betingelser og utfordringer for organiseringen av vernetjenesten, noe

som krever en gjennomgang av regelverket for å sikre at verneorganisasjonen kan møte den nye situasjonen og fortsatt bidra til å opprettholde et forsvarlig sikkerhets- og arbeidsmiljønivå.

### **Erfaringer og observasjoner fra tilsyn med nye utbyggingsprosjekter**

Nye utbyggingsløsninger med lavbemannet drift, nye organisasjonsformer og endret fordeling av oppgaver mellom innretning og organisasjonen på land, stiller større krav til systematisk analyse av arbeidsoppgavene for å kunne fastsette kompetanse- og bemanningsbehovet, og som grunnlag for rekrutterings- og opplæringsplaner.

Oljedirektoratet har i 1999 fortsatt ført tilsyn med nye driftsorganisasjoner for å innhente erfaring med disse. Det har vært en positiv utvikling i bruken og forståelsen av analyser, men det er fortsatt behov for en bedre klargjøring av antakelser og forutsetninger som legges til grunn, slik at det i driftsfasen kan følges opp om disse er ivaretatt.

Erfaringene fra Oljedirektoratets tilsyn med operatørens styring av organisatoriske endringer ved nye utbyggingsprosjekter, kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

- Selskapene legger gjennomgående opp til en stram bemanning med bruk av matriseorganisering, flerfaglighet, "utrykningslag", og hvor flere funksjoner blir ivaretatt av organisasjonen på land.
- Bemanningsnivået fastsettes tidlig, ofte før reelle aktivitetsanalyser er gjennomført.
- Bemanningsstudier i prosjektfasen er av varierende kvalitet, men med en positiv tendens til økt bruk av systematisk tilnærming.
- Antakelser og forutsetninger som legges til grunn, klargjøres ikke med sikte på oppfølging i driftsfasen.
- Ambisiøse nye vedlikeholdsstrategier har vist seg vanskelige å etterleve.
- IT gir nye muligheter for effektiv organisering, men de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvensene er i liten grad belyst, og forventningene til effektiviseringsgevinstene kan være overdrevne.
- Det har vist seg å være vanskelig for en del arbeidstakere å bli komfortable med å ha ansvar for planlegging og kontroll av eget arbeid, uten mulighet for å få faglig støtte fra nærmeste leder.

Et fellestrekk ved den skisserte utvikling både i utbyggings- og driftsfasen er at den i stor grad er forventningsbasert i motsetning til erfaringsbasert. Uprøvde organisasjonsformer, nye samarbeidsformer mellom operatørselskap og mellom operatør og entreprenører, samtidig som ny teknologi skal utprøves, krever målrettet innsats i myndighetenes samlede tilsyn med sikkerhet og arbeidsmiljø i virksomheten.

### **Tilsyn med flyttbare boreinnretninger**

Hovedkonklusjonene fra tilsyn med flyttbare boreinnretninger er at det fortsatt er svakheten i styringen av vedlikeholdsaktiviteter, særlig for innretninger som nærmer seg den levetiden som ble lagt til grunn for konstruksjonen.

Erfaringene fra tilsynet indikerer at selskapene i liten grad foretar en prioritering av vedlikeholdsoppgavene. Oljedirektoratet mener at gjennom en bedre prioritering av arbeidsoppgavene vil det kunne sørges for at sikkerhetskritisk utstyr blir vedlikeholdt i samsvar med forutsetningene.

Oljedirektoratet har i de siste årene økt omfanget av tilsynsvirksomheten direkte mot eiere av flyttbare innretninger, først og fremst boreinnretninger. Tilsynet har i flere tilfeller også påvist til dels store mangler ved redernes regelverkskompetanse. Den synlige virkningen av dette er at et urovekkende høyt antall avvik med betydning for helse, miljø og sikkerhet er blitt avdekket på flere boreinnretninger.

Disse avvikene er i tidligere år hovedsakelig blitt påvist gjennom Oljedirektoratets tilsyn eller av operatøren som har kontrakt med rederen, og bare i mindre grad av rederens egen organisasjon.

Tilsynet i 1999 har imidlertid gitt indikasjoner på at dette forholdet i noen grad synes å kunne tilskrives «kulturelle» forhold, i form av mangel på tradisjon for åpenhet omkring avvik og dermed forståelse for hvordan en god kartlegging av avvik bidrar til forbedringer. Det er nå imidlertid tegn som tyder på at dette forholdet er i ferd med å forbedres.

I ett tilfelle gav Oljedirektoratet pålegg etter tilsyn med en flyttbar boreinnretning som senere førte til at operatørselskapet midlertidig stanset boreaktivitetene med denne innretningen. Forholdene som lå til grunn for direktoratets varsel om pålegg, var knyttet til deler av både operatørens og rederens styringssystemer, men også til tekniske forhold på innretningen. Dette gjaldt blant annet systemer for deteksjon og bekjempelse av brann, løfteinnretninger/-redskap og boreutstyr.

### **Tilsyn med industriens håndtering av IT-problemer ved årtusenskiftet**

Oljedirektoratet har arbeidet med år 2000-problemet siden slutten av 1997. Direktoratet har fulgt opp operatørens arbeid gjennom brev, spørreundersøkelser, møter og revisjoner. Direktoratet har spesielt vært opptatt av mulige virkninger av problemer ved overgangen til år 2000 med hensyn til

- sikkerhet for mennesker og miljø,
- leveransesikkerhet for gass til mottakere på kontinentet,
- regularitet i oljeproduksjonen.

Operatørene etablerte et samarbeidsforum - Y2k Oil and Gas Forum - for å utveksle informasjon og erfaringer og skape forståelse for viktigheten av å prioritere håndteringen av denne spesielle problematikken. Oljedirektoratet deltok som observatør på de månedlige møtene i dette forumet.

I samsvar med regjeringens oppfølgingsplan for år 2000 problematikken tok Oljedirektoratet i 1998 initiativ til at det ble utført en samlet risiko- og sårbarhetsanalyse for gassleveranser fra norsk sokkel. Analysen ble utført av sentrale gassleverandører på norsk sokkel. De samme selskapene ble i 1999 bedt om å utarbeide en samordnet beredskap for å ivareta leveransesikkerheten ved tusenårsskiftet.

Det ble avholdt møter med relevante instanser hos tyske, franske, belgiske og britiske myndigheter. I samsvar med de inngåtte avtalene mellom landene, har Oljedirektoratet orientert om arbeidet fra norsk side i forbindelse med overgangen til år 2000, med hovedvekt på leveransesikkerheten for gass til mottakerlandene.

De foresatte departementene har vært holdt orientert om direktoratets arbeid med år 2000-problematikken gjennom kvartalsvise rapporteringer og møter.

Til tross for den store innsatsen som var lagt ned i å rette opp feil, opplevde de aller fleste selskapene forskjellige uforutsette hendelser. Ingen av disse var sikkerhetsmessig kritiske og beredskapen fungerte godt. Dette førte til at produksjonen gikk som normalt på alle innretninger på norsk sokkel.

Under forberedelsene til årsskiftet ble mye utstyr byttet ut. Det ble også gjort omfattende saneringer av programvare samt opprusting av telekommunikasjonssystemer. Disse tiltakene har sammen bidratt til en modernisering som vil ha en positiv effekt både for sikkerhet og effektivitet i driften.

Selv om operatørene la ned et betydelig arbeid for å rette år 2000-feil, kunne en ikke sikre seg at alle feil var oppdaget forut for årsskiftet. Etablering av beredskap mot mulige hendelsesforløp som følge av slike feil, stod derfor sentralt i 1999. Den særskilte beredskapen som operatørselskapene ble bedt om å etablere, omfattet beredskap for sikkerhet, miljø og for materielle verdier, herunder leveransesikkerheten ved tusenårsskiftet.

Under forberedelsene ble det blant annet kartlagt hvilke systemer og andre aktører man er avhengige av og hvilke konsekvenser forskjellige typer problem kan medføre. Dette arbeidet har gitt økt innsikt i hvor robuste systemene er i forhold til forskjellige typer feil som vil kunne oppstå. Denne kunnskapen har en klar etterbruksverdi.

## 2.4 REGELVERKSUTVIKLING

### Utvikling av ny regelverksstruktur

Oljedirektoratet har, sammen med Statens forurensningstilsyn og Helsetilsynet, samt i samarbeid med næringen, i 1999 videreført det omfattende arbeidet med å revidere regelverket på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. Arbeidet ble igangsatt i 1997 med utgangspunkt blant annet i ny petroleumslov med tilhørende forskrifter fastsatt ved kongelig resolusjon, som trådte i kraft 1.7.1997, samt underliggende regelverk.

Det er besluttet at det framtidige underliggende sokkelregelverket skal bestå av fire forskrifter for områdene:

- styring
- operasjon
- teknologi
- opplysningsplikt

De fire nye forskriftene vil bli fastsatt og håndhevd av de tre myndighetene i fellesskap og i samsvar med prinsippene

som er nedfelt i ordningen med det koordinerte tilsynet på sokkelen.

Tre-parts regelverksforumet "Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling" (ERR) ga sin generelle tilslutning til strukturen i det nye regelverket i 1998. Gjennom ERR involveres de berørte parter i arbeidet med å utarbeide innholdet i de fire nye forskriftene, slik Oljedirektoratet har god erfaring med fra tidligere regelverksutvikling.

Revisjonsarbeidet har ikke som mål å skjerpe kravene til virksomheten, men å videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. En slik omlegging vil, slik direktoratet ser det, gjøre regelverket mer tilgjengelig og gi tilsynsmyndighetene mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet er videre å legge til rette for større grad av utnyttelse av anerkjente industristandarder, øke forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket overfor flyttbare innretninger, legge til rette for mer helhetlig og tverrfaglig tilnærming til saksområder og tilpasse regelverket bedre til strukturen i EØS-regelverket.

Samtidig er det arbeidet videre med utkast til ny kongelig resolusjon, eller såkalt hovedforskrift, som skal gjelde for området. Arbeidsutkastene ble underlagt intern høring høsten 1999. Samtidig ble næringen bedt om å kommentere utkastene. Høringsuttalelsene viste seg å bli omfattende, og i samråd med Kommunal- og regionaldepartementet ble det besluttet at fristen for å oversende dokumentene til departementene med anmodning om aksept for å sende dokumentene på ekstern høring, skulle utsettes til slutten av januar 2000.

Som en del av arbeidet, har det også vært en løpende oppfølging av relevante standardiseringsarbeider, dels ved direkte deltakelse i standardiseringsarbeidene og dels gjennom formelle høringsrunder.

Tidsplanen for arbeidet innebærer at det nye regelverket skal kunne tre i kraft ved årsskiftet 2000/2001.

### Årlig oppdatering av regelverket

Den er også i 1999 foretatt årlig oppdatering av regelverket. Endringene som kun var av mindre karakter, ble gjort gjeldende fra 1.6.1999.

### Forskrift om trykkløst utstyr

Oljedirektoratet fastsatte 9.6.1999 ny forskrift om trykkløst utstyr i petroleumsvirksomheten. Med denne forskriften innarbeides EU-direktivet om trykkløst utstyr i sokkelregelverket. Dette direktivet inneholder en overgangsordning fram til 29.5.2002, og innebærer at det gjeldende regelverket på dette området kan brukes i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel fram til denne dato.

### Referanser til nasjonale og internasjonale industristandarder i sokkelregelverket

Oljedirektoratet sikter mot at det samlede regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten skal være utformet mest mulig rasjonelt, blant annet ved at det så langt som mulig gjøres referanser til anerkjente nasjonale og internasjonale industristandarder i regelverket. I

forbindelse med de årlige revisjonene har direktoratet vært i dialog med Norsk Teknologistandardisering/NORSOK med sikte på å innarbeide referanser til NORSOK-standarder i regelverket.

Videre har det også i 1999 vært en løpende oppfølging av internasjonalt standardiseringsarbeid i regi av ISO/IEC og CEN/CENELEC på de områdene som grenser inn mot regelverket.

## 2.5 VEILEDNING OG INFORMASJON

Oljedirektoratet legger opp til at alle parter som er berørt av forvaltningsutøvelsen, skal kunne få en best mulig veiledning med hensyn til forståelse av regelverk og tilsynsordning. Direktoratet ser denne delen av virksomheten som et vesentlig bidrag i bestrebelsene for å oppnå en best mulig etterlevelse av intensjoner og krav i regelverket. For næringens del vil veiledningsvirksomheten kunne bidra til å unngå unødvendige kostnader som følge av misforståelser og "overtolkning" av forskriftenes krav til sikkerhet og arbeidsmiljø.

Også i 1999 har en betydelig del veiledningsvirksomheten vært orientert mot prosjektering og bygging av flyttbare innretninger "på spekulasjon", det vil si innretninger der det ikke foreligger søknad om samtykke fra et operatørselskap om en spesifikk anvendelse på norsk sokkel.

Flyttbare innretninger bygges vanligvis på byggeplasser som har det meste av sin erfaring og kunnskap fra bygging av skip og dermed til maritimt regelverk. Petroleumsregelverket har en annen tilnæringsmåte til sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål, som særlig verft i utlandet har vanskeligheter med å forholde seg til. Det er derfor et stort behov for så vel en generell kunnskapsformidling om prinsippene i regelverk og tilsyn som for avklaringer av mer spesifikk natur. Dette behovet synes å være gjennomgående for alle aktører i denne bransjen.

### Ordning med samsvarsuttalelse for flyttbare innretninger

Kommunal- og regionaldepartementet ba i 1998 Oljedirektoratet om å begynne arbeidet med å utvikle en ordning med en form for "forhåndsuttalelse", senere kalt samsvarsuttalelse, for flyttbare innretninger. Bakgrunnen for dette initiativet var blant annet at det fra rederinæringens side gjennom lang tid hadde vært tatt til orde for at det bør utvikles en slik ordning.

Hensikten med ordningen skal være å bidra til å gi eiere av flyttbare innretninger som ikke har inngått kontrakt om bruk på norsk sokkel, en bedre forutsigbarhet med hensyn til innretningens egnethet i forhold til petroleumsregelverkets krav. Det er videre et mål å effektivisere arbeidsprosessene så vel i næringen som hos myndighetene knyttet til verifikasjoner og søknadsbehandling. Oljedirektoratet forventer også en positiv effekt på helse-, miljø- og sikkerhetsstyringen av flyttbare boreinnretninger, ved at ordningen bidrar til i større grad å plassere ansvaret for slik styring hos riggeier, hvor dette ansvar naturlig hører hjemme.

For å utvikle en slik ordning ble det høsten 1998 opprettet en arbeidsgruppe, som ledes av Oljedirektoratet. I gruppen deltar ellers Norges Rederiforbund, Oljeindustriens Landsforening, Landsorganisasjonen i Norge, Oljeindustriens Fellessammenslutning, Sjøfartsdirektoratet, Det norske Veritas, Teknologibedriftenes Landsforening og Norsk Forening for Rettighetshavere.

Arbeidsgruppen besluttet i 1999 at ordningen skal avgrenses til å gjelde for flyttbare boreinnretninger. Ordningen skal imidlertid underlegges en evaluering etter om lag to år. I den sammenheng kan det også være aktuelt å vurdere en mulig utvidelse av ordningen til også å gjelde andre typer flyttbare innretninger.

Hovedvekten av arbeidet i 1999 har vært utarbeidelse av det tekniske vurderingsgrunnlaget. Dette arbeidet er utført av Det norske Veritas. Samtidig har Oljedirektoratet, i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet, arbeidet med å utvikle en veiledning for søknad om uttalelse etter denne ordningen.

Ordningen er planlagt å tre i kraft i siste halvdel av 2000.

## 2.6 ULYKKER MED PERSONSKADE

Oljedirektoratet mottar fortløpende meldinger om personskader som inntreffer på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser meldes til direktoratet umiddelbart. I tillegg til den umiddelbare meldingen skal alle personskader som fører til medisinsk behandling eller fravær inn i neste 12 timers skift, meldes til Oljedirektoratet på egen blankett. Blanketten benyttes også for melding av arbeidsulykker til Rikstrykdeverket. Opplysningene fra disse blankettene registreres i direktoratets register for personskader i petroleumsvirksomheten, og danner blant annet grunnlaget for statistikken gjengitt her i årsberetningen. Hovedtrekkene i skadebildet er gjengitt her i årsberetningen, mens mer detaljerte tabeller og figurer blir publisert på Oljedirektoratets internettsider.

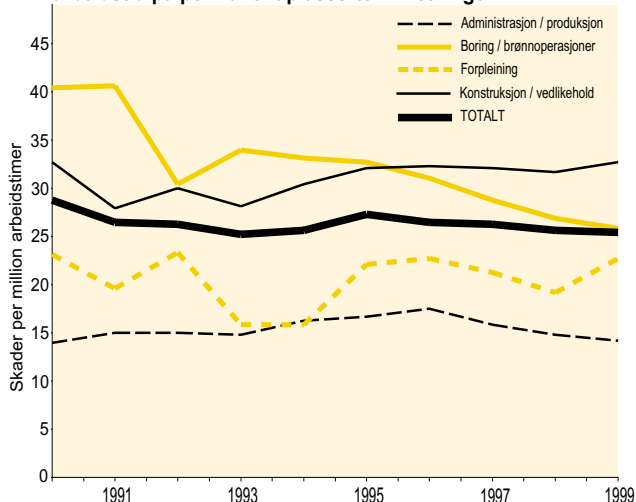
For 1999 er det meldt om 884 personskader til Oljedirektoratet fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Av disse er 43 klassifisert som fritidsskader, og 40 som førstehjelpsskader. Disse skadene er ikke med i de statistiske fremstillingene.

Det inntraff én dødsulykke på sokkelen i 1999. En boredekkarbeider som var heist opp i et ridebelte for å frigjøre et borerør, døde av skadene han fikk etter å ha blitt klemt mellom øvre rørhånderingsarm og et borerør. Omstendighetene er nærmere beskrevet i en sikkerhetsmelding Oljedirektoratet sendte ut etter denne ulykken. Forrige gang det skjedde en dødsulykke innenfor direktoratets myndighetsområdet på sokkelen, var i 1995. De siste ti årene er til sammen ni personer omkommet i arbeidsulykker i petroleumsvirksomheten til havs. Det er et ufravikelig mål så vel for myndighetene som for selskapene at dødsulykker ikke skal skje.

Figur 2.6.1 viser skadefrekvenser innenfor hovedaktivitetene på permanent plasserte innretninger på norsk



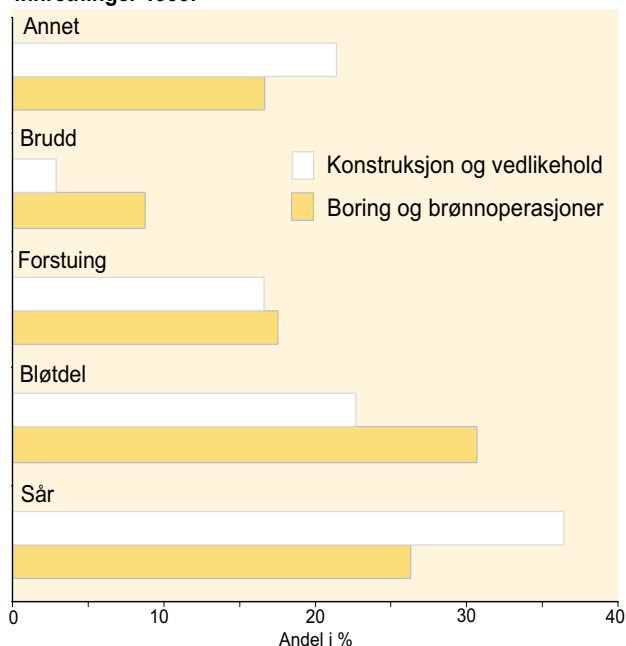
**Figur 2.6.1**  
Personskadefrekvens relatert til arbeidstid på permanent plasserte innretninger



sokkel for en periode på ti år fram til 1999. Den totale skadefrekvensen viser små endringer i perioden, mens variasjonene er noe større for de ulike hovedaktivitetene. Bore- og brønnoperasjoner er den eneste av aktivitetene som viser en klar nedadgående trend i skadefrekvens over tiårsperioden. Denne personellgruppen hadde også den største reduksjonen i skadefrekvens det siste året. Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene var dermed også i 1999, som de foregående tre år, den personellgruppen på permanent plasserte innretninger som ser ut til å være mest utsatt for skader. Det er også denne gruppen som involverer mest personell på permanent plasserte innretninger med ca. 44 prosent av arbeidstimerne i 1999.

Figur 2.6.2 sammenstiller den relative fordelingen av de vanligste skadetyper ved boring- og brønnoperasjoner

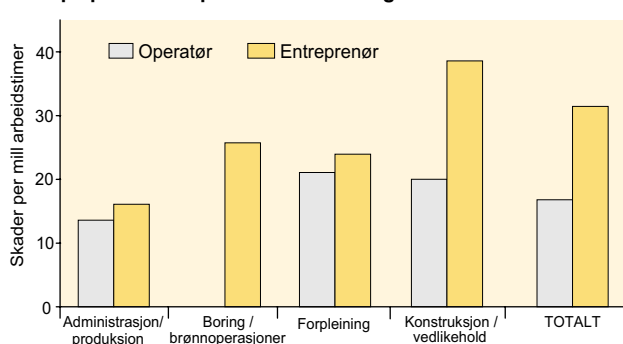
**Figur 2.6.2**  
Relativ fordeling av skadetyper på permanent plasserte innretninger 1999.



mot tilsvarende for konstruksjon og vedlikehold. Ved boring- og brønnoperasjoner var bløtdelsskader den vanligste skadetyper, ofte forårsaket ved at skadede blir truffet eller klemt av tyngre utstyr og utstyrsdeler i bevegelse. Innenfor konstruksjon og vedlikehold er sårskader den vanligste skadetyper. De fleste av disse er forårsaket av kontakt med skarpe maskindeler eller konstruksjonselementer. Det forekom forholdsvis flere bruddskader ved boring- og brønnoperasjoner enn innenfor konstruksjon og vedlikehold, noe som kan være en indikasjon på at bore- og brønnpersonell er mer utsatt for alvorlige skader.

Figur 2.6.3 viser at entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger er mer utsatt for skader enn operatør-

**Figur 2.6.3**  
Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 1999



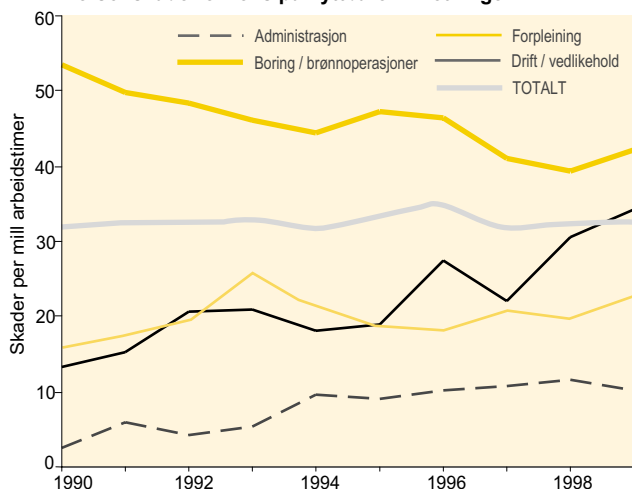
ansatt personell. For 1999 gjelder denne forskjellen for alle hovedgruppene av personell. Spesielt har skadefrekvensen for entreprenøransatt forpleiningspersonell økt med 8,5 skader per million arbeidstimer fra 1998 til 1999. Det har også vært en forholdsvis stor økning i skadefrekvens på 4,2 skader per million arbeidstimer for operatøransatt personell innenfor konstruksjon og vedlikehold. Likevel er skadefrekvensen her langt lavere enn tilsvarende entreprenøransatt personell. På flyttbare innretninger er det vanligvis bare én eller noen få representanter fra operatørselskapene. Bare én operatøransatt ble meldt skadet på flyttbare innretninger i 1999.

Figur 2.6.4 viser skadefrekvenser for hovedaktivitetene på flyttbare innretningene på norsk sokkel, for tiårsperioden fram til 1999. Den totale skadefrekvensen viser på samme måte som for permanent plasserte, bare små endringer i perioden. På flyttbare innretninger har alle personellgrupper bortsett fra administrasjon, hatt en økning i skadefrekvens fra 1998 til 1999. Selv om gruppen drift/vedlikehold har hatt en markant økning i skadefrekvens de siste tre årene, er det fremdeles boring- og brønnoperasjoner som er den mest skadeutsatte gruppen på flyttbare innretninger. Boring- og brønnoperasjoner stod i 1999 for ca. 48 prosent av arbeidstimerne på flyttbare innretninger, mot 57 prosent i 1998.

Figur 2.6.5 viser grovt inndelt på hvilken måte personell innenfor bore- og brønnoperasjoner på flyttbare innretninger kom til skade i 1999. Den hyppigst forekommende skademåten er forskjellige former for klemskader. Disse hendelsene utløses oftest ved utilsiktet start eller bevegelse



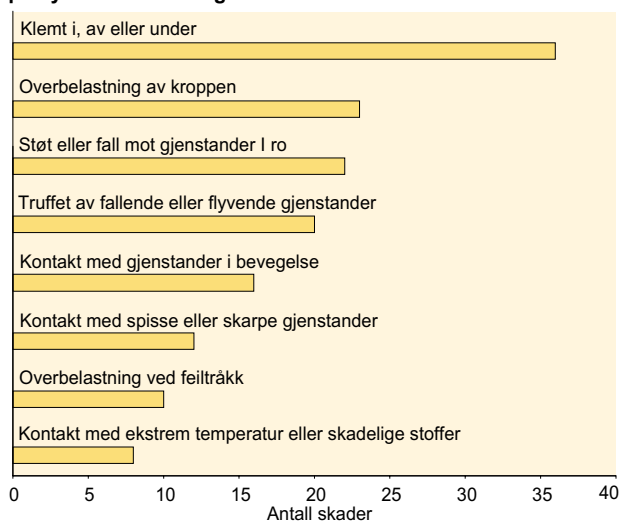
**Figur 2.6.4**  
Personskadefrekvens på flyttbare innretninger



av tyngre utstyr eller materiell på boredekk enten av skadede selv eller andre. Overbelastning av legemet forekommer oftest ved løfting av tungt utstyr. Av skadene innenfor bore- og brønnoperasjoner inntreffer 83 prosent i boreområdet og 42 prosent på boredekk. Av ulykker med skader som resulterer i fravær eller alvorligere konsekvenser finner over 53 prosent sted på boredekk.

Detaljerte tabeller og opplysninger om personskader kan finnes på Oljedirektoratets nettsider.

**Figur 2.6.5**  
Fordeling av skademåte innenfor boring - og brønnoperasjoner på flyttbare innretninger



## 2.7 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

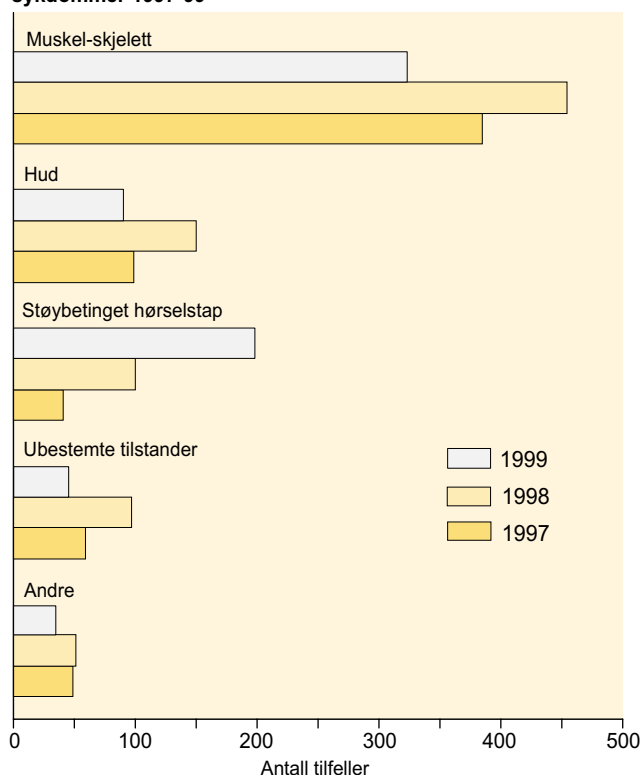
Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Oljedirektoratet har i de siste årene arbeidet for at selskapene skal etablere dette som arbeidsmiljøindikator, og bruke denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet. Det er derfor positivt at flere selskaper er i ferd med å sidestille frekvens av arbeidsbetingede sykdommer med skadefrekvens.

Det ble mottatt 691 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 1999. Av disse var 235 operatør- og 471 entreprenøransatte. Dette er en nedgang i antall meldinger på 17 prosent fra 1998, og gir en meldefrekvens på 23,5 tilfeller per million arbeidstimer. Nedgangen kan skyldes at det forebyggende arbeidet som drives har hatt effekt, men en del skyldes nok at det ble utført færre årsverk på sokkelen i fjor. For å bidra til at selskapene fremdeles setter søkelys på arbeidsbetingede sykdommer, vil Oljedirektoratet føre tilsyn med melding og videre oppfølging av nye tilfeller både hos operatører og entreprenører.

Dersom en ser bort fra hørselsskader på grunn av støy (198 tilfeller), blir frekvensen av andre sykdommer 16,8 tilfeller per million arbeidstimer. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien. Likevel kan det fremdeles være en viss underrapportering, ettersom det fortsatt fremdeles kommer få meldinger fra enkelte selskaper med mange ansatte på sokkelen. Oljedirektoratet vil derfor fortsette arbeidet for å få til en mer ensartet meldepraksis ved kontakt med selskapene.

Formen på rapporteringen av arbeidsbetingede sykdommer er blitt endret for å bedre få fram hovedtrekk i materialet og for å få et klarere samsvar med skader og arbeidsaktivitet. Figur 2.7.1 viser fordelingen av noen hovedgrupper av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1997-99. Støyindusert hørselstap er på samme måte som tidligere, inkludert og skilt ut som egen gruppe. Dette skyldes at meldeplikten for denne typen sykdommer ble endret 1997 i samsvar med Arbeidstilsynets regelverk. Mens disse tilfellene tidligere skulle meldes summarisk, skal de nå mel-

**Figur 2.7.1**  
Diagnosegruffordeling av arbeidsbetingede sykdommer 1997-99



des enkeltvis. Dette gir bedre muligheter for oppfølging av enkelttilfeller. Selv om det er en vesentlig økning av innmeldte tilfeller av støyindusert hørselstap fra 100 i 1998 til 198 i fjor, er det usikkert om alle nye tilfeller er meldt inn.

Som tidligere er muskel-skjelettlidelser (inkluderer lidelser i bindevev) dominerende. Denne typen benevnes vanligvis som belastningslidelser. Dette er rygg sykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Antallet slike tilfeller gikk betydelig ned i forhold til året før, og dessuten har andelen gått ned fra 54 prosent av meldte tilfeller i 1998 til 47 prosent i 1999. Til tross for denne nedgangen er tallene fremdeles høye og viser at det er viktig å satse på forebyggende arbeid i forhold til denne typen lidelser. Ikke uventet er angitte årsaker til tilfellene i denne gruppen utpreget manuelt arbeid innenfor boring, vedlikehold og forpleining.

Eksposeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene er oppsummert i figur 2.7.2. I denne figuren er det tatt med data for de tre siste årene.

Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft var oppgitt som en av de to viktigste årsakene til sykdomer i muskel-skjelettsystemet i 1999. Denne andelen var 7 prosent lavere i forhold til foregående år. En annen viktig årsak til denne typen lidelser var repetitivt monotont arbeid, selv om andelen av denne typen arbeid som

årsaksfaktor var redusert i forhold til året før. Både tungt og repetitivt monotont arbeid er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen av tilfeller av slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er relativt stor, men uendret i forhold til året før. Tunge løft, uventede bevegelser og inaktivt/fastlåst arbeid har ofte resultert i ryggplager (lumbago/ischias). Vanskelig tilkomst som fører til at arbeid må utføres krypende eller knestående, er en annen hyppig årsak til ulike kneplager. Denne kategorien er inkludert i gruppen "Andre", og er blant annet en viktig grunn til den observerte økningen i 1999.

Hudlidelser er en annen stor diagnosegruppe, men antallet og andelen tilfeller i denne gruppen gikk ned i forhold til året før. I underkant av halvparten av tilfellene er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam. Endel tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, mens epoxy er angitt som årsak til fire tilfeller av kontakteksem (reduert fra seks året før) og ett tilfelle av generell allergisk reaksjon. I 1999 var det ingen som anga at isocyanater var årsak til eksem, mens fire slike tilfeller ble meldt året før. Andre tilfeller i denne gruppen er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier.

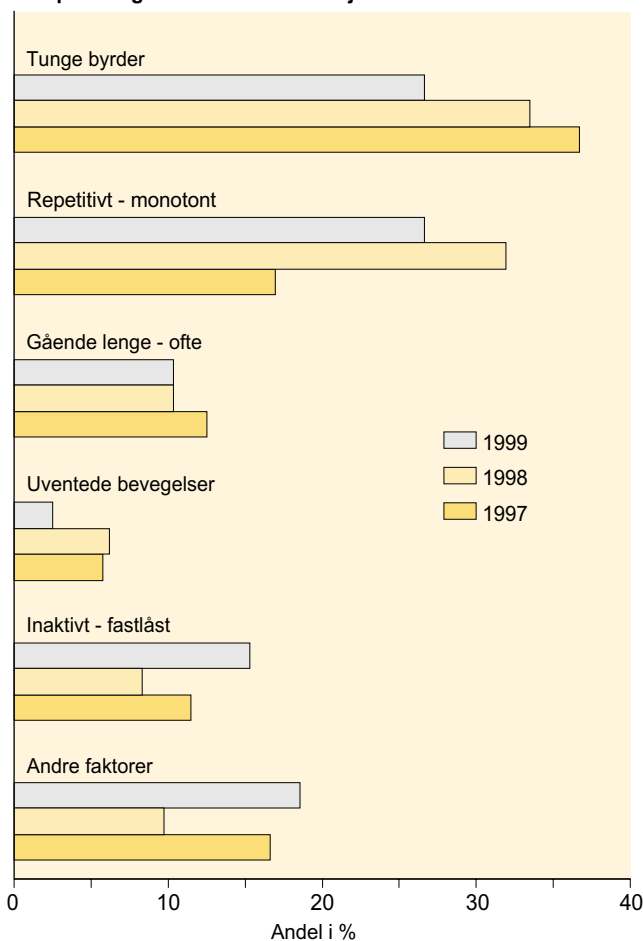
Støybetinget hørselstap er nevnt ovenfor. I tillegg ble det meldt 13 tilfeller av støybetinget øresus (Disse er tatt med i gruppen "andre" sykdommer).

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser. Det synes åpenbart at mange får søvnforstyrrelser etter å arbeide såkalt sving-skift. Denne skiftordningen ble angitt som årsak til 25 tilfeller mot 71 tilfeller i denne gruppen i 1998.

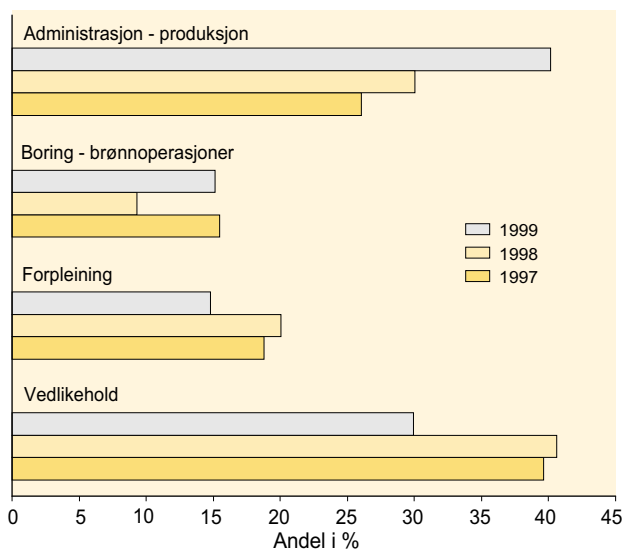
Gruppen "Andre" omfatter sykdommer som ikke kommer inn i kategoriene nevnt ovenfor. I denne gruppen er blant annet sykdommer i åndedretsorganene som astma og bronkitt, og tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter som for eksempel oljedamp og sveiserøyk. I tillegg er det rapportert tre tilfeller av asbestbetinget lungesykdom. Dette gjelder arbeidstakere som har blitt eksponert i tidligere arbeid, spesielt på fartøyer, og som nå har utviklet asbestspesifikke forandringer i lungehinnen. Isocyanateksponering er angitt som årsak til to tilfeller av bronkial astma og ett tilfelle av symptomer fra luftveiene. Det forhold at det er meldt inn totalt tre tilfeller av sykdom etter isocyanateksponering, viser at det er viktig med fortsatt forebyggende innsats også på dette feltet. At det i 1999 så vel som i 1998 ble meldt inn relativt mange med sykdom tilskrevet isocyanateksponering (totalt ni), kan skyldes den oppmerksomheten denne typen stoffer har fått de senere årene.

De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer, er angitt i figur 2.7.3. Arbeidstakere innenfor boring har vanligvis blitt betraktet som utsatt, men tatt i betraktning at denne funksjonen utførte 27,2 prosent av antall arbeidstimer, er andelen av tilfeller vesentlig lavere enn det som kunne forventes selv om andelen har gått

Figur 2.7.2  
Eksponeringsfaktorer - muskel-skjelettlidelser



**Figur 2.7.3**  
Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier



opp til over 15 prosent i 1999 fra under 10 prosent i 1998. Andelen meldinger for forpleiningsarbeiderne gikk noe ned i forhold til året før. Andelen var 14,8 prosent i 1999, noe som er vesentlig høyere enn svarende til antallet arbeidstimer for denne gruppen (10,2 prosent). I 1999 var antallet rapporterte tilfeller i gruppen konstruksjon og vedlikehold noe lavere enn året før. Denne gruppen utførte 38,9 prosent av totalt antall arbeidstimer, men stod for 29,9 prosent av de meldte sykdomstilfellene. Andelen tilfeller i administrasjon og produksjon gikk opp, men dette kan skyldes økt arbeidsvolum i denne gruppen.

## 2.8 OLJE- OG GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

### Olje- og gasslekkasjer

Med olje- og gasslekkasjer menes i denne sammenhengen utilsiktede lekkasjer som har potensial for å kunne antennes. Andre lekkasjer og utilsiktede utslipp av olje eller kjemikalier som er potensielt miljøskadelige, er omtalt i kapittel 3 om miljøtiltak i petroleumsvirksomheten.

Tabell 2.8.1 gir en oversikt over rapporterte olje- og gasslekkasjer de siste fem årene. To av lekkasjene som skjedde i 1999, er karakterisert som store, basert på en totalvurdering av hendelsene. I vurderingen inngår blant annet utslippsmengde, farepotensial og årsaksforhold. De to lekkasjene som betegnes som store, skyldes begge manglende

**Tabell 2.8.1**  
Hydrokarbonlekkasjer i perioden 1995 - 99 fordelt etter alvorlighetsgrad

| År | Små | Middels | Store | Totalt |
|----|-----|---------|-------|--------|
| 95 | 98  | 33      |       | 131    |
| 96 | 120 | 32      | 4     | 156    |
| 97 | 156 | 27      | 3     | 186    |
| 98 | 128 | 26      | 3     | 157    |
| 99 | 142 | 21      | 2     | 165    |

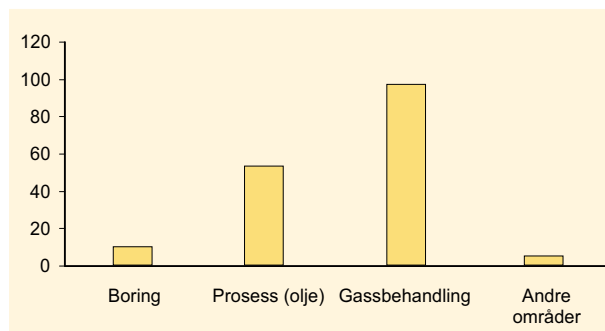
**Tabell 2.8.2**  
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer i 1999 etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte

| Alvorlighetsgrad | Antall lekkasjer | Automatisk deteksjon | Manuell deteksjon |
|------------------|------------------|----------------------|-------------------|
| Stor             | 2                | 2                    | 0                 |
| Middels          | 21               | 12                   | 9                 |
| Små              | 142              | 33                   | 109               |
| Totalt           | 165              | 47                   | 118               |

planlegging og den ene av de to viste alvorlige mangler ved arbeidstillatelsessystemet.

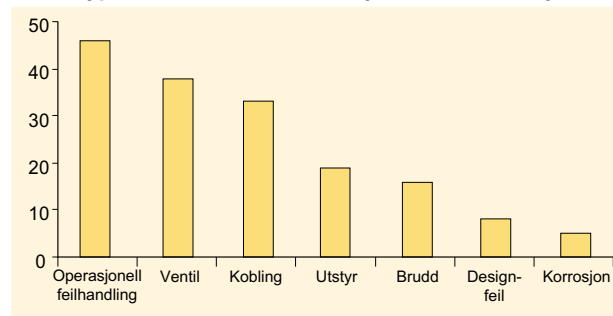
I 1999 fikk Oljedirektoratet i tillegg til de 165 lekkasjene som er tatt med i tabellen, også rapportert en del tilfeller av olje- og gasslekkasjer som vurderes som ubetydelige. De siste årene har det totale antallet av lekkasjer vært stabilt, med en fallende tendens for middels/store lekkasjer. Sammenlignet med produksjonsvolumet på norsk sokkel, er antallet og alvorlighetsgraden av gasslekkasjer no-

**Figur 2.8.1**  
Område på innretningen hvor hydrokarbonlekkasjene inntraff



- Boring: Område for boring og brønnaktiviteter
- Prosess (olje): Område for systemer som inneholder olje (brønner og separatorer)
- Gassbehandling: Område for systemer som normalt bare inneholder gass (gasskompresjon, gassbehandling og fakkell)

**Figur 2.8.2**  
Hovedtyper av feil som medfører hydrokarbonlekkasjer



- Operasjonell feil: Feilhandling, svikt i prosedyre eller planlegging
- Kobling: Lekkasje i flens eller kobling
- Utstyr: Lekkasje i utstyr eller instrumenter
- Brudd: Lekkasje fra sprekker og brudd

enlunde stabilt. I forhold til antall innretninger er antallet lekkasjer per enhet imidlertid blitt noe lavere.

Tabell 2.8.2 viser at små utslipp, for eksempel fra ventiler og koblinger, ikke detekteres automatisk i særlig grad. Rapportering av slike hendelser er imidlertid også av stor verdi i arbeidet med å identifisere problemområder og årsaksforhold. Begge de store og omtrent halvparten av de middels store lekkasjene ble automatisk detektert. Oljedirektoratet har registrert at operatørene i sine rapporter har konkludert med at større gasslekkasjer burde vært detektert av deteksjonssystemer. Dette indikerer at deteksjonssystemene fortsatt kan forbedres.

Oljedirektoratet registrerer at den største andelen av lekkasjer inntreffer i områder og på utstyr for gassbehandling/-kompresjon og at det har vært en økning i antallet slike lekkasjer i forhold til tidligere år (figur 2.8.1).

**Tabell 2.8.3**  
**Branner og branntilløp 1995-1999**

| År | Små | Middels | Store | Totalt |
|----|-----|---------|-------|--------|
| 95 | 11  | 7       |       | 18     |
| 96 | 15  | 3       | 1     | 19     |
| 97 | 22  | 2       | 1     | 25     |
| 98 | 17  | 4       | 1     | 22     |
| 99 | 38  | 4       |       | 42     |

**Tabell 2.8.4**  
**Årsaker til branner i 1999 fordelt etter størrelse**

| Tenkilde       | Små | Middels | Totalt |
|----------------|-----|---------|--------|
| Sveising       | 2   |         | 2      |
| Skjærebrenning | 3   |         | 3      |
| Elektrisk      | 8   | 2       | 10     |
| Høy temperatur | 22  | 1       | 23     |
| Annet          | 3   | 1       | 4      |
| Totalt         | 38  | 4       | 42     |

Figur 2.8.2 viser samme tendens som tidligere år ved at operasjonell feilhandling, ventillekkasjer og lekkasjer fra koblinger bidrar til de fleste hendelsene. Begge de store lekkasjene er forårsaket av operasjonell feilhandling. I 1997 og 1998 var det flere alvorlige hendelser knyttet til korrosjon/brudd, mens det i 1999 bare er registrert én middels stor hendelse i denne kategorien.

### Branner og branntilløp

De siste året har vi sett en økning i antall rapporterte branner og branntilløp i forhold til de fire forrige årene (tabell 2.8.3). De fleste tilfellene er mindre hendelser (tilløp) hvor det registreres røyk, flamme eller varmgang i et kort tidsrom. Fire branner er klassifisert som middels, fordi varigheten har vært lengre og større mengder røyk/flammer er blitt utviklet (tabell 2.8.4).

To av de fire brannene som er klassifisert som middels, skyldes brann i elektrisk utstyr. Brannene medførte stor røykutvikling, som spredte seg til sikkerhetsmessige viktige områder og rom (kontrollrom og boligkvarter). Videre

oppsto det brann i en brannpumpe. Den fjerde brannen i denne kategorien inntraff i et overtrykkstelt for sveising, i det en lekkasje av sveisegass ble antent inne i teltet. En sveiser ble påført brannskader ved denne brannen.

Branner forårsaket av høy temperatur på flater utgjør den klart største gruppen av brannårsaker, men alle unntatt én er små hendelser. Antennelse på varme flate har skjedd i forbindelse med

- turbiner,
- lager på roterende utstyr,
- andre områder på roterende utstyr,
- varmeelementer.

De elektriske brannene skyldes forhold som:

- kortslutning i kabel, koblingsbokser eller tavle,
- feil på elektrisk utstyr.

## 2.9 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer, som blir samlet i databasen CODAM. For 1999 er det innrapportert 10 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 11 knyttet til rørledningssystemer. Databasen inneholder nå data om til sammen 3 280 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 2 209 knyttet til rørledningssystemer.

### Undervannsrørledninger og stigerør

Størstedelen av skader og hendelser på rørledningssystemer er i kategoriene 'ubetydelig' og 'liten'. Dette er hendelser som ikke krever utbedring eller oppfølging i særlig grad. Hendelser i kategorien 'stor' omfatter for eksempel lekkasjer i rørledninger og stigerør, tilfeller av utknekking av rørledninger, utvending og innvendig korrosjon, o.l., avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

I 1999 inntraff fem hendelser og skader i kategorien 'stor' knyttet til rørledninger og stigerør:

- To av hendelsene inntraff under installering av en 20" oljerørledning, idet uforutsette forhold førte til at de oppsto to lange frispenn på henholdsvis 293 meter og 362 meter. Frispenn betyr at rørledningen ikke ligger på havbunnen eller annen støtte. Frispennene ble utbedret ved hjelp av steindumping og bygging av understøtter.
- Etter at det ble konstatert lekkasje fra en 8" fleksibel rørledning for gassløft, ble det påvist en sprekk på 15x10 mm som årsak til lekkasjen. I området hvor sprekken ble lokalisert, hadde det oppstått vertikal buling av rørledningen. Det medførte at kryssarmeringen gled ut av posisjon, slik at det oppsto en åpning og brudd i denne. Skaden ble utbedret ved å kutte 360 meter av den fleksible rørledningen og erstatte denne med en tilsvarende lengde stålrørledning.
- Det ble observert lekkasje fra en undervannskobling

på en 20" olje- og gassrørledning. Lekkasje oppsto sannsynligvis i forbindelse med midlertidig nedstengning. Lekkasje opphørte da ledningen ble trykksatt.

- Det er også påvist en sprekk i en 8" fleksibel rørledning for vanninjeksjon. Sprekken er lokalisert ved oppdriftsbøyen på stigerøret. Årsaken til sprekkdannelsen er foreløpig ikke kartlagt. Ledningen benyttes også for tilførsel av brannvann, men med nedsett trykk.

### Bærende konstruksjoner

Det er i 1999 ikke rapportert skader eller hendelser i kategori 'stor' for bærende konstruksjoner. Et skadetilfelle som isolert sett er klassifisert som "liten", har imidlertid etter nærmere undersøkelser vist seg å ha et større omfang, idet operatørselskapet har påvist samme type skade i andre lastetanker på den aktuelle innretningen.

Den rapporterte skaden gjelder en flyttbar produksjonsinnretning, der det i forbindelse med inspeksjon i lastetanker ble oppdaget en gjennomgående sprekk på 430x80 mm i en 12 mm tykk plate. Sprekken antas å være initiert i fabrikkasjonsfasen og sprekkdannelsen er så blitt påvirket av indusert hydrogen i en varmepåvirket sone. Oppsprekking av malingsbelegg og flere tilfeller av gropkorrosjon. Sveisefeil med slagginneslutninger med en lengde på ca. 530 mm. Inspeksjonsfunnene har medført at alle tanker på

produksjonsinnretningen skal tømmes, rengjøres og inspiseres. Påviste skader er fortløpende utbedret.

### Sammenstøt mellom fartøy og innretning

I 1999 er det innrapportert 11 sammenstøt mellom fartøy og innretninger. Gjennomsnittet i perioden 1988 – 98 har vært to sammenstøt per år. Ved seks av hendelsene var flyttbare boreinnretninger involvert, fire sammenstøt var med bunnfaste innretninger og ett sammenstøt var mellom fartøy og produksjonsskip.

Skadeomfanget i de enkelte sammenstøtene varierer fra mindre malingskader på både fartøy og innretning til større bulker, hull i skuteseide, nedrivning av utstyr som antenner o.l. I tre tilfeller ble henholdsvis flyttbare boreinnretninger og bunnfaste innretninger påført skader i sammenstøtet med fartøy. Tilsvarende ble seks fartøy påført skader.

## 2.10 DYKKING

### Dykkeaktivitet

I løpet av 1999 ble det foretatt 416 overflateorienterte dykk og 451 klokkeløp med til sammen ca. 57000 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel. Dette er en økning i overflateorientert dykking, men en reduksjon i metningsdykking sammenlignet med 1998.

Figur 2.10.1  
Hendelser i forbindelse med metningsdykking

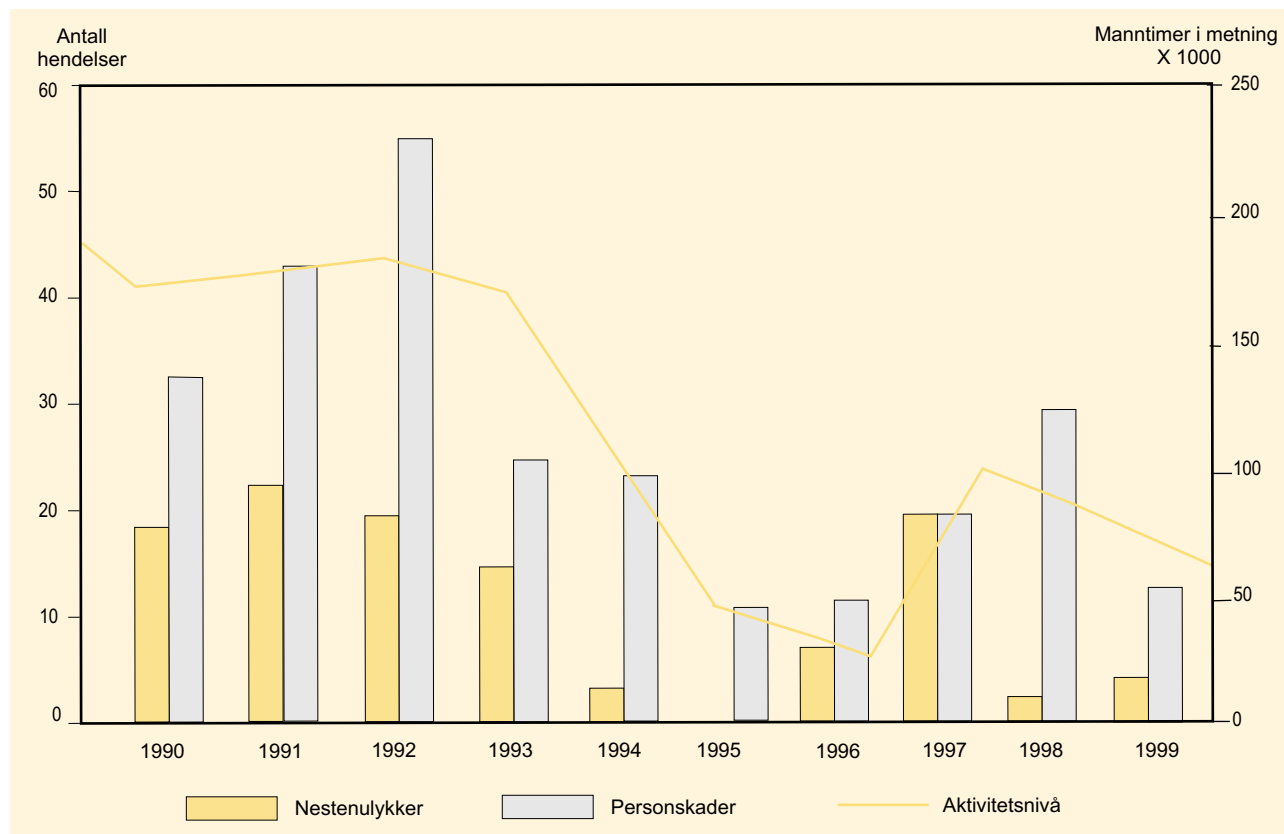
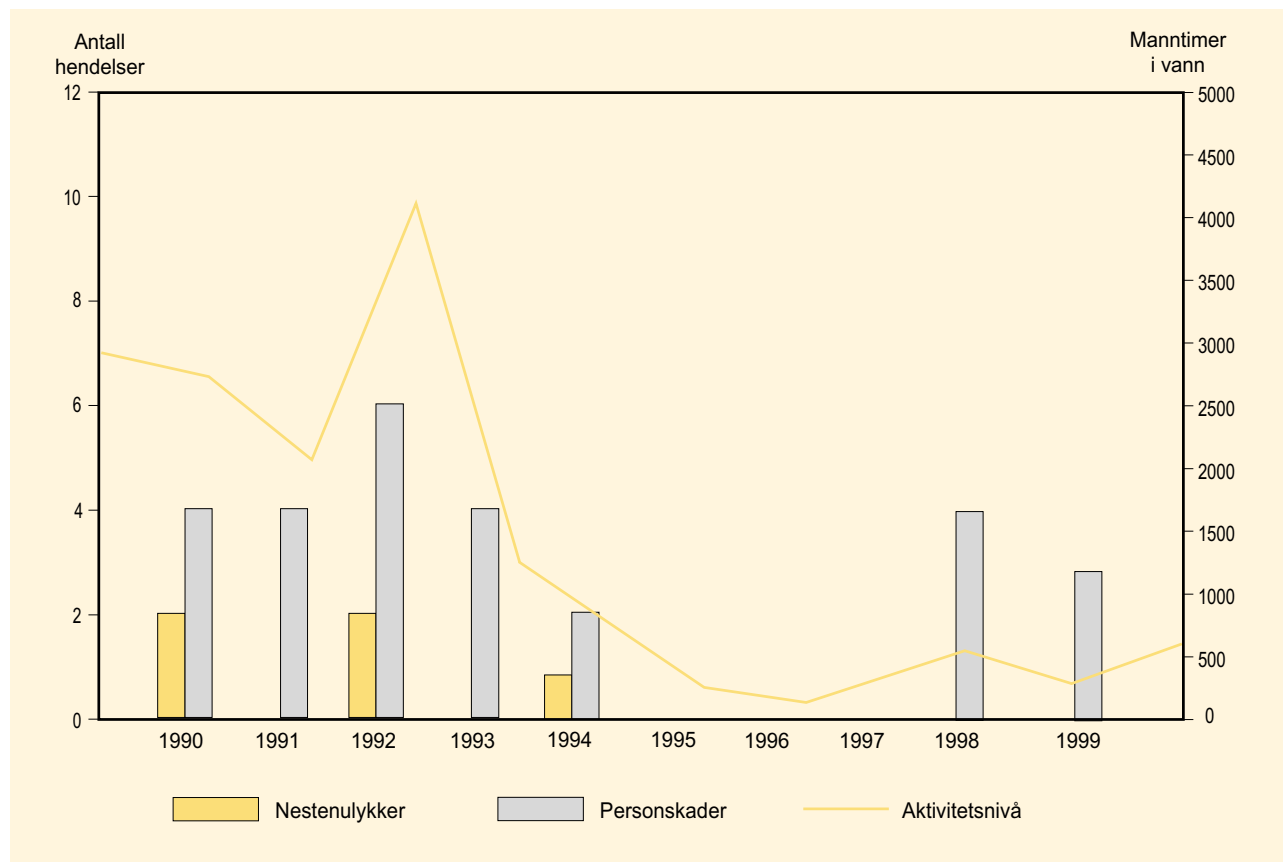




Fig. 2.10.2  
Hendelser i forbindelser med overflateorientert dykking



Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Elf, Esso, Hydro, Phillips, Saga, og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten.

### Personskader ved dykking

Figurene 2.10.1 og 2.10.2 viser en oversikt over antall uønskede hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1999 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene tilløp, personskader og dødsulykke. Personskade er her definert som et tilfelle som krever medisinsk behandling, førstehjelp eller som medfører fravær inn i neste 12-timers skift. Tilløp er en faresituasjon som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til død eller alvorlig personskade.

Av figur 2.10.1 fremgår det at antall rapporterte personskader ved metningsdykking i 1999 er redusert fra året før, i noenlunde samsvar med det reduserte aktivitetsnivået. Av de 13 rapporterte personskadene ved metningsdykking i 1999 er én av alvorlig karakter (tap av fingertupp). Av de øvrige 12 er åtte infeksjoner i form av ytre øregangsinfeksjoner og hudinfeksjoner.

Det ble rapportert 4 tilløp i forbindelse med metningsdykking, hvorav en er karakterisert som alvorlig. Denne inntraff under en løfteoperasjon under vann ved at en beskyttelseskappe som veide ett tonn, løsnet fra løfteutrustningen og falt med kort avstand fra en dykker.

I de senere år har det vært en rekke alvorlige tilløp til hendelser tilknyttet løfteoperasjoner under vann.

Gjennom hele perioden er antall rapporterte tilløp lavt sammenlignet med rapporterte personskader. Dette indikerer at det sannsynligvis er en generell underreportering av hendelser.

I forbindelse med overflateorientert dykking ble det i 1999 rapportert ett tilfelle av alvorlig trykkfallsyke. Den forrige trykkfallsyken ved denne typen dykking ble rapportert i 1991.

Når det gjelder metningsdykking har det ikke forekommet noe tilfelle av trykkfallsyke siden 1993.

### Erfaringer fra tilsyn i forbindelse med dykkeaktiviteter

Gjennom tilsynsaktiviteten i 1999 har Oljedirektoratet registrert utilfredstillende oppmerksomhet omkring dykesikkerhetsmessige aspekter, spesielt i planleggingen av og i forberedelsen til dykkeoperasjonene. Dette gjelder blant annet manglende kjennskap til problemområder innenfor dykking.

### Opplæring

Det ble ikke utdannet metningsdykkere i Norge i 1999. I løpet av året har Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykkerskole til sammen utdannet 74 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

**Forskning og utvikling innenfor dykking**

Oljedirektoratet har også i 1999 deltatt i styret og prosjektledelsen for forskningsprogrammet idet dykkerrelaterte forskning. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktiviteter på området.

I november 1999 ble det årlige dykkeseminaret gjennomført som et felles seminar for både utenskjærs og inneskjærs dykking.

**Internasjonalt samarbeid om dykking**

Oljedirektoratet har formannsvervet i European Diving Technology Committee (EDTC). I 1999 er det blant annet utarbeidet en internasjonal standard for utdanning av leger som arbeider med dykke- og hyperbarmedisin. Denne standarden er utarbeidet i samarbeid med European Committee for Hyperbaric Medicine (ECHM).

**2.11 AKTUELLE SAKER I 1999****Kjemikalier og kjemisk helserisiko**

Det har i 1999 vært stor oppmerksomhet knyttet til bruk av kjemikalier og den helserisiko dette representerer. Oljedirektoratet har vært deltatt i en aktivitet ledet av Statskonsult hvor flere offentlige organer deltar, og som har sett på hvordan lovgivningen på kjemikalieområdet kan forenkles. Riksrevisjonen har på oppdrag fra Stortinget satt i gang en aktivitet knyttet til regelverket for kjemikalier. Innenfor EU er det startet en omfattende prosess med å revidere og omstrukturere direktiver på kjemikalieområdet.

Arbeidstakerorganisasjonene er opptatt av bruken av kjemikalier og er i særlig grad bekymret for isocyanatholdige produkter. I petroleumsvirksomheten brukes disse i hovedsak i malingsprodukter. De fleste selskapene har sluttet å bruke malingsprodukter som inneholder isocyanater på grunn av helserisikoen. Det betyr imidlertid ikke at denne helserisikoen er fjernet, fordi det eksisterer store mengder av denne type malingsbelegg på innretningene. Dette malingsbelegget vil avgi cyanforbindelser dersom det varmes opp, for eksempel ved skjærebrenning eller sveising. Oljedirektoratet har deltatt i et prosjekt i regi av NTNU som har sett på forekomst av alvorlige helseplager forårsaket av isocyanatholdige produkter, blant personer som utfører overflatebehandling. Foreløpige resultater fra denne undersøkelsen tyder på at forekomsten av helseskader er lav.

Oljedirektoratet har gjennom tilsynsvirksomheten registrert at selskapene ofte ikke har den systematikk i tilnærmingen til kjemisk helserisiko som regelverket krever. Arbeidet som utføres på dette området er ofte preget av tilfeldigheter, sporadiske kartleggingsaktiviteter, målinger som er lite representative, svak faglige begrunnelser for konklusjoner mv.

Direktoratet har derfor gjennomført en koordinert tilsynsaktivitet mot operatørselskapene som har innretninger i drift på norsk sokkel. Hensikten har vært å vurdere selskapenes evne til å gjennomføre helhetlige risikovurderinger av kjemisk arbeidsmiljø, men også å bidra til at

det ble framskaffet ny kunnskap om risikoforhold knyttet til arbeidsoperasjoner, utstyr og prosesser som er typisk for dagens virksomhet. Tilsynet har også siktet mot å legge til rette for kunnskaps- og erfaringsoverføring mellom selskapene på dette området.

Tilsynet påviste en betydelig variasjon mellom selskapene når det gjelder evne til å gjennomføre risikovurderinger av kjemisk arbeidsmiljø. Enkelte av selskapene hadde så store mangler med hensyn til kompetanse, metodikk, innhenting og bruk av data mv at de ikke var i stand til å gjennomføre risikovurderinger. På den andre siden var det selskaper som gjennomførte gode vurderinger og kunne legge på bordet ny kunnskap med stor overføringsverdi.

Oljedirektoratet vil i tillegg til oppfølging mot hvert enkelt selskap også samle inn informasjon om metodikk for kjemisk risikovurdering i arbeidsmiljøet og klargjøre direktoratets krav og forventninger. I 2000 vil det også bli lagt til rette aktiviteter for å spre informasjon til næringen om kjemisk helserisiko.

**Risiko ved helikoptertransport**

Oljedirektoratet har deltatt, og deltar i flere fora som vurderer forhold som påvirker helikoptersikkerheten på norsk sokkel. Oljedirektoratet har blant annet deltatt med observatører i arbeid som er utført av SINTEF og av OLF. I tillegg er Oljedirektoratet en aktiv medspiller i "Rådet for Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel".

Persontransport med helikopter er et av de største elementene i risiko for personell som arbeider på norsk sokkel. Forsvarlig sikkerhet ved bruk av helikopter er derfor avhengig av en løpende oppfølging av sikkerhetsstyringen hos operatørselskapene og helikopterentreprenørene. Revisjoner som enkelte operatørselskap har utført overfor helikopterentreprenørene viser at det er nødvendig også for tilsynsmyndighetene å fokusere på sikkerhetsstyringen i forbindelse med persontransport med helikopter.

I samarbeid med Luftfartstilsynet (LFT) har Oljedirektoratet i 1998 og -99 utført flere koordinerte tilsynsaktiviteter rettet mot bruk av helikopter i petroleumsvirksomheten. Tilsynsaktivitetene har omfattet både operatørselskap og helikopterentreprenører. LFT har i tillegg gjennomført egne tilsynsaktiviteter rettet mot helikopterentreprenørenes sikkerhets- og kvalitetssystemer.

Alle parter som har vært involvert i tilsynsaktivitetene har vært entydig positive til slike koordinerte tilsyn. Denne formen for tilsyn har blant annet bidratt til å klargjøre grenseflatene mellom petroleums- og luftfartsregelverket, både mellom tilsynsmyndighetene og overfor brukerne av regelverket.

**Løfteinnretninger og løfteoperasjoner**

Det ble i 1999 rapportert 52 uønskede hendelser til Oljedirektoratet i forbindelse med løfteoperasjoner, mot 44 i 1998. Antallet omfatter alle løfteoperasjoner, også løfteoperasjoner i forbindelse med boring. Antallet hendelser med personskaade er gått opp fra 12 i 1998 til 15 i 1999. En av disse hendelsene medførte at en person mistet livet under et manuelt inngrep i forbindelse med fjernoperert rør-

håndtering i boretårnet. Omstendighetene omkring denne tragiske ulykken er nærmere beskrevet i en sikkerhetsmelding som Oljedirektoratet sendte ut. Saken er under politietterforskning.

De viktigste observasjonene av områder med klare forbedringspotensialer fra Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet mot løfteinnretninger og løfteoperasjoner i 1999 er som følger:

- Operasjonelle prosedyrer, og manglende disiplin i forhold til etterlevelse av disse.
- Kunnskap om sikkerhet og holdning til sikkerhet ved løfteoperasjoner.
- Bruk av erfaringer fra ulykker og uønskede hendelser.
- Involvering av teknisk og operasjonell kompetanse i drift og oppfølging av løfteinnretninger.
- Valg av løfteinnretninger på produksjonsskip, og hensyn til aktuelle operasjonelle forhold.
- Planlegging og tilrettelegging for bruk av løfteinnretninger på flyttbare produksjonsinnretninger.

Oljedirektoratet startet i 1999 prosjektet "Årsakssammenheng ved løfteoperasjoner". Prosjektet skal kartlegge og analysere alle rapporter om uønskede hendelser ved bruk av offshorekraner fra alle operatører på norsk sokkel. Målet er at resultatene fra arbeidet skal resultere i forslag til tiltak som kan redusere antall ulykker og uønskede hendelser ved gjennomføring av løfteoperasjoner. Prosjektet er planlagt avsluttet med presentasjon av resultatene i mars 2000.

På bakgrunn av alvorlige hendelser ved bruk av personellvinsj, er dette et område som vil bli fulgt opp i løpet av år 2000.

#### «Grønn sjø» - risiko for bølgeskader på flyttbare produksjonsinnretninger

Det er for tiden fem flyttbare produksjonsinnretninger i bruk på norsk sokkel. To av disse ble installert sommeren 1999, og har derfor begrenset erfaring med vanskelige værforhold. Tre av disse innretningene har vært i sine områder i minst én vintersesong, og har erfart at bølger slår inn over dekkområdet («grønn sjø») eller at sjøsprøyt har forårsaket skade på utstyr.

Grønn sjø kan representere en sikkerhetsrisiko fordi:

- personell som oppholder seg på dekk kan bli skadet av sjø som slår over dekk,
- boligkvarteret kan bli skadet, med fare for personell som oppholder seg der,
- det kan bli gjort skade på sikkerhetskritisk utstyr.
- det kan bli gjort skade på produksjonsutstyret, med tilhørende risiko for produksjonsavbrudd.

Tradisjonelle innretninger som bunnfaste stålunderstell, betongunderstell og halvt nedsenkbare innretninger, er konstruert slik at det er klaring mellom de høyeste bølgetoppene og undersiden av dekket. Tankskip har imidlertid vært konstruert med sikte på at skip og utstyr skal tåle belastningene ved grønn. Da de første produksjonsinnretningene med form som skipsskrog ble konstruert, ble risikoen for

bølger på dekk oversett eller undervurdert med hensyn belastningen på dekkstutyr. Årsaken synes å ligge i at disse innretningene er konstruert med utgangspunkt i maritime tradisjoner og at det har vært lite informasjonsutveksling mellom konstruktørene for henholdsvis skrog og dekkstutyr. I modelltester som ble utført i en tidlig fase, ble ikke grønn sjø sett på som et betydelig problem, delvis fordi modellforsøkene ikke inkluderte de forholdene som er mest kritiske med hensyn til grønn sjø. Det er eksempelvis ikke nødvendigvis de samme sjøtilstandene som skaper de største belastningene i ankersystemene, som også gir bølger på dekk.

Oljedirektoratet mener at erfaringene fra grønn sjø i forbindelse med drift av tankskip også må kunne overføres til og legges til grunn ved konstruksjon av flytende produksjonsinnretninger.

Nye analyser og modelltester har nylig blitt utført for de fleste flyttbare produksjonsinnretningene, og disse analysene viser at grønn sjø er et mulig problem for samtlige. Forskjellige typer tiltak er iverksatt for å unngå skader som følge av grønn sjø. Disse tiltakene kan deles i to hovedgrupper:

- Tiltak som skaper fysisk beskyttelse, slik som forhøyet skanseledning, bølgebrytende vegger eller lokal forsterking av utstyr og struktur,
- Operasjonelle begrensninger, slik som redusert dypgang, "trimming" av skroget slik at forparten ligger høyere enn normalt, og restriksjoner med hensyn til tilstedeværelse av personell i områder hvor grønn sjø kan forekomme.

Oljedirektoratet har tatt initiativ til en serie møter med operatører som har flyttbare produksjonsinnretninger i bruk, og har nøye fulgt opp det arbeidet selskapene har utført på dette området.

#### Ny kunnskap om brann og eksplosjon

I tidligere årsberetninger er det redegjort for et større forskningsprosjekt som i hovedsak er utført i Storbritannia, på området brann og eksplosjon. Prosjektet blir støttet av de norske operatørselskapene Norsk Hydro og Statoil, og har blant annet bidratt med svært viktig og nyttig kunnskap om eksplosjonsforløp og modellsimulering av slike.

For å utarbeide retningslinjer og prosedyrer for å sikre forsvarlig bruk av simuleringsverktøyene i forbindelse med dimensjonering av petroleumsinnretninger, er det opprettet en gruppe under ledelse av organisasjonen av operatørselskaper på britisk sokkel (UKOOA). Statoil og Norsk Hydro samt britiske myndigheter og Oljedirektoratet deltar i denne gruppen. Parallelt med dette arbeidet har de norske operatørselskapene, i nær kontakt med Oljedirektoratet, utarbeidet en egen prosedyre for bruk ved utforming og dimensjonering av nye petroleumsinnretninger. Prosedyren er gjort kjent i petroleumsmiljøet i Norge, og dagens kunnskap innenfor dette området blir dermed benyttet i forbindelse med nye utbygginger.

### Myndighetssamarbeid om skadestatistikk

Oljedirektoratets samarbeid med det britiske myndighetsorganet Health & Safety Executive (HSE) vedrørende harmonisering av ulykkesstatistikk og rapportering av arbeidsbetingede sykdommer fortsatte i 1999. Det er fremdeles store forskjeller i rapporteringskrav og -rutiner på britisk og norsk sokkel, noe som gjør det vanskelig å sammenholde skadedata fra de to landene.

En viktig forskjell er kriteriene for rapportering av personska-der. På britisk sokkel rapporteres skader som har ført til fravær i mer enn tre dager, mens det på norsk sokkel rapporteres skader som medfører fravær inn i neste skift eller medisinsk behandling.

Definisjonen av alvorlige personska-der er imidlertid sammenfallende. En sammenstilling av alvorlige personska-der relatert til antall arbeidstakere i petroleumsvirksomheten på de to lands sokler antyder at frekvensen av alvorlige personska-der ligger på samme nivå.

Begge lands myndigheter er i ferd med å ta i bruk nye systemer for registrering av arbeidsulykker. I denne sammenheng vil en forsøke å få til felles klassifikasjoner som gjør det enklere å sammenstille data fra britisk og norsk petroleumsvirksomhet.

## 3. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

### 3.1 HENSynet TIL MILJØET

Hensynet til det ytre miljø har fått en sentral plass i utformingen av petroleums- og energipolitikken. Oljedirektoratets overordnede mål og resultatmål reflekterer direktoratets ansvar og oppgaver innenfor miljøområdet. Det ytre miljø ivaretas som en integrert del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsressursene på en forsvarlig måte.

Hovedaktiviteten i dette arbeidet er å fastsette regelverk og andre rammer for virksomheten, bidra med utredninger og faglige råd til overordnede departementer samt å føre tilsyn med de aktivitetene som operatørselskapene driver. Andre aktiviteter er knyttet til deltagelse i nasjonale og internasjonale fora hvor det ytre miljø er en del av arbeidet.

### 3.2 MILJØSOK

MILJØSOK ble opprettet i 1995 for å fremskynde et mer forpliktende samarbeid mellom myndighetene og olje- og gassindustrien for å løse de viktigste miljøutfordringene. MILJØSOK-rapporten ble overlevert statsråden i Olje- og energidepartementet i 1996. Rapporten gir en omfattende miljøstatus og beskrivelse av miljøutfordringene for norsk petroleumsvirksomhet. Den gjennomgår tekniske/økonomiske handlingsalternativer og evaluerer virkemiddelbruk i klima- og miljøpolitikken.

Neste fase av MILJØSOK startet i 1997. Det ble da opprettet et sekretariat knyttet til OLF og dessuten et eget råd og samarbeidsforum. Oljedirektoratet deltar både i MILJØSOK-rådet og samarbeidsforumet, og har i 1999 deltatt i flere arbeidsgrupper opprettet av MILJØSOK.

### 3.3 MYNDIGHETER OG RAMMER

Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn er etter petroleumsloven og forurensningsloven gitt myndighet til å føre tilsyn med petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet håndhever også loven om CO<sub>2</sub>-avgift på sokkelen.

Petroleumsloven krever at all virksomhet skal foregå på en forsvarlig måte og ivareta sikkerhet for personell, miljø og økonomiske verdier.

Forurensningsloven har som formål å sikre en forsvarlig miljøkvalitet, slik at forurensninger og avfall ikke fører til helseskade, går ut over trivsel eller skader naturens evne til produksjon og selvfornyelse.

Forskriftene om styringssystem, risikoanalyser og beredskap er hjemlet i begge de sentrale lovene som er nevnt ovenfor, og forvaltes av Oljedirektoratet sammen med resten av teknologiregelverket og arbeidsmiljøloven.

### 3.4 TILSYN MED AKTIVITETENE

Sikkerhetsbegrepet, slik det anvendes i sokkelvirksomheten, omfatter også sikkerhet mot forurensning. Tilsyn med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter er en integrert del av Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet. I 1999 utførte Oljedirektoratet, i samarbeid med Statens forurensningstilsyn, to tilsyn som spesifikt var rettet mot operatørenes ivaretagelse

av det ytre miljø. Oljedirektoratet fører videre tilsyn med interne styringssystemer hos operatører og entreprenører for å sikre at virksomheten blir planlagt og gjennomført i samsvar med krav fra myndighetene og mål for akseptkriterier i selskapene.

Helheten i myndighetenes tilsynsarbeid sikres gjennom Oljedirektoratets koordinerende rolle i forhold til Statens forurensningstilsyn.

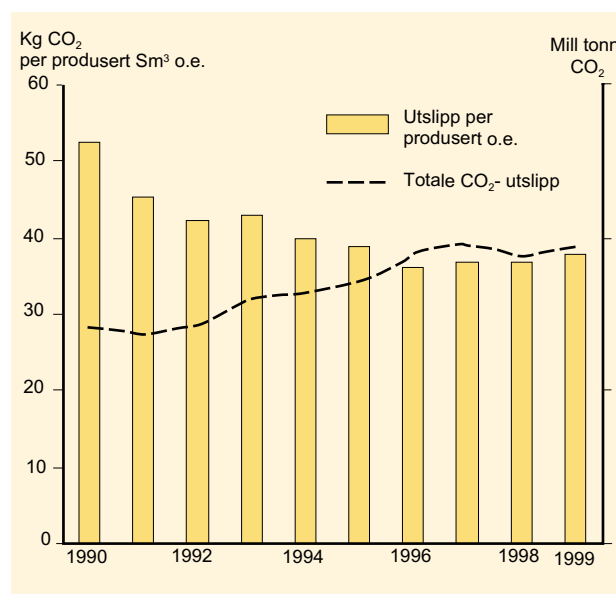
I tilsynet med leteboring i miljøfølsomme områder har Oljedirektoratet særlig sett på forebyggende tiltak som operatørene setter i verk. Direktoratet har videre fulgt opp operatørenes arbeid med fastsetting av akseptkriterier for miljørisiko, med andre ord den risikoen operatøren selv kan akseptere for sin aktivitet.

Oljedirektoratet fører også tilsyn med bruken av utstyr som måler brenselforbruk og mengde gass til fakling og kaldventilering. Innkreving av CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen er lagt til Oljedirektoratet, som årlig foretar en vurdering av selskapene for kontinuerlig å vurdere avgiftens virkning på CO<sub>2</sub>-utslippene.

Foreløpige tall viser at CO<sub>2</sub>-utslippene fra den avgiftsbelagte delen av virksomheten på sokkelen i 1999 var 8,5 millioner tonn. Dette utgjør om lag 88 prosent av petroleumsvirksomhetens totale CO<sub>2</sub>-utslipp, som er vist i figur 3.4.1. Figur 3.4.2 viser hvordan utslippene fordeles på kilder.

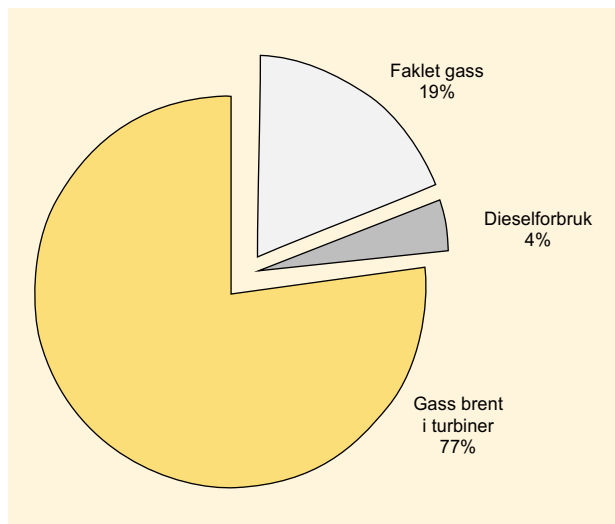
Oljedirektoratet får umiddelbar melding om utilsiktede oljeutslipp større enn 1 m<sup>3</sup> til sjø. I september 1999 tok direktoratet i bruk et nytt registreringssystem, som gir betydelig bedre tilgjengelighet til og oversikt over hendelser som blant annet omfatter utilsiktede oljeutslipp. Etter at dette systemet ble tatt i bruk, er det registrert åtte oljeutslipp. Ingen av disse var imidlertid av slikt omfang at det medførte spesielle tiltak for oppsamling eller lignende. Oljedirektoratet fører for øvrig også tilsyn med selskaperens systemer

Figur 3.4.1  
CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert standardkubikkmeter oljeekvivalent





Figur 3.4.2  
Avgiftsbelagte CO<sub>2</sub>-utslipp fordelt på kilder, 1999



for å registrere utslipp av mindre omfang enn rapporteringskriteriet, med sikte på forbedringer av utstyr og arbeidsmetoder.

### 3.5 DET YTRE MILJØET

Når Oljedirektoratet vurderer konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift og samtykkesøknader, er miljøaspektene en naturlig del av og fullt integrert med resten av direktoratets vurderinger. Det legges vekt på mulighetene for å ta i bruk teknologi som reduserer utslipp til luft og sjø, og direktoratet ser det som viktig å arbeide for å påvirke industrien til å utvikle effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig gir best mulig økonomi.

Oljedirektoratet utarbeider hvert år prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC og metan). Prognosene er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp.

I samarbeid med SFT er det blitt utviklet rutiner og system for årlig rapportering av historiske utslipp fra feltene på sokkelen.

Direktoratet har i 1999 deltatt i myndighetenes forhandlingsdelegasjon for en frivillig avtale med industrien om reduksjon av utslipp av nmVOC fra bøyelasting. Det ble imidlertid ikke oppnådd enighet om en slik avtale.

Oljedirektoratet har, sammen med Olje- og energidepartementet, utarbeidet en årlig miljøpublikasjon som gir en oversikt over miljøaspektene på norsk sokkel. Direktoratet har også bidratt til Olje- og energidepartementets utarbeidelse av en sektorvis miljøhandlingsplan for olje- og energisektoren.

### 3.6 DISPONERING AV INNRETNINGER

I henhold til petroleumsloven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan 2-5 år før bruken av en innretning for-

ventes å opphøre eller tillatelsen utløper. Planen skal inneholde forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjon og disponering av innretningene.

Norske myndigheter har nedsatt et tverrdepartementalt utvalg som har som oppgave å utarbeide en nasjonal politikk for disponering av innretninger som har vært benyttet i petroleumsvirksomheten. Dette utvalget har også bidratt til det internasjonale arbeidet under Oslo- og Paris-konvensjonen (OSPAR).

Sommeren 1998 fattet OSPAR et vedtak om disponering av innretninger i konvensjonsområdet. Vedtaket betyr at følgende innretninger må tas på land:

- Undervannsinnetninger
- Flytende stålinnetninger
- Små faste stålinnetninger (understellsvekt < 10000 tonn)
- Øverste del av store faste stålinnetninger (dekkсанlegg og understellet ned til øverste del av pælene på innretninger med understellsvekt > 10000 tonn)
- Dekksanlegg på betonginnretninger

Unntak kan kun gjøres dersom innretningene kan tjene annen bruk eller dersom en samlet vurdering i det enkelte tilfellet viser at det er overveiende grunner for sjødisponering. Unntatt fra forbudet mot sjødisponering er nederste del av store faste stålinnetninger (understellsvekt > 10000 tonn) utplassert før 9.2.99 og understellet på betonginnretninger. Disse delene av innretningene kan vurderes fra sak til sak. Et forslag om sjødisponering skal fremmes for OSPAR.

Oljedirektoratet bistår Olje- og energidepartementet med å utforme en veiledning til avslutningsplan. I regi av det tverrdepartementale utvalget er det gjennomført et utredningsprogram for å vurdere disponering av rørledninger. Utredningsprogrammet ble fullført i 1999 og en sammenfatningsrapport er utarbeidet. Det planlegges å fremme saken for Stortinget våren 2000. For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt.

### 3.7 GRØNN STAT – GRØNT OD

Oljedirektoratet er en av 10 statlige etater som i løpet av to år prøver ut tiltak og systemer for å gjøre driften mest mulig miljøvennlig. Det legges vekt på å gjennomføre prosjektet slik at arbeidet senere kan videreføres i alle statlige virksomheter. Statens forurensningstilsyn er tillagt prosjektledelse, mens Miljøverndepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet sammen står ansvarlig for prosjektet, som startet opp i september 1998.

Prosjektet har seks innsatsområder: energiforbruk, innkjøp, bygg, transport, avfallshåndtering, bruk av informasjon- og kommunikasjonsteknologi (IKT).

Oljedirektoratet setter i dette prosjektet fokus på hvordan vi ved hjelp av IKT kan redusere vår egen miljøbelastning. Handlingsplanen med kvartalsvise fremdriftsrapporteringer er tilgjengelig på hjemmesiden <http://www.npd.no>.

## 4. Internasjonalt samarbeid

Ett av Oljedirektoratets hovedmål er å støtte internasjonaliserings- og bistandsarbeid gjennom aktiv bruk av direktoratets kompetanse og kontakter. Innsats relatert til dette målet skjer innenfor følgende kategorier:

- samarbeid med utviklingsland innenfor rammen av samarbeidsavtale med NORAD,
- samarbeid med stiftelsen PETRAD,
- samarbeid med russiske myndighetsorganer med støtte fra Utenriksdepartementet,
- samarbeid med petroleumsmyndigheter bilateralt og gjennom forskjellige internasjonale fora.

### 4.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 1999, finansiert av NORAD, omfattet ca fem årsverk. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, Namibia, Sør-Afrika, Mosambik, Eritrea, India, Bangladesh, Vietnam og Nicaragua. Oljedirektoratet har også fortsatt samarbeidet med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and South-East Asia (CCOP) og Southern Africa Development Community (SADC).

Oljedirektoratet har kommet langt i å nå NORADs målsetting om å etablere langsiktige samarbeidsavtaler med relevante institusjoner i de aktuelle land. Alle hovedprosjekter er regulert gjennom slike avtaler. I løpet av året er det arbeidet med nye avtaler for Angola og Bangladesh, disse prosjektene vil etter planen ta til neste år. Formen for det institusjonelle samarbeidet med de ulike land varierer og for en del av de større prosjektene forsøker en å bidra aktivt til utviklingen av den samarbeidende institusjon ved å tilby erfaring fra hele Oljedirektoratets virksomhetsområde både faglig og administrativt.

#### Nicaragua (Instituto Nicaragüence de Energia INE)

Aktiviteten i 1999 har i hovedsak vært rettet mot forberedelse av den planlagte 1. konsesjonsrunde som skal gjennomføres i 2000. Blant annet ble det arrangert en «promotion workshop» sammen med Petrad. Det også gitt assistanse i bruk av programvare for kartgenerering og i beredskapsplanlegging. Ut fra et faglig synspunkt vurderer OD at behovet for assistanse til INE i denne fasen er svært viktig for å kunne gjennomføre en utlysning og tildeling av blokker på en for landet tjenlig måte.

Fortsatt bistand til Nicaragua vil bli vurdert basert på en evaluering av det gjennomførte program.

#### Angola (Ministry of Petroleum MINPET)

Oljedirektoratet har i flere år vært involvert i NORADs engasjement knyttet til Angola. Flere angolnere er gitt opplæring i Oljedirektoratet og Angola har også mottatt støtte i forbindelse med sitt arbeid med lov og regelverk. Planer for et videre samarbeid er nå slutført og fremmet overfor NORAD. I den forbindelse ble det i løpet av sommeren avlagt et besøk i Angola. Beslutning om et institusjonelt samarbeid ble tatt av NORAD i slutten av 1999. Oljedirektoratet vurderer utstasjonering av rådgiver i Angola.

#### Namibia (Ministry of Mines and Energy – MME)

Oljedirektoratet har i tidligere år bistått med utforming av forskrifter og oppfølging av boreoperasjoner. Namibia har bygd opp en liten, men godt kvalifisert, petroleumsforsvaltning MME.

Namibia ønsker å skille ut forvaltningsoppgaver fra statsoljeselskapet NAMCOR slik at selskapet kan konsentrere seg om kommersielle oppgaver.

I løpet av 1999 ble det gjennomført 3 workshops i Windhoek. For å følge opp samarbeidsavtalen utstasjonerte OD en rådgiver i Windhoek 1.12.1999. En rekke aktiviteter er planlagt for år 2000, blant annet assistanse til utvikling av ny gass lovgivning, videreutvikling av tilsynsmetodikk, planlegging av promotering av namibisk sokkel, oppfølging av planer for gassutbygging etc.

#### Sør-Afrika (Department of Mineral Resources and Energy – DME)

Organisering av oppstrøms olje- og gassvirksomhet og etablering av rammebetingelser for markedsføring av naturgass i Sør-Afrika, organisering av omsetning av petroleum, organisering av statlige eierinteresser i petroleumssektoren og opplæring er viktige områder for norsk bistand til DME. Prosjektet ble startet for fullt våren 1999 med EDRC ved University of Cape Town som utførende institusjon på vegne av DME. Oljedirektoratet bistår EDRC i arbeidet og det er benyttet norske forskere og konsulenter. Prosjektet gjennomføres etter planen. ECON har fått flere utredningskontrakter innenfor "Downstream Gas" og "Liquid Fuel" prosjektene. ECON har etablert kontor i Cape Town for å håndtere disse. Oljedirektoratet har påtatt seg å utføre de første deloppgavene innenfor "Upstream Oil and Gas". En evaluering av prosjektarbeidet planlegges og vil sannsynligvis utføres våren 2000.

#### Mosambik (National Directorate for Coal and Hydrocarbons – NDCH)

Oljedirektoratet har fortsatt gitt støtte i forbindelse med utforming av lovgivning, ressurs-, rørlednings- og sikkerhetsregelverk og modellkontrakter for petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har videre assistert NDCH i oppfølging av planer for utbygging av gassfeltene Pande og Temane. Dersom prosjektene blir realisert, blir disse blant de største industriprosjektene i Afrika. I tillegg har planlegging av og oppbygging av et sentralt datalager for seismiske data og generell institusjonsstøtte vært viktige aktiviteter.

Det er nylig gjennomført en evaluering av prosjektet som vil være svært nyttig i forbindelse med en eventuell videreføring av programmet. Sannsynligvis vil det fremmes et forslag om en videreføring i løpet av våren 2000.

NDCH som organisasjon er vesentlig styrket ved at flere av de nytilsatte medarbeidere nå har gjennomført omfattende opplæringsprogrammer. Det er også gitt støtte til utvikling av planleggings- og styringssystemer for organisasjonen.

**Eritrea**

Oljedirektoratet har bistått vedrørende etablering av rammebetingelser, ressursplanlegging, utredning av miljøkonsekvenser, utredning av fremtidig gasstrategi, promotering av letearealer, datalagring og seismisk kartlegging. Ministry of Energy and Mineral Resources er hovedsamarbeidspartner.

Prosjektet avsluttes i år men det er fremdeles noen midler igjen som kan benyttes neste år. Det vil sannsynligvis ikke være mulig å forlenge prosjektet med nye midler før en varig våpenstillstand har kommet på plass. Etter at Anadaco har trukket seg ut etter tre tørre brønner, står Eritrea overfor en utfordrende oppgave med å tiltrekke seg ny kapital til fortsatt utforskning av petroleumspotensielt.

Gasstrategiutredningen ble fullført, men fremdriften i dette arbeidet ble forsinket på grunn av den politiske uro i Eritrea.

Det synes ønskelig å få repressert en del seismiske data for å forbedre datapakkene som brukes i markedsføringen av leteområdene. Dette arbeidet og eventuelt en promotion workshop synes å være aktuelle aktiviteter for 2000 innenfor de gjenstående midler.

**Bangladesh**

Oljedirektoratet har i en årrekke vært involvert i samarbeid med Bangladesh. De siste årene har samarbeidet vært avhengig av landets interne problemstillinger og spørsmålet om hvordan Bangladesh vil organisere sin petroleumsforvaltning. Det er nå besluttet å opprette en Hydrocarbon Unit under Ministry of Energy and Mineral Resources. I den forbindelse er det opprettet et prosjekt.

Prosjektet startet sommeren 1999. Etter at en representant fra Oljedirektoratet besøkte Dhaka i løpet av høsten vil Oljedirektoratet og HCU i fellesskap utarbeide en arbeidsplan for videre aktiviteter under prosjektet. En prosjektorganisasjon for implementering av prosjektet er under etablering i Oljedirektoratet.

**India (Directorate General of Hydrocarbons – DGH)**

Oljedirektoratet har bistått vår samarbeidspartner DGH med erfaringsoverføring innenfor en stor del av Oljedirektoratets ansvarsområde. Lagring av store datamengder, dataforvaltning generelt, ressursevaluering, utbyggingsplanlegging og gjennomføring av sikkerhetsrevisjoner er fokusområder for bistanden.

Prosjektet er i en avslutningsfase. DGH har foreslått at midler som var planlagt benyttet av DGH benyttes til økt bistand fra OD. En revidert aktivitetsplan/budsjett er til godkjenning hos Monitoring Unit.

For 2000 planlegges en workshop om sikkerhetssystemer og en videreføring av samarbeidet omkring metoder for ressursevaluering. I tillegg kan det være aktuelt å planlegge delegasjonsbesøk fra DGH til Oljedirektoratet. Det diskuteres også om en skal legge til rette for en direkte dialog mellom DGH og Monitoring Unit i Bangladesh.

**Vietnam**

Oljedirektoratet har videreført bistand vedrørende utvik-

ling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Hovedsamarbeidspartner er Petrovietnam (statsoljeselskap). SFT samarbeider om samme prosjekt.

Prosjektet er i avslutningsfasen og utkast til sluttrapport foreligger. En del aktiviteter vil bli utført frem til våren 2000 finansiert av gjenværende midler på prosjektet.

Totalt 10 workshops, 17 kurs, 1 forskrift, 3 veiledninger og 2 systemrevisjoner er blant produktene som er produsert under prosjektet.

Nye prosjektinnspill er presentert fra Petrovietnam for en videreføring av samarbeidet med Oljedirektoratet. Implementering av sikkerhetsregelverket i forhold til to store industriprosjekter (nytt raffineri og anlegg for produksjon, transport og anvendelse av naturgass) er foreslått som et satsingsområde for et nytt prosjekt, likeledes etablering av system for intern kvalitetssikring/sikkerhetsrevisjon i Petrovietnam.

Et program over 3 – 5 år med en årlig ramme på NOK 3 mill vil kunne ha betydelig effekt i forhold til implementeringen av det nye sikkerhetsregelverket. Representanter fra Oljedirektoratet vil bistå Petrovietnam i å fullføre prosjektsøknaden i januar 2000.

**CCOP**

Oljedirektoratet har ytt bistand til samarbeidsorganisasjonen i Øst og Sørøst Asia som arbeider for kartlegging av petroleumsressurser i området og legger planer for utnyttelse av disse ressursene. En geofaglig rådgiver fra Oljedirektoratet har arbeidet ved CCOPs sekretariat i Bangkok. Over tid er det blitt arrangert en rekke fagseminarer i området for medlemmer i organisasjonen, blant annet med assistanse fra PETRAD. Det er også gitt bistand i form av programvare og opplæring i bruk av moderne analysemetoder. Planene for videreføring av Resource Evaluation and Planning Project (REP) programmet ble også presentert på årsmøtet som ble avholdt i Hanoi høsten 1999. Oljedirektoratet planlegger med at en rådgiver kan være på plass i løpet av 1. halvår 2000 dersom prosjektplanene godkjennes av NORAD.

**PROSJEKTPLANER****SADC**

Det forberedes en arbeidsbeskrivelse for støtte til SADC fra Oljedirektoratet i prosessen med å omforme SADC TAU (Energy Sector: Technical and Administrative Unit, Luanda) til en energikommisjon. Oljedirektoratet antar at denne aktivitet vil starte fra årsskiftet.

Det arbeides også med et regionalt IT-prosjekt for geotekniske tjenester under SADC. Prosjektet tenkes styrt og operert av "the petroleum agency" i Sør Afrika. En rekke land har allerede signalisert at de er interessert i å benytte seg av denne tjenesten – uten at det har vært foretatt aktiv markedsføring. (Mosambik, Tanzania, Seychellene, Namibia).

Dersom denne modellen for implementering av regionale SADC prosjekter lykkes, vil det være aktuelt å ta frem

planene for tidligere forslag, slik som harmonisering av regelverk, kartlegging av grenseoverskridende bassenger, regionale kompetansefremmende tiltak etc. Ved å legge implementering og ansvar hos organisasjoner i regionen som har administrativ kapasitet og teknisk kompetanse vil sannsynligheten for å lykkes bli mye større og SADC kan indirekte nyte godt av å være den tilretteleggende organisasjon som er ansvarlig for finansiering. Denne operasjonsformen vil kunne kombineres med SADC energikommisjons nye status.

### Nepal

Nepal forbereder en søknad om institusjonsstøtte fra Hydrocarbon Promotion Project. Oljedirektoratet følger opp søknadsprosessen.

### Togo

Det avventes en avklaring fra NORAD om å implementere det planlagte prosjektet om bistand til revidering av petroleumsloven og støtte til "Policy seminar". NORAD vil komme tilbake til dette prosjektet når den politiske situasjon i Togo er akseptabel for vårt Utenriksdepartement med tanke på norsk støtte.

### Filippinene

På oppdrag fra NORAD assisterer Oljedirektoratet Department of Energy (DOE) Filippinene med utvelgelse av konsulent for å assistere DOE i prosjektet "Philippine Petroleum Resource Assessment". Prosjektet vurderes igangsatt tidlig 2000.

### Sao Tome

Det er gjennomført to runder forhandlingsstøtte til Sao Tome. Forhandlingene med Mobil er ført videre men det gjenstår ennå mange viktige punkter som må avklares før en avtale foreligger. Et addendum til nåværende kontrakt med Petroteam forberedes etter at en revidert arbeidsbeskrivelse er mottatt fra Sao Tome. Videre innsats på dette prosjektet bør vurderes etter hvilke resultater som foreligger etter de to neste forhandlingsrunder, det vil si februar/mars 2000.

## 4.2 SAMARBEID MED PETRAD

Som resultat av et prøveprosjekt, gjennomført av Oljedirektoratet for NORAD i perioden 1989-1993, ble Petrad etablert som en selvstendig stiftelse av Oljedirektoratet og NORAD 1. januar 1994.

Stiftelsens formål er å stille norsk erfaring og kompetanse innenfor ledelse og forvaltning av petroleumsressursene til disposisjon for ledere fra myndigheter og nasjonale oljeselskaper i Afrika, Asia, Latin-Amerika, Oceania og SUS. Dette gjøres ved å tilpasse seminarer etter forespørsel og behov fra myndigheter i ovennevnte regioner, i tillegg til årlig gjennomføring av to åtte ukers kurs, "Petroleum Policy and Management" og "Management of Petroleum Operations", i Stavanger. Alle Petrad-aktivitetene er tiltenkt topp- og mellomledere.

Gjennomføringen skjer ved at Petrad engasjerer personer med høy kompetanse innenfor petroleumsvirksomhet. Til nå har Petrad benyttet over 300 eksperter fra et femtittalls selskaper, institusjoner og myndigheter som forelesere og ressurspersoner på sine kurs og seminarer. Åtte-ukers kursene i Stavanger integrerer den samlede norske erfaring og kompetanse innenfor petroleumsforvaltning og ledelse. I form av ekskursjoner og sosiale arrangementer gir Petrad i tillegg sine kursdeltakere en omfattende innsikt i norsk petroleumsindustri og norsk kultur.

Med Oljedirektoratet og NORAD som stiftere, blir Petrad sett på som en nøytral representant og kunnskapsformidler fra det norske offentlige miljø. Tilbakemeldinger viser at Petrad har hatt en betydelig effekt som "døråpner" og kontaktskaper i mange land.

Petrads lokalisering i Oljedirektoratet gjør at direktoratet har et nært og utbytterikt samarbeid med stiftelsen. Oljedirektoratet deltar med forelesere og ressurspersoner både på kurs og seminarer i Norge og i utlandet.

I 1999 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av Petrads to årlige 8-ukers kurs "Management of Petroleum Development and Operations" og "Petroleum Policy and Management", gjennomført i Oljedirektoratets lokaler, denne gang med 46 deltakere fra 31 nasjoner.

Oljedirektoratet har i 1999 også bidratt ved gjennomføringen av følgende seminarer:

- «Promoting Petroleum Investment», Managua, Nicaragua
- «Development Technology for Offshore Oil and Gas Fields», Xian, Kina
- «IOR/EOR Projects», Genting Highlands, Malaysia
- «Petroleum Economics and Finance», Maputo, Mosambik
- «Management and Operations of Gas Pipeline Systems», Vung Tau, Vietnam

Denne aktiviteten bidrar til faglig eksponering mot og forståelse for andre kulturer, samtidig som den øker totalkompetansen for de involverte av direktoratets medarbeidere.

## 4.3 SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

### Årlige møter med danske og britiske myndigheter

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen delt mellom Storbritannia, Nederland, Tyskland, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt er svært forskjellige, er det mange likhetstrekk mellom feltene i Nordsjøområdet. Problemstillingene en står ovenfor som myndighetsorgan i forvaltningen av petroleumsressursene er således på mange måter felles i disse landene.

Oljedirektoratet har derfor i en årrekke hatt jevnlig møter med britiske og med danske ressursforvaltningsmyndigheter som for sin sokkel stort sett har det samme ansvarsområdet som direktoratet har for norsk sokkel. For britisk sokkel er det den tekniske delen av Oil and Gas



division i DTI (Department of Trade and Industry) som har ansvaret for den ressursmessige delen av lete-, utbyggings- og driftvirksomheten. For dansk sokkel er det Energi- styrelsen som har tilsvarende ansvar.

Hensikten med møtene er i hovedsak å utveksle meninger og erfaringer fra respektiv virksomhet. Britene ligger modningsmessig noen år foran oss med sin virksomhet. Det har derfor vært svært nyttig for oss å trekke på deres erfaringer når det gjelder økt utvinning, utvikling av småfelt og samordning. Danskene har helt spesielle problemstillinger knyttet til kalkfelt. Det har derfor vært nyttig å få førstehåndsinformasjon om deres erfaringer. Dataforvaltning og miljø er andre områder hvor det har vært svært nyttig å utveksle erfaringer. Det er også på disse områdene lagt opp til et nært samarbeid.

Det ble i løpet av 1999 ikke avholdt noe møte med danske myndigheter. Møtet med britene ble avholdt i London, 2.-3. desember. Tema for møtet var denne gangen en gjensidig gjennomgang av erfaringer og status.

**Årlige møter med andre lands myndigheter - letefasen**  
Siden 1983 har det vært avholdt årlige fagmøter mellom Oljedirektoratet og enheter i statsadministrasjonen i andre nord- og vesteuropeiske land med ansvar for leting etter olje og gass; England, Irland, Danmark, Tyskland, Nederland, Frankrike, Færøyene og Norge deltar på disse møtene.

Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene to ganger. I 1999 var Frankrike vertskap for arrangementet.

På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, lete- teknologiske, dataforvaltningsmessige problemstillinger, samt utfordringer som de ulike land står overfor for å finne nye olje- og gassressurser på en effektiv måte.

Den samlede ekspertise og erfaring på disse møtene er stor, og informasjonstilgangen viktig for hvert enkelt deltakerland med hensyn til utforming av optimale letestrategier.

**Årlige møter med andre lands myndigheter - fiskalmåling**

I de landene der norsk petroleum ilandføres, er myndighetenes ansvar og roller nedfelt i traktater og samarbeidsavtaler. Det er utstrakt samarbeid på myndighetssiden for å ivareta de enkelte lands krav til fiskalmåling. Et viktig forum i dette samarbeidet er årlige møter der en går gjennom status og videre aktiviteter på det måletekniske området. Oljedirektoratet har etablert samarbeidsavtaler med tyske, belgiske, britiske og franske myndigheter.

Arbeid med særskilte avtaler for hvert enkelt transport-system til Storbritannia har vært videreført i 1999 og forventes sluttført i 2000. Endring av Frigg-overenskomsten og rammeavtale om tilknytningsrørledninger ble ratifisert av Norge ved stortingsvedtak 9. juni 1999.

Oljedirektoratet har i 1999 fulgt opp tidligere initiativ overfor britiske myndigheter for klarlegging av behov for justering av eksisterende avtaleverk innenfor fiskal kvantumsmåling.

**Internasjonalt forskningssamarbeid om økt oljeutvinning**

Norge har siden 1979 deltatt i internasjonalt forskningssamarbeid i regi av International Energy Agency (IEA) om økt oljeutvinning ved avanserte metoder. Det er for tiden ni deltakerland, og samarbeidet består i det vesentlige i en forpliktelse til et visst forskningsomfang på bestemte områder, og i utveksling av resultater. Fra norsk side har dette samarbeidet for perioden 1986 til 1995 vært ivaretatt gjennom de statlige forskningsprogrammene SPOR og RUTH som har vært ledet fra Oljedirektoratet. Fra 1996 til 1999 er samarbeidsprosjektene finansiert via RESERVE-programmet til Norges forskningsråd.

Oljedirektoratet har siden 1986 ivaretatt norsk representasjon i den internasjonale styringskomiteen for dette IEA-samarbeidet.

**Bistand til Olje- og energidepartementet ved oppfølging av intensjonsavtaler med myndigheter i andre land**

Oljedirektoratet er engasjert i samarbeid med Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert under Norsk-Russisk forum for energi og miljø, som ledes av Olje- og energidepartementet. Det har i løpet av 1999 vært avholdt flere seminarer knyttet til dette samarbeidet, da i regi av det russiske Ministry of Fuel and Energy.

**Foredragsvirksomhet**

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1999 vært engasjert som foredragsholdere på en rekke internasjonale konferanser, workshops og lignende om ressursrelaterte spørsmål. Denne virksomheten er etterspurt og betraktes som meget viktig for å bidra til en gjensidig informasjons- og erfaringsutveksling. Internasjonalt er norsk sokkel i fokus når det gjelder leteeffektivitet, utbyggingsløsninger, ressursutnyttelse og bruk av ny teknologi. Åpenhet om både det totale ressursbildet og valgte løsninger på enkeltfelt har gitt grunnlag for teknologidriv og lovende samarbeidsrelasjoner mellom aktørene på sokkelen. Det er fortsatt stor interesse fra andre land om å få innsikt i norsk ressursforvaltning og myndighetenes aktive pådriverrolle i denne sammenheng.

#### 4.4 SAMARBEID INNENFOR SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING

**RUN ARC – HELHETLIG SIKKERHETS- OG MILJØREGIME FOR OLJE- OG GASSVIRKSOMHET PÅ RUSSISK KONTINENTALSOKKEL**

Oljedirektoratet har siden høsten 1997 deltatt i et treparts-samarbeid mellom russiske, amerikanske og norske (RUN) myndigheter for å se på muligheten for å utvikle et helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassaktivitetene på den delen av russisk kontinentalsokkel som ligger i Arktis (ARC).

På russisk side ledes prosjektarbeidet av Ministeriet for



Naturressurser. Ministeriet samarbeider nært med andre myndighetsorganer i Russland som på ulike måter har ansvar for regulering av olje- og gassvirksomheten i landet. Fra USA deltar Minerals Management Service (MMS), som er fagmyndighet på sikkerhet og miljø for blant annet olje- og gassvirksomheten til havs. På bakgrunn av erfaringene fra det tidligere "Boris"-prosjektet har norske politiske myndigheter bedt Oljedirektoratet ta ansvar for samarbeidet på norsk side. Utenriksdepartementet finansierer den norske delen av prosjektet.

Prosjektet er planlagt gjennomført i tre faser: forstudie, utvikling og implementering.

Første fase av prosjektet – forstudien - ble gjennomført fra september 1997 til desember 1998. I denne fasen har en undersøkt dagens situasjon i Russland på områder som sikkerhets- og miljølovgivning, myndighetsansvar, sikkerhetsstyring, beredskap, miljøovervåking ol. Resultatene av denne undersøkelsen er beskrevet i en rapport som også presenterer en rekke forslag for hva de russiske deltakerne i forstudien mener må gjøres for å utvikle et nytt sikkerhets- og miljøregime i Russland. Etter at forstudien ble avsluttet med en rapport i 1998, har den russiske arbeidsgruppen arbeidet med utkast til enkeltdokumenter som skal bote på noen av manglene som ble avdekket i forstudien. Av rapporten går det fram at situasjonen er uoversiktlig for dem som har behov for å ta seg fram i det russiske systemet, både når det gjelder regelverk og hvilke myndigheter som har hvilke fullmakter. Regelverket og myndighetsapparatet er på den ene siden preget av overlappende krav og fullmakter og på den annen siden er det områder der det ikke er tydelige krav eller definert myndighet.

Blant de tiltak som foreslås, er omarbeiding av en rekke lover og regler, samt å se på muligheten for å opprette ett organ som skal ha ansvar for regulering av sikkerhet og miljø i petroleumsvirksomheten på russisk kontinentalsokkel.

Det er forventet at en plan for de videre fasene av prosjektet vil bli utarbeidet innen første halvdel av 2000.

#### **SAMARBEID MED RUSSISK TILSYNSORGAN - «BORISPROSJEKTET»**

Etter at et tidligere treårig prosjekt ble avsluttet i 1997, ble samarbeidet med det russiske tilsynsorganet for sikkerhet i industrien - Gosgortekhnadzor - gjenopptatt i 1999. Aktivitetene i prosjektet var i 1999 konsentrert om sikkerhetsstyring og tilsynsmetodikk.

Russland vedtok i 1997 en ny lov om sikkerhet i risikoutsatt industri, der prinsippene om sikkerhetsstyring og selskapenes ansvar for sikkerheten blir stadfestet. For å bistå i arbeidet med innføring av denne loven, har Oljedirektoratet arrangert seminarer som har tatt for seg erfaringene fra norsk sokkel på disse områdene. Industriens eget ansvar når det gjelder styring av sikkerheten på installasjonene på norsk sokkel er blitt belyst gjennom presentasjoner fra både operatør- og entreprenørselskaper. Myndighetenes rolle i sikkerhetsarbeidet ble beskrevet med gjennomgang av

rammeverket og innføring i metodene for planlegging og gjennomføring av tilsynet med sikkerheten på norsk sokkel.

#### **INTERNASJONALE SAMARBEIDSORGANER**

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten som et minimum tilfredsstiller anerkjent internasjonal standard,
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling,
- bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng for å kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-organer, men også i mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitutioner. De viktigste samarbeidspartnerne i 1998 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- IRF - International Regulators Forum
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og regionaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonen UNEP IE - om miljøtiltak i petroleumsvirksomhet til havs,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlig konferanse om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlig konferanse om korrosjon og overflatebehandling,
- CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).
- Bilateralt samarbeid mellom Oljedirektoratet og tilsvarende tilsynsmyndigheter i Danmark, Nederland og Storbritannia.

#### **NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum**

På forvaltningsområdet helse, miljø og sikkerhet, deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjølands myndigheter med tilsynsansvar for petroleumsvirksomhet til havs er representert. Forumet har som mål å sikre en kontinuerlig forbedring av helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Medlemmene i NSOAF møtes i et årlig arbeidsmøtet,

hvor aktiviteten oppsummeres og nye oppgaver blir initiert og diskutert. Det er nedsatt to selvstendige arbeidsgrupper under forumet, og hvor Oljedirektoratet er representert.

En av gruppene arbeider med sikte på gjensidig aksept av metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav, som f.eks. "Safety Case" som er spesifikke for den enkelte flyttbare innretning. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Under denne arbeidsgruppen har det vært nedsatt revisjonsgrupper bestående av representanter fra flere av medlemslandene, som skulle gjennomføre felles revisjoner mot flyttbare boreinnretninger. Disse tilsynsaktivitetene ble slutført i 1999. Aktiviteten rettet seg særlig mot vedlikeholdsstyring og ble gjennomført mot til sammen fem boreinnretninger på forskjellige lands sokler. Erfaringene er oppsummert i en egen rapport og vurderes som meget positive, både med hensyn til utviklingen av en felles forståelse av landenes forskjellige regelverks- og tilsynsstrategier, og med hensyn til de faktiske funn og observasjoner som gjort. Erfaringene fra de internasjonale aktivitetene utgjør et viktig bidrag i det videre samarbeid i NSOAF-sammenheng for å samordne og harmonisere viktige områder i myndighetssammenheng i nordsjøbassenget.

Den andre arbeidsgruppen, som har dansk formann, skal søke å oppnå gjensidig aksept for kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene. Så langt er det oppnådd enighet mellom medlemslandene om hvilke elementer i opplæringsprogrammene som er gjensidig akseptable, og på hvilke områder det foreligger forskjellige krav. Som neste steg i arbeidet vil arbeidsgruppen se på mulighetene for gjensidig anerkjennelse av forskjellige typer spesialopplæring.

### IRF - International Regulators Forum

International Regulators Forum (IRF) ble etablert i 1994 av en gruppe myndigheter som ønsker å fremme en felles forståelse av saker som angår sikkerhet, helse og miljø.

Forumet legger til rette for utveksling av ideer og meninger om anvendte metoder og prinsipper for effektiv utøvelse av tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø, utveksler fakta om tilsynsvirksomheten og informere hverandre om aktuelle faglige problemstillinger, regelverksutvikling, mv.

Innenfor de muligheter og begrensninger som er satt ved de nasjonale rammer for virksomheten, vil dette bidra til å fremme en felles forståelse blant medlemmene når det gjelder forhold som: tilsynsmyndighetenes rolle, bruk av vir-

kemidler i tilsynet, tilsynsmetoder, kompetanseutvikling, forholdet mellom myndigheter og industri, mv.

Foruten Norge deltar Australia, Nederland, Canada, UK og USA i samarbeidet. Det vurderes å utvide antallet deltakerland.

Oljedirektoratet var høsten 1999 vertskap for det årlige møtet i forumet. Møtet hadde en omfattende dagsorden, som blant annet omfattet effektivisering av myndighetenes virkemidler. Sentrale emner i denne sammenheng var regelverksutvikling, sikkerhetsopplæring og utvikling av styringssystemer. Skaderapportering og standardisering ble også diskutert. Den tekniske delen av programmet omfattet problemstillinger rundt risiko knyttet til flyttbare innretninger, rapportering av arbeidsbetingede sykdommer og skader på innretninger, samt spørsmål omkring fjerning/disponering av innretninger.

### EU-kommisjonen

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EUs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs.

Dette arbeidet er underlagt EUs kommisjon "Safety and Health Commission for the Mining and Other Extractive Industries" (SHCMOEI), og arbeidet blir gjennomført av en arbeidsgruppe "Committee on Borehole Operations" – borehullskomiteen.

Borehullskomiteen følger blant annet opp arbeidet med å harmonisere krav sikkerhetsopplæring innenfor Nordsjølandene.

Borehullskomiteen viderefører også arbeidet vedrørende personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten til havs, og ser i denne sammenheng spesielt på løfteoperasjoner mellom fartøyer og faste/flyttbare innretninger.

### UNEP - United Nations Environment Programme

Oljedirektoratet er engasjert som bidragsyter i et forum for miljøspørsmål i petroleumsvirksomhet til havs i regi av FN-organisasjonen UNEP. Forumet er et interaktivt Internett-basert informasjonssystem med fri tilgang, og inneholder informasjon om forurensningskilder, virkninger av forurensning og om styring, teknologi, lovverk, opplæringstilbud mm.

Andre bidragsytere er nederlandske myndigheter, oljeindustrien gjennom E&P-forum og Brasils Petrobras, World Wildlife Fund og UNCTAD. Forumets Internett-adresse er: [www.natural-resources.org/offshore](http://www.natural-resources.org/offshore).

### 5.1 DELEGERINGER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1. oktober 1992. I tillegg er direktoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover, forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder:

- a) Petroleumsloven, lov 29. november 1996 nr 72  
*Herunder:*  
Petroleumsforskriften, kgl res 27. juni 1997  
Sikkerhetsforskriften, kgl res 27. juni 1997  
Styringssystemforskriften, kgl res 27. juni 1997  
Sikkerhetssoneforskriften, kgl res 9. oktober 1987
- b) Arbeidsmiljøloven, lov 4. februar 1977 nr 4  
*Herunder:*  
Arbeidsmiljøforskriften, kgl res 27. november 1992
- c) CO<sub>2</sub>-loven, lov 21. desember 1990 nr 72
- d) Røykeloven, lov 9. mars 1973 nr 14
- e) Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster, lov 21. juni 1963 nr 12  
*Herunder:*  
Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m v, kgl res 31. januar 1969
- f) Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumforekomster på Svalbard, kgl res 25. mars 1988

### 5.2 VIRKSOMHETSPLAN

Den årlige virksomhetsplanen er utformet på grunnlag av retningslinjer for og krav til ODs virksomhet slik de er beskrevet i tildelingsbrevet. Planen består av et overordnet mål og seks hovedmål med underliggende resultatmål og aktivitetsplaner. Overordnet målsetting ble justert høsten 1999.

Oljedirektoratet skal bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med forankring i forsvarlig ressursforvaltning, sikkerhet og miljø.

De seks hovedmålene var i 1999:

1. Videreutvikle OD som en profesjonell organisasjon med et høyt faglig nivå i nasjonal og internasjonal sammenheng
2. Se til at petroleumsvirksomheten drives sikkert og at ressursene utnyttes forsvarlig i et helhetlig og langsiktig perspektiv
3. Holde oversikt over og vurdere nåværende og fremtidige petroleumsaktiviteter, petroleumsressurser og sikkerhetsnivå på norsk kontinentalsokkel
4. Utvikle rammeverket kontinuerlig slik at det er hensiktsmessig og tilpasset den nasjonale og internasjonale utviklingen

5. Bidra til at Norge blir et foregangsland for miljømessige hensyn i petroleumsvirksomheten
6. Støtte internasjonaliserings- og bistandsarbeid ved aktiv bruk av ODs kompetanse og kontakter

### 5.3 ORGANISASJONSENDRINGER

Divisjon for ressursforvaltning ble omorganisert til en teambasert organisasjon med virkning fra 1.2.1999. Divisjonen ledes nå av et team sammensatt av divisjonsdirektør, fire fagkoordinatorer og åtte prosessveiledere. Ca 40 selvstyrte team arbeider med produktrettede oppgaver. Omorganiseringen førte også til endringer ved avdelingskontoret i Harstad, da hver medarbeider nå rapporterer direkte til den enheten de er tilknyttet i Stavanger.

På bakgrunn av et forprosjekt i 1998, besluttet oljedirektøren å gjennomføre et organisasjonsutviklingsprosjekt - «OD 2000 og framover» - i løpet av 1999 og 2000. Visjonen er å skape et helhetlig og effektivt OD som kan møte kommende utfordringer i olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Prosjektet har en bred forankring i organisasjonen med egen styringsgruppe, programkomite og tre arbeidsgrupper. I tillegg er det brukt rådgivere fra eksterne konsulentfirma. Arbeidet skjer gjennom interne møter og seminarer. I 1999 er det utarbeidet program for prosjektet, rapport om eksterne utfordringer og muligheter, og oversikt over dagens arbeidsprosesser. Videre er det gjennomført en arbeidsmiljøanalyse, og forbedringsarbeidet er påbegynt.

I løpet av 2000 skal prosjektet konkretisere forutsetningene og premissene for organisering av framtidens OD og deretter utarbeide organisasjonsmodell for å møte disse kravene. Etter planen skal ny organisasjonsform iverksettes fra årsskiftet 2000/2001.

### 5.4 PERSONALE

372 tilsatte var i tjeneste ved utgangen av 1999. 20 medarbeidere hadde permisjon. Kjønnfordelingen er 58 prosent menn og 42 prosent kvinner, som i 1998.

Det ble tilsatt 18 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom 8 fra oljerelatert virksomhet, 8 fra annen privat virksomhet eller offentlig virksomhet og to direkte fra utdanningsinstitusjon.

14 medarbeidere har fratrudd sine stillinger, herav 7 som pensjonister. Avgangen utgjør 3,8 prosent.

Det er utarbeidet en ny overordnet kompetanseutviklingsplan. Planen legger opp til en økt felles satsing av medarbeidernes kompetanse på alle nivå.

Det ble i 1997 satt som mål å øke andelen kvinnelige ledere på topp- og mellomledernivå til minst 30 prosent innen år 2001. Andelen kvinner i slike stillinger var på 23 prosent i 1999. Dette er en oppgang på fire prosentpoeng fra året før.

## 5.5 BUDSJETT/ØKONOMI

### Utgifter

Til Oljedirektoratets drift er det i 1999 benyttet kr 267.792.637,-.

Beløpet fordeler seg slik:

|  |                    |
|--|--------------------|
| Driftsutgifter                         | 228.780.250        |
| Tilsynsutgifter                        | 13.942.260         |
| Geologiske og geofysiske undersøkelser | 25.070.127         |
| <b>Totalt</b>                          | <b>267.792.637</b> |

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 148.929.350,- (inkl. arbeidsgiveravgift), bygningers drift og leie av lokaler utgjør kr 32.176.688,- og utgifter i forbindelse med konsulentbistand beløper seg til kr 8.248.082,-.

De resterende utgiftene, kr 39.426.130,-, er utgifter til reiser, opplæring, edb-drift og nyinvesteringer i utstyr mv.

Utover ordinær drift ivaretar Oljedirektoratet følgende:

|                                      |                   |
|--------------------------------------|-------------------|
| Samarbeidsprosjekter                 | 9.901.589         |
| Oppdragsvirksomhet                   | 15.892.209        |
| Tilskudd til stiftelsen PETRAD       | 3.000.000         |
| Prosjektsamarbeid overfor Øst-Europa | 804.345           |
| <b>Totalt</b>                        | <b>26.598.143</b> |

### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub>-avgifter på til sammen kr 7.044.615.208,- har Oljedirektoratet mottatt kr 97.423.612,- i inntekter:

|                                      |                   |
|--------------------------------------|-------------------|
| Gebyr- og avgiftsinntekter           | 2.917.586         |
| Oppdrags- og samarbeidsinntekter     | 25.998.782        |
| Refusjon av tilsynsutgifter          | 53.119.448        |
| Salg av undersøkelsesmateriale       | 3.600.185         |
| Salg av publikasjoner                | 2.286.225         |
| Ymse inntekter                       | 1.945.942         |
| Inntekter barnehagen                 | 3.359.100         |
| Refusjon (husleie)                   | 788.779           |
| Refusjon av arbeidsmarkedstiltak     | 658.871           |
| Refusjon av fødsels-/adopsjonspenger | 2.563.694         |
| Refusjon lærlinger                   | 185.000           |
| <b>Totalt</b>                        | <b>97.423.612</b> |

## 5.6 INFORMASJON

Oljedirektoratets tidsskrift Sokkelspeilet, som ble lansert høsten 1998, utgis kvartalsvis i norsk og engelsk versjon. Hovedmålet med tidsskriftet er å gjenspeile aktiviteten på den norske kontinentalsokkelen. Sokkelspeilet skal gi bakgrunn og vurdere konsekvenser, sammenhenger og ringvirkninger samt fokusere på hovedtrekkene ved den norske petroleumsvirksomheten. Målgruppen for tidsskriftet er norske og andre lands myndigheter, oljeindustrien og næringslivet ellers, utdannings- og forskningsinstitusjoner, media, fagforeninger og samfunnet generelt.

Sokkelspeilet er omfattet med stor interesse. Gode tilbakemeldinger samt et fordoblet antall abonnenter i løpet

av det første året, viser at tidsskriftet har vært en riktig satsing for Oljedirektoratet.

Årsberetningen har en sentral plass i Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet. Det samme har kontinentalsokkelkartet som i 1999 ble utgitt med utvinningstillatelser per 9. juni samme år.

I løpet av 1999 ble det sendt ut 40 pressemeldinger fra Oljedirektoratet, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner. Internbladet "Oss Direkte" utkom med tre nummer, og internpublikasjonen "Info-ekspressen", som inneholder avisklipp fra petroleumsrelaterte nyheter fra inn- og utland, ble produsert cirka 25 ganger.

Andre publikasjoner som ble utgitt i 1999, er listet opp i neste punkt.

Oljedirektoratets hjemmeside på Internett kan leses på <http://www.npd.no>. Den inneholder blant annet spesialrapporter og informasjon om direktoratets arbeidsområder. Pressemeldinger, daglig postjournal og referanser til nye publikasjoner legges inn fortløpende. Informasjonen er på norsk og engelsk og gir mulighet for fritekstsøking. Publikum kan abonnere på pressemeldinger ved selv å registrere sin e-postadresse på hjemmesiden. Det var i gjennomsnitt 34 000 oppslag på hjemmesiden per måned – en øking på 30 prosent fra 1998.

Bruken av den nordiske referansedatabasen OIL via internett <http://www2.interpost.no/oil/> økte med 19 prosent til 50.000 oppslag i 1999. Det var i overkant av 4000 oppslag per måned fordelt på ca 700-800 forskjellige institusjoner. Operatørselskapene er fortsatt de største brukerne av OIL, men mange skoler er også flittige brukere av basen. Det er laget hyperlenker til flere tidsskrifter som er tilgjengelige i fulltekst. Basen er også tilgjengelig fra Oljedirektoratets hjemmeside.

1500 søknader om dokumentinnsyn etter offentlighet-sloven er effektivert. Dette er en økning på 50 prosent fra fjoråret. Direktoratets offentlige postlister sendes daglig til en felles statlig database over postjournaler. Et utvalg av norsk presse har tilgang til basen. Bestillingene overføres elektronisk til Oljedirektoratet. De offentlige postlistene har siden sommeren 1999 også vært tilgjengelige fra vår hjemmeside under "Informasjonstjenester".

Et internt femårig prosjekt i elektronisk saksbehandling (EISak) startet i 1999. Målsettingen er å heve kvalitet og effektivitet i saksbehandlingsprosessen ved hjelp av IT-støtte. Prosjektet har i år hatt hovedfokus på:

- arbeidsflytsystem til uttesting av samtykkeprosessen
- innsamling av nasjonalbudsjettdata på ekstrasettet SOIL i programvaren WebWare
- oppretting av et elektronisk testarkiv.

## 5.7 PUBLIKASJONER UTGITT I 1999

Publikasjonslisten inneholdt 153 ulike publikasjoner, av disse var 35 nyutgivelser. 14 publikasjoner kan leses i fulltekst på hjemmesiden på Internett, blant annet er Sokkelspeilet lagt ut fra og med nr. 2/1999.

Oppdatert publikasjonsliste finnes på vår hjemmeside <http://www.npd.no> under "Informasjonstjenester".

#### Lover, forskrifter, veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1999. Samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1. juni 1999.
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift om arbeidervern og arbeidsmiljø
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling mv
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap mv
- Forskrift om bærende konstruksjoner mv
- Forskrift om elektriske anlegg mv
- Forskrift om rørledningssystemer mv
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg mv
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer mv
- Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet mv
- Forskrift om fiskal kvantumsmåling av olje og gass mv
- Forskrift om brensel- og fakkalgassmåling ved beregning av CO<sub>2</sub>-avgift mv

- Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner mv
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten
- Grenseflater til sokkelovgivningen
- Interfaces in legislation applicable to the Norwegian continental shelf

#### Andre publikasjoner

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Sokkelspeilet
- Norwegian Petroleum Diary
- Oljedirektoratets årsberetning 1998
- NPD Annual report 1998
- Rapport fra dykkedatabasen DSYS 1998
- Miljø 1999 - Petroleumssektoren i Norge
- Environment 1999 - The Norwegian Petroleum Sector
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1998
- Petroleumssressursene på norsk kontinentalsokkel 1999
- The petroleum resources on the Norwegian continental shelf 1999
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells
- Borehole list - Exploration Drilling
- Development Wells



5.8 ORGANISASJONSKART

