



# Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1997

# Oljedirektoratet

## ÅRSBERETNING 1997

Oljedirektoratet skal legge til rette for høyest mulig verdiskapning og bidra til at petroleumsvirksomheten drives sikkert, at ressursene utnyttes forsvarlig og at miljømessige hensyn ivaretas.

Oljedirektoratet ble opprettet i 1972 og har ca 350 stillinger. Det er underlagt Olje- og energidepartementet i ressursforvaltnings- og administrative saker og Kommunal- og regionaldepartementet i spørsmål om sikkerhet og arbeidsmiljø. Innenfor saksområdet CO<sub>2</sub>-avgift utøver direktoratet myndighet på vegne av Finansdepartementet.

Oljedirektoratets viktigste oppgaver er å ha best mulig kunnskap om oppdagede og uoppdagede petroleumssressurser på den norske kontinentalsokkelen, føre tilsyn med at rettighetshaverne forvalter ressursene på en effektiv og forsvarlig måte og føre tilsyn med at regelverket overholdes slik at det etableres, opprettholdes og videreutvikles et forsvarlig sikkerhetsnivå og arbeidsmiljø. Oljedirektoratet har også en viktig rolle når det gjelder å påvirke industrien til å utvikle løsninger som er til beste for samfunnet.

Oljedirektoratet gir råd til foresatte departementer og er delegert myndighet til å fastsette forskrifter og fatte vedtak om samtykke, pålegg, fravik og godkjenninger etter regelverket.

Gjennom sin virksomhet skal Oljedirektoratet bidra til at Norge blir et foregangsland i miljøspørsmål.

Oljedirektoratet skal også gi nøytral informasjon om petroleumsvirksomheten til næringen, medier og samfunnet ellers.

Oljedirektoratet  
Prof. Olav Hanssensvei 10  
Postboks 600  
4001 Stavanger

Telefon: 51 87 60 00  
Telefaks: 51 55 15 71  
" 51 87 19 35

Internett: <http://www.npd.no>  
Internett: [postboks@npd.no](mailto:postboks@npd.no)  
X400: c=no a=telex p=npd s=postboks

# Forord

## Ressurstilvekst og produksjon

Den samlede ressurstilveksten i felt og funn på norsk sokkel i 1997 er beregnet til ca 200 millioner Sm<sup>3</sup> olje, ca 100 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 50 millioner tonn NGL. Dette innebærer at anslagene for de totale utvinnbare petroleumressursene er ca 12,8 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter, fordelt på ca 6,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og ca 6,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Ressurstilveksten som følge av nye funn i 1997 utgjør ca 100 millioner Sm<sup>3</sup> olje/NGL og ca 200 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Justeringer av anslagene for de utvinnbare ressursene i tilknytning til eldre felt og funn omfatter en økning på ca 150 millioner Sm<sup>3</sup> olje og en reduksjon på ca 50 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Anslagene for de uoppdagede ressursene er ikke endret i løpet av 1997. Den beregnede gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljeressursene i oljefelt i produksjon og under utbygging har økt fra ca 41% i 1996 til ca 43% i 1997. Dette tilsvarer et volum på ca 100 millioner Sm<sup>3</sup> olje som har blitt flyttet i verdikjeden fra å være oljeressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinning til å inngå som en del av oljereservene i felt.

I 1997 ble det produsert ca 176 millioner Sm<sup>3</sup> olje (3,06 millioner fat per dag), 10 millioner tonn NGL/kondensat og ca 67 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. To tredjedeler (ca 44 milliarder Sm<sup>3</sup> gass) ble solgt, mens den resterende tredjedelen ble brukt til injeksjon på norsk sokkel for å få ut mer olje. Produksjonen av olje og NGL/kondensat var i 1997 ca 2 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. høyere enn i foregående år. Dette var ca 4% lavere enn prognosert, og har sin årsak dels i forsinket produksjonsstart fra enkelte nye felt og dels i tekniske forhold på felt som tidligere er satt i produksjon.

## Økt utvinning

Oljedirektoratet arbeidet i 1997 videre med utfordringer knyttet til tiltak for å øke utvinningen. Erfaringer så langt med gassinjeksjon og vann-alternerende-gassinjeksjon (VAG), samt potensialet for økt oljeutvinning og myndighetenes virkemidler i denne sammenheng ble blant annet vurdert. En publikasjon om økt oljeutvinning ble utgitt i november 1997. Denne er også tilgjengelig på Oljedirektoratets hjemmeside på internett. Rapporten omhandler ressurspotensialet, teknologiutvikling, gassinjeksjon, industrisamarbeid og miljøhensyn knyttet til de ulike tiltakene. Industrisamarbeidsforumet FORCE hadde nok et aktivt år. Det ble arrangert flere seminarer om økt utvinning, og gjennom FORCE ble det arbeidet for å identifisere hvilke problemområder som må løses for å realisere enda mere av det identifiserte utvinningspotensialet for olje. Per 31.12.1997 er det anslått til 840 mill Sm<sup>3</sup> olje.

I 1997 er det etablert en metodikk for estimering av potensialet for økt utvinning på grunnlag av Oljedirektoratets nye ressursklassifikasjonssystem. Generelt har det vært stor internasjonal interesse for de erfaringene som er gjort for å øke utvinningen fra feltene på norsk sokkel. Oljedirektoratet er representert i styringskomiteen for International Energy Agency-samarbeidet om økt oljeutvinning.

## Utbygging

Oljedirektoratet har behandlet plan for utbygging og drift for Yme-Gamma Sørøst-forekomstene, Ula-Trias-forekomstene, Jotun, Troll Olje gassprovins, Eldfisk vanninjeksjon, Oseberg Sør og Gullfaks Satellitter Fase 2. I tillegg er en betinget plan for Valhall vanninjeksjon vurdert. Oljedirektoratet har behandlet plan for anlegg og drift for gasseksport fra Norne, Heidrun og Gullfaks Sør, samt for Troll Oljerør II.

Året 1997 har vært preget av arbeidet med å ta beslutninger for å møte leveranseforpliktelsene av gass til kontinentet og samtidig ivareta det voksende injeksjonsmarkedet på sokkelen. Oljedirektoratet har vurdert de ulike alternativene og tilhørende tilknytningspunkt for å avklare hva som samfunnsøkonomisk sett, er den optimale feltutvikling og bruk av infrastruktur.

Oljedirektoratet la i 1997 frem en oppdatert rapport med oversikt over petroleumfunn som ennå ikke er besluttet bygd ut på norsk kontinentalsokkel. Bare en liten andel av funnene er tidskritiske, det vil si at de må bygges ut i løpet av de nærmeste årene for å kunne utnytte nærliggende infrastruktur. Disse funnene ligger i nærheten av Frigg- og Heimdalinnretningene og inneholder i hovedsak gass.

## Nye funn

Den viktigste begivenheten i 1997 når det gjelder leting etter olje og gass, var at det ble startet leteboring i de to dypvannsområdene Mørebasenget og Vøringbasenget. To brønner ble avsluttet i 1997 og begge gjorde betydelige funn av gass. Det ble påvist ca 40 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass på Nykhøgda (6707/10-1) og ca 100 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass på Ormen Lange-domen (6305/5-1). Begge funnene kan inneholde større ressurser enn det som er påvist så langt, spesielt gjelder det funnet på Ormen Lange-domen. I alt ble det avsluttet 35 undersøkelsesbrønner og 12 avgrensingsbrønner, samt en undersøkelsesbrønn som ble oppgitt. Til sammen ble det gjort sytten nye funn, elleve i Nordsjøen og seks i Norskehavet, ti oljefunn og sju gass- eller gass/kondensatfunn. På Haltenbanken ble det store gass/kondensatfunnet 6406/2-3 Kristin påvist. Det arbeides allerede med utbyggingsplaner for dette funnet i en samordnet utbygging med tidligere funn i det som foreløpig kalles Haltenbanken Sør-utbyggingen. I Nordsjøen ble det gjort en rekke oljefunn og et gass/kondensatfunn. De mest interessante funnene er de som ligger i områder med infrastruktur, som 25/7-5, 25/8-10 S og 25/8-11 nær Jotun og Balder, 9/2-7 S ved Yme, samt det lovende gass/kondensatfunnet 16/7-7 S nær Sleipner. De øvrige funnene som er gjort er små. Det ble foretatt flere vellykkede avgrensingsboringer som har ført til oppjustering av ressursanslagene for funn som er gjort tidligere. Dette gjelder blant annet 15/5-5-funnet og 35/11-4 R Fram. Den samlede ressurstilveksten fra letevirkksomheten i 1997 er beregnet til å være ca 100 millioner Sm<sup>3</sup> olje/kondensat og mer enn 200 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

## Miljø

Den økende oppmerksomheten omkring miljøspørsmål og direktoratets ansvar og oppgaver på miljøområdet er blitt synliggjort gjennom overordnede mål og aktivitetsplaner.

Prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, CH<sub>4</sub> og KFK er utarbeidet. Rutinene for prognosering av utslipp til luft er endret og baseres nå i større grad enn tidligere på innrapporteringer fra operatørene. Omleggingen vil på sikt medføre en rasjonaliseringsgevinst og bedret kvalitet på utslippsprognosene. Prognosene viser en viss oppjustering av forventede utslipp i tiden fremover. Det er derfor gledelig at industrien i stadig sterkere grad tar i bruk ny miljøvennlig teknologi i forbindelse med nye utbyggingsplaner. Samtidig er tiltak for å redusere utslippene både på nye og eldre innretninger definert som et satsningsområde i alle selskapene.

I 1997 var CO<sub>2</sub>-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet ca 8,4 millioner tonn, noe som tilsvarte en økning på ca 6 prosent i forhold til 1996. CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert enhet økte med ca 1,7 prosent.

Det er gjort et omfattende arbeid knyttet til å kartlegge mulighetene for å forsyne innretninger på norsk sokkel med elektrisk kraft fra land. I samarbeid med Norges vassdrags- og energiverk er det utarbeidet en rapport om dette. Arbeidet har gitt verdifull innsikt i teknologialternativer og økonomiske konsekvenser ved elektrifisering. Resultatene vil kunne komme til nytte i forbindelse med vurdering av nye utbyggingsprosjekter for å finne fram til mest mulig energieffektive løsninger.

Som en del av myndighetenes oppfølging av MILJØ-SOK-arbeidet, arrangerte Oljedirektoratet i nært samarbeid med operatørselskapene, et seminar om erfaringsoverføring innenfor miljøområdet. Seminaret samlet stor interesse i industrien og det videre arbeidet skal følges opp i nært samarbeid med MILJØSOKs råd og sekretariat.

## Feltens avslutningsfase

Oljedirektoratet har startet arbeidet med å finne metoder for vurdering av driftseffektiviteten til de store feltene som er i eller nærmer seg avslutningsfasen. Det er fokusert på en generell beskrivelse av driftsfasen, bruk av indikatorer og sammenligninger mellom feltene når det gjelder driftseffektivitet, og særlig problemstillingene som kan forventes å oppstå i avslutningsfasen på et felt.

Avslutningsplan for Tommeliten Gamma og Øst Frigg er behandlet. Oljedirektoratet har vært opptatt av at gjenværende ressurser i størst mulig grad blir produsert før nedstengning.

## Dataforvaltning

I en situasjon der både informasjonsmengden stiger og informasjonsteknologien utvikler seg i rask tempo, er det avgjørende for effektiviteten i oljevirkosheten at ny teknologi blir tatt i bruk. Oljedirektoratet har engasjert seg betydelig i å etablere felles dataløsninger for mange oljeselskap gjennom DISKOS-prosjektet, og målrettet arbeidet for å redusere unødvendig rapportering til myndighetene. Samtidig bruker Oljedirektoratet store 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 er friggitt, stilles til rådighet for industrien på en effektiv måte. Oljedirektoratet har deltatt i ulike industri-tiltak for standardisering av datamodell og begrepsapparat. Petroleumsregisteret som Oljedirektoratet nå har fått ansvar for, er ajourført med hensyn til både programverktøy og datainnhold.

## Ulykker og hendelser

Innenfor direktoratets myndighetsområde i petroleumsvirksomheten inntraff det ingen ulykker med dødelig utgang i 1997. Den 8. september 1997 inntraff imidlertid en tragisk ulykke som krevde 12 menneskeliv, da et Super Puma helikopter havarerte på vei fra Brønnøysund til Norefeltet utenfor Helgelandskysten. Hendelsen har bidratt til å rette søkelyset mot økende bruk av helikoptertransport som følge av utilstrekkelig boligkapasitet på innretningene. Press på boligkapasiteten skyldes blant annet økt tidspres i utbyggingsprosjektene. I flere tilfeller er innretninger blitt installert på feltet før disse er ferdigstilt, noe som har medført at deler av arbeidsstyrken må dagpendle til andre innretninger fordi boligenheten ikke er dimensjonert for en midlertidig økt bemanning.

Det inntraff heller ikke i 1997 noen ulykker som førte til alvorlig skade på miljøet eller til betydelige materielle tap eller produksjonsavbrudd. Fremdeles inntreffer det imidlertid mange gasslekkasjer på innretningene. Dette opptar Oljedirektoratet, først og fremst på grunn av det store skadepotensialet ved denne type uønskede hendelser.

Frekvensen av ulykker med personskade har holdt seg på omtrent samme nivå de siste fem årene. Selv om direktoratet totalt sett ikke anser skadefrekvensen i petroleumsvirksomheten som spesielt høy, mener Oljedirektoratet at skader kan unngås, og at en målrettet innsats på dette området fortsatt er nødvendig. 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.

Antall innmeldte tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer har fortsatt å øke i 1997, men direktoratet har grunn til å tro at dette henger sammen med at rapporteringen av slike sykdommer stadig blir bedre. 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.

## Sikkerhetsmessige utfordringer

Erfaringene fra tilsynet viser at petroleumsvirksomheten totalt sett skjer innenfor forsvarlige rammer og i all hovedsak i samsvar med regelverkskrav til sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynet har imidlertid vist at det fortsatt er et

forbedringspotensial i enkelte aktørers styringssystemer. Det er en forutsetning for myndighetenes tilsyn at disse systemene er på plass, at de fungerer som forutsatt og at de bidrar til en kontinuerlig forbedring som fører til målbare resultater.

Internasjonalisering, konkurranseutsatthet og lav oljepris over tid, har ført til økte krav til kostnadseffektivisering ved utbygging og drift. Den teknologiske utviklingen har bidratt til å gjøre det mulig å innfri kravene, samtidig som det skapes muligheter for leting og utvinning på nye, krevende områder. Utviklingen representerer like fullt en rekke utfordringer for industrien og i utøvelsen av forvaltningsoppgavene knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø.

I fremtidige utbygginger vil det i økende grad bli tatt i bruk flyttbare innretninger, også for produksjonsformål. Direktoratet har i 1997 videreført arbeidet med å legge til rette for å kunne imøtekomme næringens behov for økt forutsigbarhet for flyttbare innretninger i forhold til sokkelregelverket.

### **Internasjonalt samarbeid**

Oljedirektoratet har også i 1997 hatt et betydelig internasjonalt engasjement. Den pågående internasjonaliseringsprosessen i den norske petroleumsindustrien, har ført til organisatoriske tilpasninger i Oljedirektoratet. En egen enhet ble opprettet for å samordne og effektivisere vårt arbeid. En intern gruppe har vært i virksomhet for å kartlegge det totale engasjement og fremme forslag til videre aktiviteter. Det har vært bred deltagelse i internasjonale fagforum og det faglig samarbeid i Nordsjøregionen er blitt ivaretatt. Oljedirektoratet har etablert god kontakt med INTSOK, som koordinerer et samarbeid mellom industri og myndigheter for å styrke internasjonaliseringen. Samarbeidet med NORAD for å bistå utviklingsland innenfor petroleumsforvaltning har fortsatt i 1997. Likeledes har Oljedirektoratet bistått Petrad i gjennomføringen av en rekke seminarer og konferanser i inn- og utland.

Det er fortsatt stor interesse for den norske modellen for forvaltning av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomhet til havs. En rekke land ønsker å etablere et regelverk som gjennom resultatorienterte krav setter klare mål for virksomheten, samt et tilsynsordning hvor helhetstenkning, myndighetskoordinering og partssamarbeid er sentrale elementer, og har bedt om Oljedirektoratets bistand i arbeidet med å utvikle en slik forvaltningsmodell.

### **Regelverksutvikling**

Ny petroleumslov trådte i kraft fra 1. juli 1997. Fra samme

dato ble en rekke forskrifter på kgl res nivå gjort gjeldende. Oljedirektoratet har bistått Olje- og energidepartementet og det daværende Kommunal- og arbeidsdepartementet med å utarbeide disse forskriftene, som omfatter petroleumsforskriften, sikkerhetsforskriften, styringssystemforskriften, refusjonsforskriften og petroleumsregisterforskriften.

På ressursforvaltningsområdet er det satt i gang arbeid med å utarbeide temaveiledninger for sentrale områder under petroleumsforskriften, under ledelse av Olje- og energidepartementet. Videre arbeides det med å modernisere regelverket med sikte på forenkling og funksjonalisering, blant annet ved å utarbeide en samleforskrift for ressursforvaltningsområdet.

Direktoratet har som mål å videreutvikle rammeverket slik at det er tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling og fremstår som et hensiktsmessig styringsverktøy.

I forholdet til sikkerhetsforvaltningen innebærer den nye loven ingen vesentlige endringer som får direkte betydning for sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten. Loven klargjør imidlertid på en bedre måte enn tidligere aktørenes ansvar for styring av egen virksomhet.

På bakgrunn av det nye overordnede lovverk, satte Oljedirektoratet i 1997 i gang et arbeid for ytterligere forenkling og klargjøring av regelverket. Det nye regelverket er planlagt å tre i funksjon i år 2000. Det arbeides med en skisse hvor antall tematiske forskrifter blir redusert fra de nåværende 14 til 4 forskrifter, innenfor områdene styring, operasjon, teknologi og dokumentasjon.

Denne regelverksreformen har ikke som mål å skjerpe 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.

Som et ledd i arbeidet med å overføre mest mulig av Oljedirektoratets veiledninger til industristandarder, har direktoratet også i 1997 deltatt aktivt i internasjonale og nasjonale standardiseringsarbeider med relevans for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har i denne sammenheng gjennomgått utkastene til standarder som ble utarbeidet under NORSOK-initiativet. Med noen få unntak tilfredsstillende standardene direktoratets krav til sikkerhet og arbeidsmiljø, og vil således kunne vises til i framtidig regelverk.

Stavanger, 20. april 1998

Gunnar Berge  
oljedirektør



# Innhold

<b>1. RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK SOKKEL</b>	9	1.5.8	30/6-17 R	50
<b>1.1 Ressursregnskapet</b>	9	1.5.9	35/9-1 Gjøa	50
<b>1.2 Felt med avsluttet produksjon</b>	14	1.5.10	6406/2-1 Lavrans	50
1.2.1 Mime	14	1.5.11	6406/3-2 Trestakk	51
1.2.2 Nordøst Frigg	14	1.5.12	6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord	51
1.2.3 Odin	14	1.5.13	7121/4-1 Snøhvit	52
<b>1.3 Felt i produksjon og felt som er godkjent utbygd</b>	15	<b>1.6 Leteaktivitet</b>		52
1.3.1 Hod	15	1.6.1	Geofysiske undersøkelser	52
1.3.2 Valhall	15	1.6.2	Leteboring	52
1.3.3 Tommeliten Gamma	16	1.6.3	Letemål	53
1.3.4 Ekofiskområdet	16	1.6.4	Nye funn i 1997	53
1.3.5 Gyda og Gyda Sør	20	1.6.5	Nærmere beskrivelse av boringene i 1997	54
1.3.6 Ula	21	<b>1.7 Transportsystem for olje og gass</b>		58
1.3.7 Yme	22	1.7.1	Eksisterende transportsystem	58
1.3.8 Varg	22	1.7.2	Planlagte transportsystem	62
1.3.9 Sleipnerområdet	23	<b>1.8 Petroleumsøkonomi</b>		63
1.3.10 Balder	24	1.8.1	Lete- og planleggingsaktivitet	63
1.3.11 Jotun	24	1.8.2	Statens direkte økonomiske engasjement	64
1.3.12 Heimdal	25	1.8.3	Råoljemarkedet	64
1.3.13 Friggområdet	25	1.8.4	Gassmarkedet	65
1.3.14 Osebergområdet	27	1.8.5	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	67
1.3.15 Brage	29	1.8.6	Produksjonsavgift	67
1.3.16 Veslefrikk	30	1.8.7	Arealavgift på utvinningstillatelser	69
1.3.17 Troll	30	1.8.8	CO <sub>2</sub> -avgift	71
1.3.18 Gullfaksområdet	32	<b>2. SIKKERHETS-OG ARBEIDSMILJØ-FORVALTNING</b>		73
1.3.19 Statfjordområdet	35	<b>2.1 Situasjonen på markedet for bore-innretninger – konsekvenser for sikkerhet og arbeidsmiljø</b>		73
1.3.20 Tordis	38	2.1.1	Stansing av boreinnretninger	73
1.3.21 Tordis Øst	38	2.1.2	Boring på store havdyp	73
1.3.22 Visund	39	2.1.3	Arbeidsmiljø på flyttbare innretninger	74
1.3.23 Vigdis	39	2.1.4	Kapasitet og kompetanse	74
1.3.24 Murchison	40	2.1.5	Støy	74
1.3.25 Snorre	40	<b>2.2 Tidlige forberedelser til boreaktiviteter</b>		74
1.3.26 Njord	41	<b>2.3 Sikkerhet og arbeidsmiljø mot slutten av driftsfasen</b>		75
1.3.27 Draugen	42	<b>2.4 Nye organisasjons- og samarbeidsmodeller</b>		75
1.3.28 Åsgard	43	2.4.1	Arbeidstakermedvirkning	76
1.3.29 Heidrun	44	<b>2.5 Flyttbare produksjonsinnretninger – operatørens styring i prosjektfasen</b>		77
1.3.30 Norne	45	<b>2.6 Operatørskifte på Heimdal</b>		77
<b>1.4 Funn i sen planleggingsfase</b>	45	<b>2.7 Sikkerhetsbemanning under arbeidskonflikt</b>		78
1.4.1 16/7-4	45	<b>2.8 Teknologiske utfordringer</b>		78
1.4.2 2/12-1 Mjølner	46	2.8.1	Mikrobiologisk korrosjon	78
1.4.3 3/7-4 Trym	46	2.8.2	Storskala eksplosjonsforsøk i Storbritannia	79
1.4.4 25/4-6 S Vale	46	2.8.3	IT-problemer ved årtusenskiftet	79
1.4.5 25/11-15 Grane	46	2.8.4	Løfteinnretninger	79
1.4.6 25/5-3 Skirne	47	2.8.5	Fjernoperert boreutstyr	79
1.4.7 30/2-1 Huldra	47	2.8.6	Flyttbare produksjonsinnretninger	79
1.4.8 30/6-18 Kappa	47	<b>2.9 Myndighetssamarbeid om skadestatistikk</b>		80
1.4.9 33/9-19 S	47	<b>2.10 Rammer for virksomheten</b>		80
1.4.10 34/7-21	47	2.10.1	Fortløpende utvikling av regelverket	80
1.4.11 34/7-23 S	48	2.10.2	Referanser til nasjonale og internasjonale industristandarder i sokkelregelverket	81
1.4.12 34/7-25 S	48	<b>2.11 Skader og ulykker</b>		81
1.4.13 34/11-1 Kvitebjørn	48	2.11.1	Personskader	81
1.4.14 35/11-4 R Fram	48	2.11.2	Dødsulykker	81
1.4.15 6406/2-3 Kristin	49	2.11.3	Personskader på faste innretninger	81
1.4.16 6507/8-4 Heidrun Nord	49	2.11.4	Personskader på flyttbare innretninger	84
<b>1.5 Funn i tidlig planleggingsfase</b>	49	2.11.5	Oppsummering	86
1.5.1 1/3-3	49	<b>2.12 Arbeidsbetingede sykdommer</b>		86
1.5.2 1/9-1 Tommeliten Alpha	49	<b>2.13 Gasslekkasjer, branner og branntilløp</b>		89
1.5.3 2/4-17 Tjalve	49			
1.5.4 15/5-5	50			
1.5.5 15/9-19 SR Volve	50			
1.5.6 25/5-5	50			
1.5.7 25/11-16 og 25/8-4	50			



2.13.1	Gasslekkasjer	89	5.2.1	Styringssystemer	108
2.13.2	Branner og branntilløp	90	5.2.2	Arbeidsmiljø	108
<b>2.14</b>	<b>Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger</b>	90	5.2.3	Boring og brønnteknologi	109
2.14.1	Rørledninger og stigerør	90	5.2.4	Prosessteknologi	109
2.14.2	Bærende konstruksjoner	90	5.2.5	Dykking	109
2.14.3	Sprekkdannelse på bærende konstruksjoner	91	5.2.6	Materialteknologi	109
<b>2.15</b>	<b>Dykking</b>	91	5.2.7	Informasjonsteknologi	110
2.15.1	Aktivitetsnivået for dykking	91	<b>6.</b>	<b>ORGANISASJON</b>	111
2.15.2	Opplæring	91	<b>6.1</b>	<b>Delegeringer</b>	111
2.15.3	Forskning og utvikling	91	<b>6.2</b>	<b>Organisasjonsendringer</b>	111
2.15.4	Personskader i dykkevirksomheten	91	<b>6.3</b>	<b>Personale</b>	111
2.15.5	Erfaringer fra tilsyn med dykkevirksomheten	91	<b>6.4</b>	<b>Lokaler</b>	111
<b>3.</b>	<b>MILJØTILTAK I PETROLEUMS- VIRKSOMHETEN</b>	95	<b>6.5</b>	<b>Budsjett/økonomi</b>	111
<b>3.1</b>	<b>Hensynet til miljøet</b>	95	<b>6.6</b>	<b>Informasjon</b>	111
<b>3.2</b>	<b>Miljøsoek</b>	95	<b>6.7</b>	<b>Publikasjoner utgitt i 1997</b>	112
<b>3.3</b>	<b>Myndigheter og rammer</b>	95	<b>6.8</b>	<b>Organisasjonstablå</b>	113
<b>3.4</b>	<b>Tilsyn med aktivitetene</b>	95	<b>7.</b>	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER</b>	115
<b>3.5</b>	<b>Det ytre miljøet</b>	95	<b>7.1</b>	<b>Undersøkelses- og utvinningstillatelser</b>	115
<b>3.6</b>	<b>Disponering av innretninger</b>	96	7.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	115
<b>4.</b>	<b>INTERNASJONALT SAMARBEID</b>	99	7.1.2	Vitenskapelige undersøkelser	115
<b>4.1</b>	<b>Samarbeid med NORAD</b>	99	7.1.3	Nye utvinningstillatelser	115
<b>4.2</b>	<b>Samarbeid med PETRAD</b>	100	7.1.4	Andelsoverdragelser og operatørendringer	119
<b>4.3</b>	<b>Samarbeid innenfor ressursforvaltning</b>	100	7.1.5	Tilbakeleveringer/oppgivelser	120
<b>4.4</b>	<b>Samarbeid innenfor sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning</b>	102	7.1.6	Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser	121
<b>5.</b>	<b>PROSJEKTER</b>	105	<b>7.2</b>	<b>Salg og frigivning av data</b>	133
<b>5.1</b>	<b>Prosjekter innenfor ressursforvaltning</b>	105	7.2.1	Rapportering av materiale fra sokkelen	133
5.1.1	Industrisamarbeid	105	7.2.2	Frigivning av data	133
5.1.2	Andre prosjekter	106	7.2.3	Salg av Oljedirektoratets seismikk	134
<b>5.2</b>	<b>Prosjekter innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø</b>	108	<b>7.3</b>	<b>Statistikk over leteboring</b>	134
			<b>7.4</b>	<b>Statistikk over utvinningsboring</b>	141
			<b>7.5</b>	<b>Ressurser i funn og felt på norsk kontinentalsokkel</b>	151
			<b>7.6</b>	<b>Produksjon av olje og gass</b>	162

# 1. Ressursforvaltning på norsk sokkel

En effektiv forvaltning av petroleumsressursene som gir høyest mulig verdiskapning for samfunnet, krever at Oljedirektoratet til enhver tid har best mulig oversikt over de totale ressursene i produserende felt og i funn, samt anslag over de uoppdagede ressurser på øvrige deler av norsk sokkel.

Oljedirektoratet skal innenfor ressursforvaltning bistå Olje- og energidepartementet med faglige råd og alternative strategier i forbindelse med lete-, utbyggings-, drifts- og avslutnings-/disponeringssaker. Oljeindustrien er kapitalintensiv og store personellressurser benyttes for å fremme enkeltsaker. Det er derfor viktig at myndighetene har kontinuerlig oppfølging, på et høyt faglig plan, for å sikre at de totale samfunnsøkonomiske konsekvensene blir skikkelig belyst.

Året 1997 ble nok et år med sterk økning i aktiviteten på norsk sokkel. Antall produserende felt øker og infrastrukturen blir stadig mer kompleks. Størst fokus fikk den påbegynnende leteaktiviteten på dypt vann i 15. runde blokkene, men den store interessen for områdene i Barentshavsprosjektet var også gledelig. Ny informasjon fra tildelte områder i Barentshavsprosjektet vil bli tilgjengelig når boring starter i 1999/2000. Forvaltning av gassressursene slik at uttaket fra de store gassfeltene med væskeressurser skjer på en måte som også sikrer en god utvinning av væskeressursene, stod sentralt i 1997 og vil fortsatt stå i fokus i tiden fremover. Betydningen av gassinjeksjon som metode for å øke oljeutvinningen fra flere felt, er også med på å skape større interesse for gassutbygging og for å lete etter gass nær eksisterende infrastruktur.

Investerings- og utslippsprognoser fikk økt oppmerksomhet i året som gikk. Opprettelsen av og aktiviteten i samarbeidsforumet med industrien, FUN, understreker den betydningen både myndighetene og selskapene legger i arbeidet for å videreutvikle alle typer prognoser i forbindelse med petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har i 1997 arbeidet med å strømlinjeforme rapporteringen fra selskapene, standardisere begreper og dataformater, samt kvalitetskontrollere gamle data for gjenbruk i oljeselskapene. Dette inkluderer data-samarbeidet DISKOS og det interne prosjektet SAMBA. Satsingen på videreføring av samarbeidet i FIND for letefasen og FORCE for økt utvinning, bedre ressursutnyttelse, er videreført i 1997.

Arbeidet med å modernisere regelverket og utgi tema-veiledere pågår under ledelse av departementet.

Ny petroleumsforskrift, ny refusjonsforskrift og ny petroleumsregisterforskrift trådte i kraft samtidig med ny petroleumslov fra 1. juli 1997.

På ressursforvaltningssiden har det i 1997 vært en økende fokusering på miljø-satsingen.

Året 1997 ble også preget av kostnadsøkninger, tilleggsinvesteringer i lønnsomme prosjekter og ny infrastruktur samt investering på landanleggene. Kapasitetsbegrensninger når det gjelder boreinnretninger og på leverandørssiden førte til forsinkelser og en del prosjekt ble ikke ferdig som forutsatt. Oljeproduksjonen ble derfor lavere enn for-

ventet, selv om det nok en gang var en liten økning fra året før.

## 1.1 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes blant annet at funn blir gjort eller at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres på grunn av ny kartlegging eller ny utvinningsteknologi. De gjenværende ressursene reduseres dessuten som følge av produksjon. Det samlede ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 1.1.a.

### Ressursklassifikasjonssystemet

Oljedirektoratet har i år foretatt enkelte justeringer 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: Resurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert
- klasse 8: Resurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad (tiltak som ikke er planlagt, eventuelt utover dagens teknologi)
- klasse 9: Resurser i prospekter
- klasse 10: Resurser i prospektmuligheter
- klasse 11: Ikke-kartlagte ressurser

Klasse 8 uttrykker Oljedirektoratets forventning til at den framtidige utvinningsgraden på norsk sokkel i gjennomsnitt vil bli 50 prosent for olje og 75 prosent for gass. Klassen omfatter det volumet av olje og gass som vil kunne bli utvunnet fra dagens felt og funn i tillegg til ressursene fra de tiltakene som allerede er identifisert og ført i det ordinære ressursregnskapet.

Hovedprinsippet i det nye klassifikasjonssystemet er at de opprinnelig 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 rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene enten har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) for eller innvilget PUD-fritak for.

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

*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 forventingsverdien.

## Endringer i 1997

### Eldre felt og funn

For eldre felt og funn (dvs funn gjort før 1997) har oljeresursene økt med 6 millioner Sm<sup>3</sup> og gassressursene med 16 milliarder Sm<sup>3</sup>. NGL-ressursene har økt med 5 millioner tonn.

Endringene er basert på justeringer i ressursanslagene for en rekke av feltene og funnene. Alle justeringene er vist i tabell 7.5.e, større endringer er omtalt under. Ytterligere detaljer om de enkelte felt og funn er gitt i kapittel 1.3-1.6.

### Nye funn

I løpet av 1997 ble det gjort funn i 17 undersøkelsesbrønner (10 brønner var ikke avsluttet ved årsskiftet). Under halvparten av funnene er ferdig evaluert, og foreløpig er det anslått at ressurstilveksten fra nye funn i 1997 vil bli vel 300 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

### Produksjon

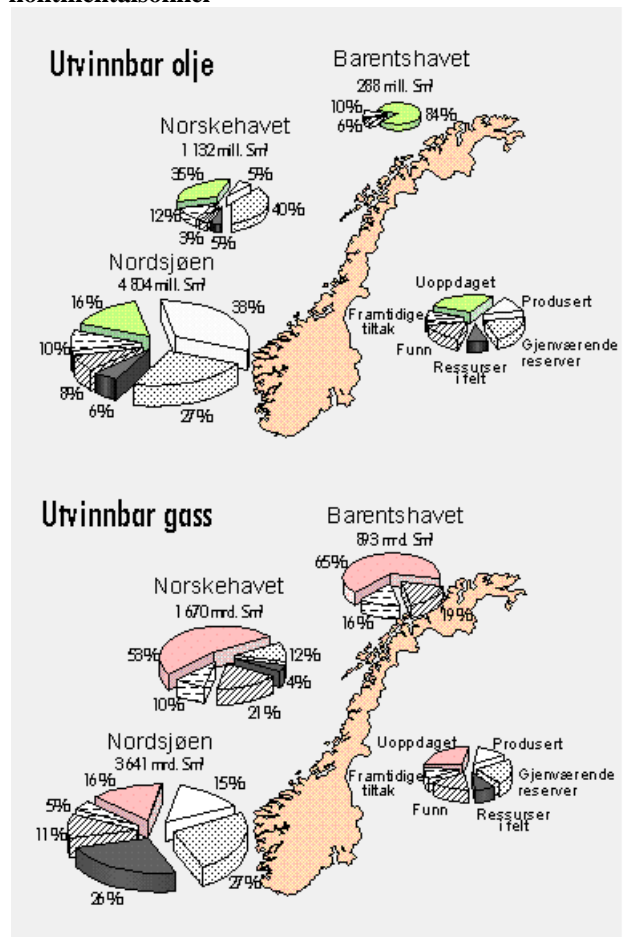
Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1997 var 176 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 43 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 8 millioner tonn NGL (medregnet kondensat).

### Ressursstatus

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt

i tabell 1.1.a, og den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 1.1.a og b. Ressursene på norsk kontinentalsokkel er inndelt i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem.

**Figur 1.1.a**  
**Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel**



Ressursanslagene er illustrert i figuren ved at ressursene, fordelt på kategorier, er fordelt på sokkelens hovedområder. Tallene angir basisanslaget for hvert område.

### Felt med avsluttet produksjon

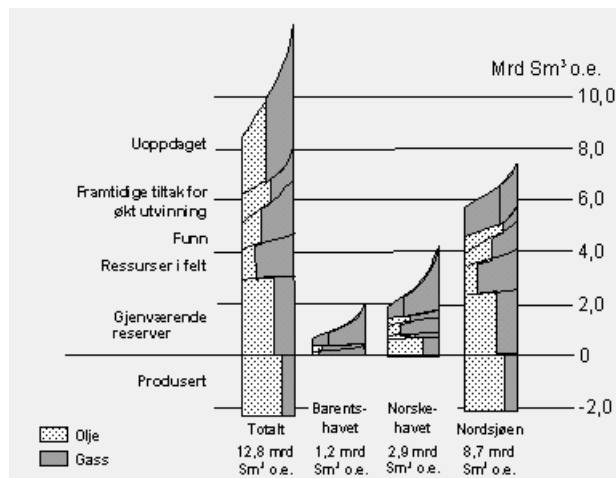
Det var ingen felt som avsluttet produksjonen i 1997. Ressursene i de tre feltene der produksjonen er avsluttet (ressursklasse 0) er vist i tabell 7.5.b.

### Ressurser i felt som er i produksjon/godkjent utbygd

Per 31. desember 1997 er det besluttet å bygge ut 56 felt på norsk kontinentalsokkel (medregnet de tre feltene med avsluttet produksjon). Da betraktes Trollfeltet som ett felt, til tross for at det består av adskilte utbygginger, med ulike operatører. De to feltene som ble godkjent utbygd i løpet av 1997, er Jotun og Oseberg Sør.

I løpet av 1997 ble tre nye felt satt i produksjon. Dette er Vigdis, Njord og Norne. Det var ved årsskiftet 43 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel (tabell 7.5.b). 10 felt er godkjent utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 7.5.b).

**Figur 1.1.b**  
**Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel med usikkerhet**



Den totale usikkerheten i ressursanlagene er illustrert i figuren ved at det for hver kategori er antydning av et lavt anslag (venstre kant av søylen) og et høyt anslag (høyre kant av søylen). Basisanslaget er angitt under søylen for hver kategori av ressurser.

Som en følge av justeringene i Oljedirektoratets system for klassifisering av ressursene, blir det noen mindre endringer i bokføringen av reserver og ressurser i feltene. I tabell 7.5.b i kapittel 7.5 er det bare reservene, det vil si de ressursene i feltene som omfattes av godkjente utbyggingsplaner, som oppgis. Tidligere har anslagene for enkelte av feltene inneholdt ressurser fra en del planlagte tiltak for økt utvinning, senere utbyggingsfaser eller tilleggsressurser. De siste to årene er disse ført separat og er i år samlet nederst i tabell 7.5.b. Denne endringen gir en bedre oversikt over hva som faktisk er godkjent for utbygging for de enkelte feltene, samtidig som det gir en mer enhetlig framstilling. De feltene som blir spesielt berørt av denne omleggingen i år, er beskrevet i avsnittet "endringer i ressursanslag".

De totale, opprinnelig utvinnbare reservene i felt som er godkjent utbygd er 5 306 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., som fordeles seg på 3 598 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 1 708 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette er vist i tabell 1.1.a. I tillegg er det bokført ressurser på til sammen 1 396 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i form av tilleggsressurser og ressurser fra tiltak for økt utvinning som ikke er godkjent utbygd eller gjennomført. Dette fordeler seg på 381 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 1 015 milliarder Sm<sup>3</sup> gass (inkludert Troll III (Troll Vest gass)) (tabell 1.1.a og tabell 7.5.b).

Totalt er det fram til 31. desember 1997 produsert 1 741 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 534 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette utgjør 40 prosent av bokført, oppdaget olje og 15 prosent av bokført, oppdaget gass. De bokførte tilleggsressursene og ressurser fra tiltakene for økt utvinning i feltene er tatt med, men ikke ressursene i klasse 8.

### Ressurser i funn i sen planleggingsfase

Det er ved årsskiftet 16 funn som er i sen planleggingsfase (tabell 7.5.c). Dette er blant annet funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene. I

denne kategorien inkluderes også funn hvor det er signalisert at slik plan vil bli levert i nær framtid, og der det er antatt at utbyggingen vil bli godkjent av myndighetene innen to år. Petroleumressursene i disse funnene utgjør til sammen 408 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Dette omfatter alle de bokførte ressursene i disse funnene, uansett ressursklasse.

### Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase

Tabell 7.5.c gir en oversikt over funn på norsk sokkel som er i en tidlig planleggingsfase for utbygging. Det vil si funn der det er antatt at en plan for utbygging og drift vil bli godkjent i løpet av 2-10 år.

De til sammen 14 funnene som er plassert i denne kategorien, er alle planlagt for utbygging, men for flere av funnene gjenstår det avgrensings- eller evalueringsarbeid. Noen av funnene venter dessuten på ledig prosesskapasitet på nærliggende innretninger eller på gassallokering. Ressursmengden utgjør totalt 340 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

### Ressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt

Det er bokført til sammen 50 funn i denne kategorien (tabell 7.5.c) som inneholder funn som Oljedirektoratet mener kan bli bygd ut på lang sikt, selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighetshaverne. Klassen inneholder også en del funn i tilbakeleverte områder, som Oljedirektoratet likevel antar vil bli tildelt på nytt og funnene bygd ut på lang sikt.

Ressursmengden utgjør 468 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., hvor 353 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. ligger i Nordsjøen, 46 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. ligger i Norskehavet og 87 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. ligger i Barentshavet.

### Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig

Oljedirektoratets ressursregnskap inneholder 35 funn som ikke forventes å kunne bli bygd ut lønnsomt uten betydelige endringer i teknologi eller pris (tabell 7.5.c). De fleste av disse funnene er svært små. Enkelte har dessuten så dårlige reservoaregenskaper at de ikke vil kunne produseres lønnsomt med dagens teknologi. Det er stor usikkerhet om ressursanlaget, men Oljedirektoratet anslår at det teknisk sett kan produseres om lag 73 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fra disse funnene.

### Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert

Klassen inneholder tolv av funnene fra 1997 samt to eldre funn som ennå ikke er ferdig evaluert (tabell 7.5.c). De foreløpige anslagene for disse funnene summerer seg til 197 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

### Uoppdagede ressurser

Oljedirektoratet anslår at de uoppdagede ressursene utgjør mellom 2 og 6 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Den statistiske forventningsverdien er ca 3,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Figur 1.1.a og b. viser den geografiske fordelingen av disse ressursene. Figur 1.1.b forsøker også å illustrere usikkerheten ved å antydning av et lavt og et høyt anslag for hvert område. Det antas at ca 60 prosent av de uoppdagede ressursene er gass.

**Tabell 1.1.a**  
Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Totalt 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e.
<b>Felt</b>				
0 Reserver der produksjonen er avsluttet	0	39	0	40
1-2 Reserver i produksjon og med godkjent utbyggingsplan	3 403	1 669	150	5 266
<b>Sum reserver</b>	<b>3 403</b>	<b>1 708</b>	<b>150</b>	<b>5 306</b>
Solgt til og med 31.12.97	1 668	534	56	2 275
Gjenværende reserver	1 735	1 173	94	3 031
<b>Ressurser</b>				
3 Ressurser i sen planleggingsfase	203	531	12	749
4 Ressurser i tidlig planleggingsfase	139	418	6	565
5 Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	10	65	1	77
6 Ressurser der utbygging er lite sannsynlig	4	1	-	5
<b>Sum ressurser i forbindelse med felt</b>	<b>356</b>	<b>1 015</b>	<b>19</b>	<b>1 396</b>
<b>Sum ressurser og reserver i forbindelse med felt</b>	<b>3 759</b>	<b>2 723</b>	<b>169</b>	<b>6 702</b>
<b>Funn<sup>1</sup></b>				
3 Ressurser i sen planleggingsfase <sup>2</sup>	195	159	41	408
4 Ressurser i tidlig planleggingsfase	85	208	36	340
5 Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	98	366	17	486
6 Ressurser der utbygging er lite sannsynlig	20	51	1	73
7 Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert	37	147	10	197
<b>Sum funn</b>	<b>435</b>	<b>931</b>	<b>105</b>	<b>1 504</b>
Derav funn i 1997	49	206	47	317
<b>Sum felt og funn</b>	<b>4 194</b>	<b>3 654</b>	<b>274</b>	<b>8 205</b>
<b>Andre ressurser</b>				
8 Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad	630	480	-	1 110
9-11 Uoppdaget	1 400	2 070	-	3 470
<b>Totalt utvinnbart potensiale</b>	<b>6 224</b>	<b>6 204</b>	<b>274</b>	<b>12 785</b>
Solgt til og med 31.12.1997	1 668	534	56	2 275
<b>Gjenværende</b>	<b>4 556</b>	<b>5 670</b>	<b>219</b>	<b>10 510</b>

<sup>1</sup> Enkelte funn har ressurser i flere ressursklasser. Tabellen summerer ressursene for funnenes laveste ressursklasse. Tabellen blir dermed sammenlignbar med ressursene for funn gitt i tabell 7.5.c.

<sup>2</sup> En ubetydelig andel av ressursene har planer for en lengre testproduksjon og er derfor bokført i klasse 2.

Tabellen inneholder de samlede ressursene og reservene i hver ressursklasse på norsk kontinentalsokkel fordelt på felt og funn. En rekke felt og funn har ressurser i mer enn én ressursklasse.

**Tabell 1.1.b**  
Endringer i de oppdagede ressursene

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Totalt 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e.
0 Teknisk endring for avsluttede felt		1		1
1-2 Reserver i felt godkjent før 1997	169	-277	-3	-111
1-2 Nye felt i 1997 (Jotun og Oseberg Sør)	84	12		96
3-6 Ressurser i forbindelse med felt	1	326	-7	318
3-7 Funn før 1997	-88	-106	15	-175
3-7 Nye funn i 1997	49	206	47	317
8 Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad	-160	60		-100
<b>Totale endringer</b>	<b>55</b>	<b>222</b>	<b>52</b>	<b>346</b>
Produksjon 1997	176	43	8	229
Endring i gjenværende	-120	180	44	116

## Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

Flere av ressurs- og reserveanslagene for felt og funn er justert i løpet av 1997. De totale endringene er vist i tabell 1.1.b. Tabell 7.5.e i kapittel 7.5 viser alle endringene fra 1996 til 1997. De viktigste endringene er omtalt under:

### *Felt der produksjonen er avsluttet*

#### **Nordøst Frigg og Odin**

Det er foretatt mindre tekniske endringer i forhold til fjorårets ressursrapport. Reservene er nå identiske med leverte mengder.

### *Felt i produksjon*

#### **Brage**

Reserveanslaget er økt som følge av ny og bedre volumberegning.

#### **Draugen**

Reserveanslaget er økt som følge av oppdaterte resvoarstudier.

#### **Eldfisk**

Reserveanslaget er økt som følge av økt utvinning og forventet økt levetid.

#### **Frigg**

Reserveanslaget er økt på grunn av tilsig av gass i reservoaret.

#### **Gullfaks**

Reserveanslaget er økt som følge av økt utvinning og nye tilleggsressurser.

#### **Jotun**

Nytt godkjent felt som består av funnene 25/7-3, 25/8-5 S og 25/8-8 S.

#### **Njord**

Reserveanslaget er redusert noe i forbindelse med overgang fra Oljedirektoratets anslag til operatørens anslag.

#### **Oseberg**

Oljereservene er endret på grunnlag av ny kartlegging og økt utvinningsgrad. Gassreservene er redusert som følge av endring i klassifikasjonssystemet. For gass er kun allokeret salgsmengde oppgitt som reserver.

#### **Oseberg Sør**

Nytt godkjent felt som består av funnene 30/9-3, 30/9-4, 30/9-5 S, 30/9-6, 30/9-9, 30/9-10, 30/9-13 S, 30/9-14, 30/9-15 og 30/9-16. Ubetydelig endringer fra tidligere rapportering av disse funnene. En rekke mindre gassressurser er ikke lenger med i regnskapet.

#### **Statfjord**

Reservene er økt som følge av ny geologisk evaluering og oppdaterte simuleringsstudier.

#### **Troll I (Troll Øst)**

Reservene er redusert fordi det nå bare rapporteres gassproduksjon fram til utløpet av utvinningstillatelsen. Øvrige ressurser bokføres nå i ressursklasse 3.

#### **Troll II (Troll Olje)**

Reservene er økt ved at ressurser som tidligere var i klasse 3 nå er ført som reserver i klasse 2.

#### **Varg**

Reservene er redusert på grunnlag av revurdering i forbindelse med operatørskifte.

### *Funn i sen planleggingsfase*

#### **25/11-15 Grane**

Ressursanslaget er økt som en følge av forventet økt utvinning.

#### **30/6-18 Kappa**

I 1996 ble ressursene ført som en del av Oseberg Vest. Nå blir disse ført som et selvstendig funn.

#### **34/7-21**

En mindre del av ressursene er ført i klasse 2 som en følge av planer om prøveutvinning. Funnet er for øvrig i ressursklasse 3.

#### **34/11-1 Kvitebjørn**

Ressursanslaget er redusert noe i forbindelse med overgang fra Oljedirektoratets anslag til operatørens anslag.

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

Oppdatert reservoarstudie på grunnlag av nye brønndata har ført til en mindre nedjustering av gassressursene.

### *Funn i tidlig planleggingsfase*

#### **15/9-19 SR Volve**

En sidestegsboring har gitt grunnlag for å øke anslaget for oljereservene.

#### **35/9-1 R Gjøa**

En ny reservoarstudie har ført til justeringer i ressursanslagene.

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

Anslaget for utvinnbare ressurser er nedjustert blant annet som en følge av redusert anslag for tilstedeværende ressurser.

#### **7121/4-1 Snøhvit**

Anslaget for utvinnbare ressurser er endret som følge av ny planlagt utbyggingsløsning.

## 25/8-4

Ressursene har ikke tidligere vært rapportert.

## 25/11-16

Ettersom samordning og utbygging ikke er avklart, blir 25/11-16 ført som eget funn. I 1996 ble det ført som en del av 25/11-15 Grane.

### *Funn som kan bli bygd ut på lang sikt*

## 30/8-1 S

Ny brønn (30/5-2) i naboblokken indikerer ytterligere ressurser.

## 35/10-2

Revurdering har ført til nedjustering av ressursanslaget.

## 6506/11-2 Lange

Revurdering har ført til nedjustering av ressursanslaget.

## 7120/9-1 Albatross

Revurdering har ført til nedjustering av de utvinnbare ressursene.

### *Funn der utbygging er lite sannsynlig*

## 2/4-14

2/4-14 blir nå regnet som et funn.

## 34/11-2 S

Funnet var nytt i 1996 og anslaget fra siste år var midlertidig. Anslaget er nedjustert i henhold til funnevalueringsrapport mottatt i 1997.

### *Navneendringer foretatt i 1997*

Navneendringer foretas normalt etter søknad fra operatøren. Funn som har et godkjent feltnavn endrer navn ved godkjennelse av plan for utbygging og drift. Funnbrønnbetegnelsen foran navnet faller da bort.

Enkelte funn har et uoffisielt navn som er i vanlig bruk. Dette navnet er i enkelte tilfeller også brukt i denne årsberetningen sammen med funnbrønnen. Dersom operatøren søker om godkjennelse av et annet navn, vil navnet bli endret. Funnbrønnen forblir imidlertid den samme. I tillegg til endringene som er nevnt her, er enkelte funn ført under andre felt eller funn (tabell 7.5.a.).

De navneendringer som er foretatt i 1997 er:

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Jotun*	25/7-3
Oseberg Sør*	30/9-3 Omega Nord
15/9-19 SR Volve	15/9-19 SR
25/11-15 Grane	25/11-15 Hermod
34/11-1 Kvitebjørn	34/11-1
6407/1-2 Tyrihans Sør	6407/1-2 Tyrihans

\*Det inngår en rekke funn i feltene Jotun og Oseberg Sør, bare funnbrønnen i det første funnet er nevnt her.

## 1.2 FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

### 1.2.1 MIME

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	<b>070</b>	<b>Blokk:</b>	<b>7/11</b>
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
Funn		År:	1982
Godkjent utbygd:	1992	Prod.start:	1992
		Prod.slutt:	1994
Reserver, utvunnet:		0,4 mill Sm <sup>3</sup> olje	
		0,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):		346 mill	
Forventet disponeringskostnad:		23,5 mill	

### Disponering

Avslutningsplanen for Mime ble godkjent i 1996. Innretningen skal tas til land for opphugging og kondemnering. Disponering av rørledningen til Cod vil bli avgjort i lys av pågående utredningsprogram for rørledninger.

### 1.2.2 NORDØST FRIGG

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	<b>024</b>	<b>Blokk:</b>	<b>25/1</b>
Operatør: Elf Petroleum Norge AS			
Funn		År:	1974
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1983
		Prod.slutt:	1993
Reserver, utvunnet:		11,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
		0,04 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		ca 3,4 mrd kr	
Påløpte disponeringskostnader:		ca 150 mill kr	

### 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 treningscenter, stålkolonnen brukes som bølgebryter i en småbåthavn, og betongfundamentet som ankerfeste for denne.

Havbunnsinnretningen er ilandført for opphugging.

### 1.2.3 ODIN

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	<b>030</b>	<b>Blokk:</b>	<b>30/7</b>
Operatør: Esso Expl & Prod Norway A/S			
Funn		År:	1974
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1984
		Prod.slutt:	1994
Reserver, utvunnet:		27,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
		0,1 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		ca 4,8 mrd kr	
Påløpte disponeringskostnader:		214 mill kr	

## Disponering

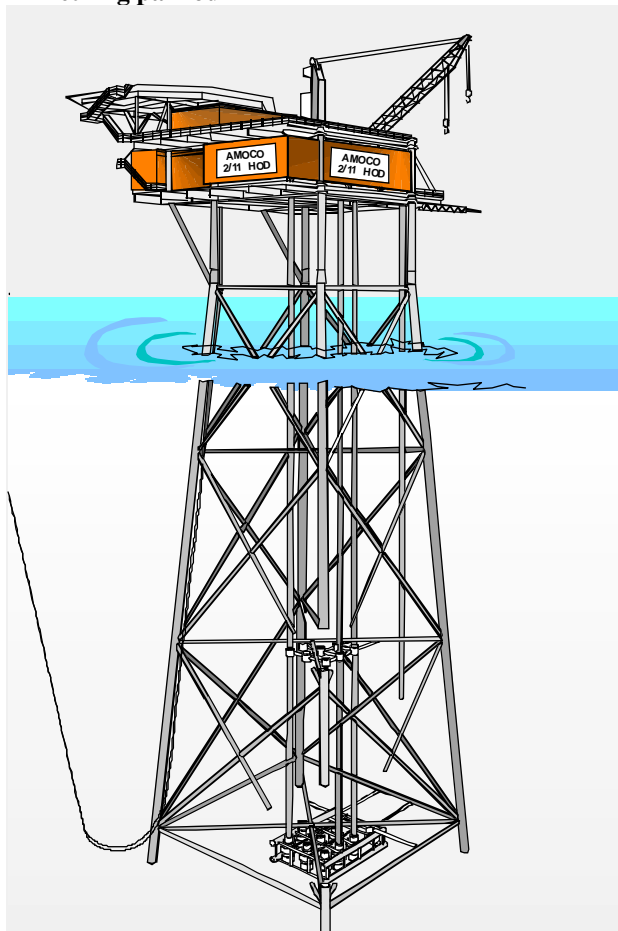
Innretningene på Odin er tatt til land for opphugging og resirkulering. Disponering av rørledningen til Frigg vil bli avgjort i lys av pågående utredningsprogram for rørledninger.

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

### 1.3.1 HOD

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	033	<b>Blokk:</b>	2/11
Operatør: Amoco Norway Oil Company			
Rettighetshavere:			
Amoco Norway Oil Company	25,00000 %		
Amerada Hess Norge AS	25,00000 %		
Enterprise Oil Norwegian AS	25,00000 %		
Elf Petroleum Norge AS	25,00000 %		
Funnbrønn:	2/11-2	År:	1974
Godkjent utbygd:	1988	Prod.start:	1990
Utvinnbare reserver:	8,4 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	0,3 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	1,5 mrd kr		
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikring	47 mill kr		

**Figur 1.3.1**  
Innretning på Hod



## Utvinning

Hodfeltet er det sørligste kalkfeltet i norsk del av Nord-sjøen og 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 Sadel-området i 1994.

Feltet blir produsert ved trykkavlastning. Det er boret totalt 8 brønner. Fem av disse brønnene var i produksjon ved utgangen av 1997. Operatøren planlegger boring av en flergrensbrønn for å bedre ressursutnyttelsen i Hod Sadel-området.

## Utbygging

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning, figur 1.3.1. 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. Produksjonsinnretningen har en olje-produksjonskapasitet på 1 500 Sm<sup>3</sup> olje/dag og en gass-behandlingskapasitet på 320 000 Sm<sup>3</sup> gass/dag.

### 1.3.2 VALHALL

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	006 og 033	<b>Blokk:</b>	2/8 og 2/11
Operatør: Amoco Norway Oil Company			
Rettighetshavere:			
Amoco Norway Oil Company	28,09377 %		
Amerada Hess Norge AS	28,09376 %		
Enterprise Oil Norwegian AS	28,09376 %		
Elf Petroleum Norge AS	15,71871 %		
Funnbrønn:	2/8-6	År:	1975
Godkjent utbygd:	1977	Prod.start:	1982
Utvinnbare reserver:	116,8 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	27,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	4,0 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	22,7 mrd kr		
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	670 mill kr		

## Utvinning

Valhallfeltet produserer fra kalkstein av tidlig paleocen til øvre 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 havbunns-innsenkning estimert til ca 3,4 meter ved slutten av 1997. Ved slutten av 1997 ble det produsert fra 34 produksjonsbrønner.

For å øke utvinningsgraden av oljen vurderer operatøren mulighetene for å starte vanninjeksjon på feltet. Et prøveprosjekt med vanninjeksjon i en brønn sentralt på feltet, ble utført i perioden 1990-93.

## Utbygging

Valhall ble opprinnelig bygd ut med tre innretninger, en



bolig-, en bore- og en produksjonsinnretning. I mai 1996 ble det installert en ny stigerørsinnretning med plass til 19 brønner. De fire innretningene er knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 1.3.2 viser disse innretningene.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres. 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 egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden. Oljeproduksjonskapasiteten 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 stigerørsinnretningen 2/4-G. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling på Ekofisk.

Etablering av det nye feltet senteret på Ekofiskfeltet i 1998 vil føre til endringer i transport- og målesystemene for petroleum fra feltene Valhall og Hod. Det er i 1997 godkjent en ny plan for anlegg og drift (PAD) av Valhall gasseksport-system. Arbeid pågår fram til august 1998 med installering og tilrettelegging av nytt olje- og gassmålesystem samt annet nødvendig utstyr for omlegging av gass- og oljetransport fra feltet.

### 1.3.3 TOMMELITEN GAMMA

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 044	<b>Blokk:</b> 1/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettingheshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	70,64000 %
(SDØE 42,38 %)	
Fina Production Licences AS	20,23000 %
Norsk Agip AS	9,13000 %
Funnbrønn:	1/9-4
År:	1978
Godkjent utbygd:	1986
Prod.start:	1988
Utvinnbare reserver:	3,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
	9,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	10 mill kr

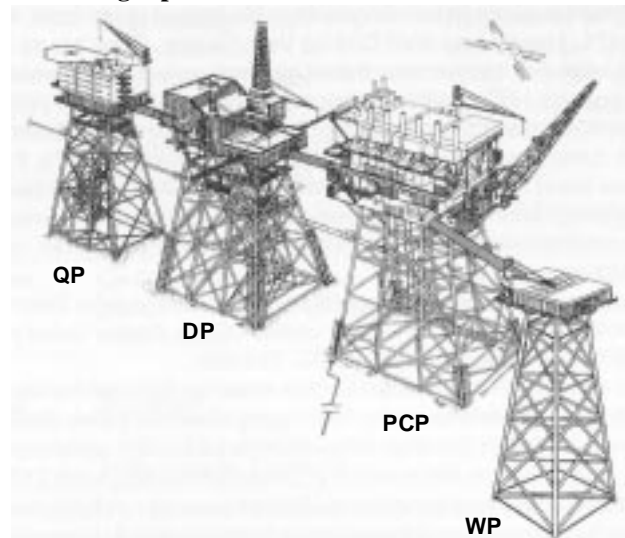
### Utvinning

Reservoaret i Tommeliten Gamma ligger på rundt 3000 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Ekofisk- og Torformasjonene. Strukturen er dannet som en antyklinal over en salt diapir.

### Utbygging

Tommeliten Gamma er bygd ut med havbunnskomplettete brønner. All produksjon blir transportert til Edda for førstetrinnsseparasjon og måling, og deretter videre til Ekofisk Senter for transport gjennom Norpipe til Emden og Teesside. En del av gassen benyttes til gassløft på Edda. Etter dagens planer vil produksjonen fra Tommeliten Gamma opphøre når Edda blir nedstengt i august 1998.

**Figur 1.3.2**  
**Innretninger på Valhall**



### 1.3.4 EKOFISKOMRÅDET

Utvinningsstillatelse 018 omfatter feltene Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla og Vest Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda, Embla og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest Ekofisk i blokk 2/4, se figur 1.3.4.a.

Utvinningsstillatelse 018B omfatter den delen av Albuskjell som ligger i blokk 1/6.

Torfeltet ligger i blokkene 2/4 og 2/5 og er delt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 006. Amoco Norway Oil Company og Enterprise Oil Norwegian AS har frasagt seg sine rettigheter i Tor, mens Amerada Hess Norge AS og Elf Petroleum Norge AS har beholdt sine rettigheter.

**Figur 1.3.4.a**  
**Felt og funn i Ekofiskområdet**



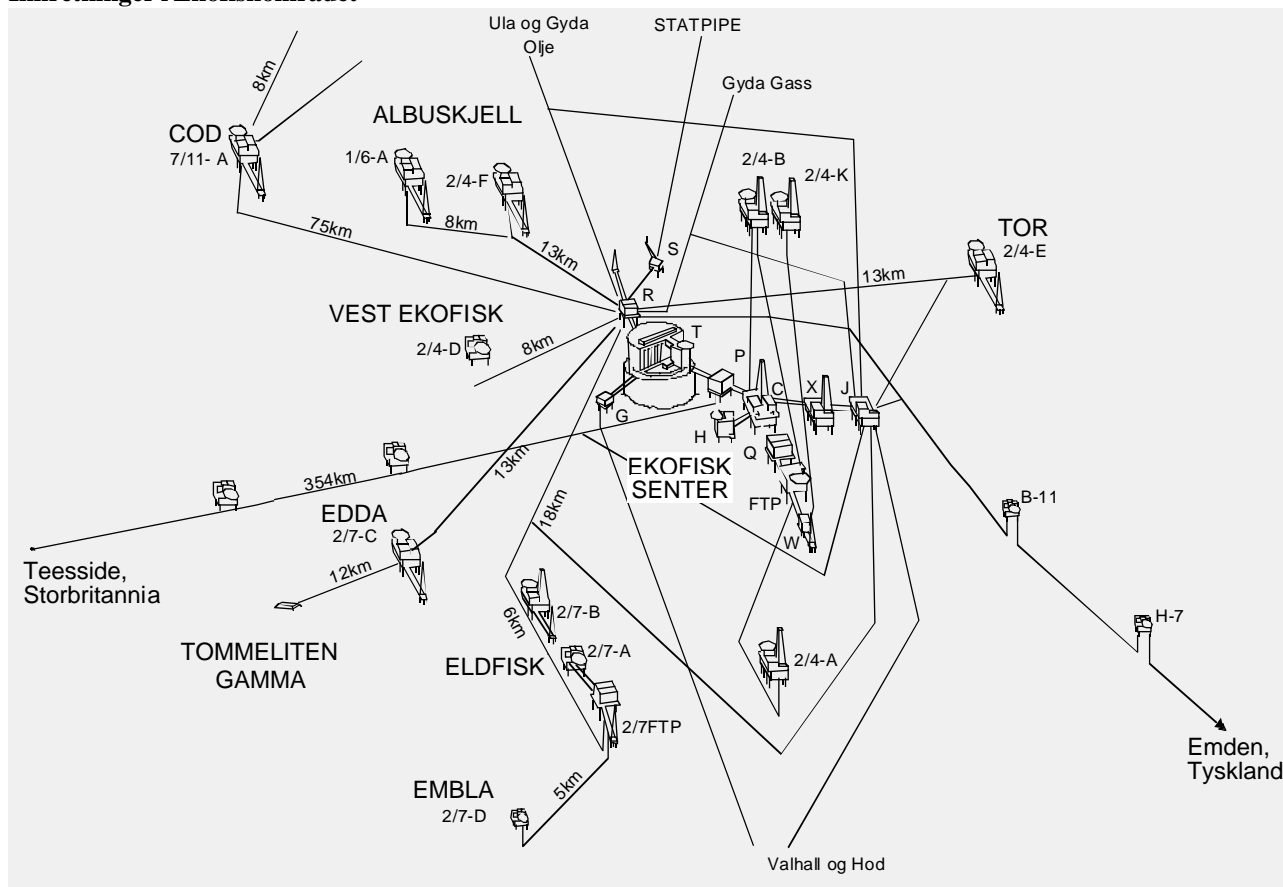
Utvinnings-tillatelse:	018 og 018B		018 og 006	
Felt:	Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Vest Ekofisk		Tor	
Blokk:	2/4, 2/7, 7/11, 1/6		2/4, 1/5	
Operatør:	Phillips Petroleum Co. Norway		Phillips Petroleum Co. Norway	
Rettinghavere:	Norsk Agip AS	13,04000 %	Norsk Agip AS	11,29740 %
	Elf Petroleum Norge AS	8,44900 %	Amerada Hess Norge AS	8,73760 %
	Fina Production Licences AS	30,00000 %	Elf Petroleum Norge AS	11,94570 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,70000 %	Fina Production Licences AS	25,99090 %
	Phillips Petroleum Co. Norway	36,96000 %	Norsk Hydro Produksjon AS	5,80460 %
	Saga Petroleum ASA	0,30400 %	Phillips Petroleum Co. Norway	32,02080 %
	Den norske stats oljeselskap a.s	1,00000 %	Saga Petroleum ASA	0,26330 %
	Total Norge AS	3,54000 %	Den norske stats oljeselskap a.s	0,86630 %
			Total Norge AS	3,07300 %

Fra 1.1.1999 vil eierfordelingen i utvinningstillatelse 018 bli endret. SDØE vil få en andel på 5 prosent og rettighetshaveres andeler vil bli redusert tilsvarende.

Produksjonen fra Ekofisk startet i 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskip fra fire brønner, til betongtanken var på plass fra 1973. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygd ut og tilknyttet Ekofisk Senter 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 Ekofisk Senter. Produksjonen fra Embla startet i mai 1993. Som en følge av

innsynkning av havbunnen under Ekofisk, og en forventning om produksjon fra feltet langt inn i neste århundre, ble utbygging og drift av Ekofisk II besluttet i 1994. Ekofisk II vil være i produksjon fra august 1998. Etter dagens planer for Ekofisk II vil Eldfisk, Tor og Embla bli tilknyttet det nye feltetsenteret. Figur 1.3.4.b viser innretningene i Ekofiskområdet ved slutten av 1997. For plugge- og boreoperasjoner på feltene i området bygges en flyttbar modulbasert innretning som planlegges ferdig i mai 1998. I 1997 er gamle borerigger på mange av feltene fjernet og fraktet på land.

**Figur 1.3.4.b**  
Innretninger i Ekofiskområdet



## Embla

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-20	År: 1988
Godkjent utbygd: 1990	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	8,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 6,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	2,3 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffier og forsikringer:	37 mill kr

## Utvinning

Embla er et sandsteinsreservoar av devon og jura alder som ligger på over 4000 m dyp. Feltet produserer fra to separate sandlag gjennom fire brønner, med trykkavlastning som drivmekanisme. Kompleks geologi og dårlige seismiske data har gjort kartlegging av feltet vanskelig. Ny kartlegging utført i 1997, har vist at Embla kan ha større ressurser enn tidligere beregnet.

## Utbygging

Embla er bygd ut med en ubemannet brønnhodeinnretning som er fjernstyrt fra Eldfisk. Olje og gass transporteres til Eldfisk og videre til Ekofisk Senter. Embla vil bli knyttet til det nye Ekofisksenteret i 1998 og er forventet å produsere til rundt 2020.

## Eldfisk

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-1	År: 1970
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	112,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 56,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 4,9 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	29 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffier og forsikringer:	580 mill kr

## 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- og Ekofiskformasjonene. Feltet produserer fra tre separate strukturer; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk, alle med trykkavlastning som drivmekanisme. Sommeren 1997 ble en plan for utbygging og drift av Eldfisk med fullfelts vanninjeksjon lagt fram for myndighetene. Planen ble godkjent i statsråd i desember 1997. Vanninjeksjon forventes å øke utvinningsgraden for olje fra 19 prosent til 27 prosent.

## Utbygging

Eldfisk er bygd ut med tre innretninger. Eldfisk B er en kombinert bore-, brønnhode- og prosessinnretning, mens Eldfisk A og FTP er en brønnhodeinnretning og en prosessinnretning forbundet med bro. Boreriggen på 2/7-B ble oppgradert i 1995/96, mens boring av brønner fra 2/7-A

gjøres med en oppjekkbar innretning. Olje og gass transporteres i to rørledninger til Ekofisk Senter for videre prosessering og transport til Teesside og Emden. Emblafeltet er knyttet opp til Eldfisk med fjernstyring fra 2/7-FTP. Eldfisk vil bli knyttet til det nye Ekofisksenteret i 1998 og er forventet å produsere til rundt 2020. Det vil bli bygd en ny innretning for vanninjeksjon, forbundet til FTP med bro. Innretningen vil også forsyne Ekofiskfeltet med en del vann ved at det legges en vannledning fra Eldfisk til Ekofisk 2/4-K. Innretningen vil være i drift fra januar 2000. Samtidig modifiseres eksisterende innretninger på Eldfisk, blant annet skal 2/7-B fjernstyres fra 2/7-FTP.

## Edda

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-4	År: 1972
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	4,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	5,9 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffier og forsikringer:	115 mill kr

## Utvinning

Hovedreservoaret i Edda består av krittbergarter tilhørende Torformasjonen, og ligger på rundt 3100 m dyp. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. Edda har produsert lenger enn opprinnelig forventet, noe som antas å skyldes trykkstøtte fra områder nord for feltet. Gass fra Tommeliten Gamma har siden 1988 blitt transportert over Edda og brukes til gassløft i brønnene.

## Utbygging

Edda er bygd ut med en bemannet brønnhodeinnretning og olje/gass transporteres til Ekofisk Senter. Feltet er planlagt permanent nedstengt når Ekofisk II bli tatt i bruk i august 1998, men endelig beslutning er ikke tatt.

## Ekofisk

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/4-2	År: 1969
Godkjent utbygd: 1970	Prod.start: 1971
Utvinnbare reserver:	404 mill Sm <sup>3</sup> olje 153,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 15,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	Ekofisk I: 51 mrd kr Ekofisk II: 20 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffier og forsikringer:	2 583 mill kr

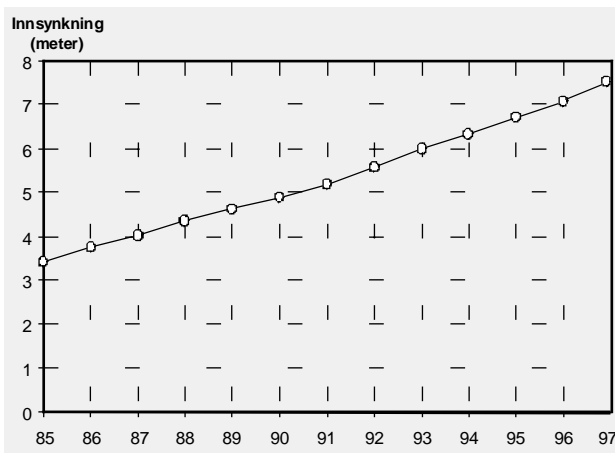
## Utvinning

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 det nest største oljefeltet på norsk sokkel. Etter 25 års produk-

sjon er litt over halvparten av reservene fra feltet produsert. 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 i dag 40 prosent. Vanninjeksjon i stor skala startet i 1987, og i årene etter har området for vanninjeksjon blitt utvidet i flere trinn. Daglig fordeles rundt 130 000 m<sup>3</sup> vann i reservoaret gjennom 38 injeksjonsbrønner. Erfaringene har vist at vannets fortregning 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 forutsatt å produsere til 2029.

Måling av havbunnsinnsynkningen over Ekofisk viser en total innsynkning per desember 1997 på 7,47 meter ved Ekofisk H. Figur 1.3.4.c viser målte innsynkningsverdier ved 2/4-H i tidsrommet 1985 - 97. Innsynkningsraten i 1997 var ca 40 cm.

**Figur 1.3.4.c**  
**Innsynkning i Ekofiskområdet**



## Utbygging

Figur 1.3.4.b viser innretningene i Ekofiskområdet. Til sammen er 27 ulike faste innretninger knyttet til feltene i området, og 17 av disse er plassert på Ekofiskfeltet. Ekofisk-komplekset består av 14 innretninger forbundet med broer. 2/4-K og 2/4-W er vanninjeksjonsinnretninger for Ekofisk. Olje og gass føres fra feltene i området til eksport-rørledningene via 2/4-R og 2/4-P på Ekofisk. Gassen fra Ekofiskområdet transporteres via rørledning til Emden, mens oljen, som inneholder NGL-fraksjonene, sendes i rørledning til Teesside. Total transportkapasitet for olje er over 95 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

I 1996 ble en ny bore- og brønnhodeinnretning for 50 brønner, 2/4-X, installert på feltet. Per desember 1997 er 10 produksjonsbrønner boret fra denne innretningen. I 1997 ble en ny prosess- og transportinnretning, 2/4-J, installert. 2/4-J er planlagt tatt i bruk i august 1998. De nye innretningene er dimensjonert til å tåle 12 meter videre innsynkning av havbunnen. Flere av de gamle innretningene vil bli ned-

stengt og ulike disponeringsalternativer vil bli vurdert. Totalt vil 8-10 innretninger på Ekofisk bli overflødige når Ekofisk II tas i bruk i august 1998. Gamle innretninger som skal brukes videre, er de siste årene blitt modifisert for å tåle ytterligere innsynkning. For å sikre videre bruk av boliginnretningen 2/4-H, planlegges det å flytte hotellet til et nytt og høyere understell på østsiden av kompleks.

## Vest Ekofisk

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/4-6	År: 1970
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver:	12,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 26,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	2,6 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	41 mill kr

## Utvinning

Reservoaret i Vest Ekofisk ligger på rundt 3 100 m dyp og inneholder gass/kondensat i oppsprukne krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme.

## Utbygging

Vest Ekofisk er bygd ut med en brønnhodeinnretning som fra januar 1994 er blitt fjernstyrt fra Ekofisk. Gass og olje transporteres til Ekofisk Senter. Vest Ekofisk er planlagt permanent nedstengt når Ekofisk II tas i bruk i august 1998, men endelig beslutning er ikke tatt.

## Albuskjell

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018 og 018B	<b>Blokk:</b> 2/4 og 1/6
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 1/6-1	År: 1972
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	7,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 16,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	8 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	118 mill kr

## Utvinning

Hovedreservoaret i Albuskjell inneholder gass/kondensat i krittbergarter tilhørende Torformasjonen, og ligger på rundt 3200 m dyp. Den overliggende Ekofiskformasjonen har dårligere produksjonsegenskaper og er derfor lite drenert. Feltet er blitt produsert med trykkavlastning som drivmekanisme.

## Utbygging

Albuskjell er bygd ut med to like innretninger, 1/6-A og 2/4-F, med transport av olje og gass i rørledning til Ekofisk Senter. 2/4-F har vært nedstengt siden 1990. På 2/4-A er prosessen forenklet og mye av utstyret tatt ut av bruk de

senere årene. Resten av feltet er planlagt permanent nedstengt innen august 1998, men endelig beslutning er ikke tatt.

## Tor

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018 og 006	<b>Blokk:</b> 2/4 og 2/5
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/5-1	År: 1970
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1978
Utvinnbare reserver:	26,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 11,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,3 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997kroner):	6,0 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	153 mill kr

## Utvinning

Hovedreservoaret i Tor ligger på rundt 3 200 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneholder også olje, men har dårligere produksjonsegenskaper. I 1992 ble det igangsatt begrenset vanninjeksjon på Tor. Det blir daglig injisert rundt 3 500 m<sup>3</sup> vann i to brønner på feltet. Vanninjeksjonsutstyret blir i 1998 oppgradert til 5 700 m<sup>3</sup> vann per dag og vanninjeksjonen ventes å fortsette ut feltets levetid. To nye horisontale produksjonsbrønner er planlagt boret i 1998.

## Utbygging

Torfeltet er bygd ut med en kombinert brønnhode- og prosessinnretning med transport gjennom rørledninger til Ekofisk Senter. Tor vil bli knyttet opp til det nye Ekofisk-senteret i 1998 og forventes å produsere til rundt 2014.

## Cod

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 7/11
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 7/11-1	År: 1968
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver:	2,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 7,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	3,3 mrd kr
Driftskostnader 1997: inkl. CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	96 mill kr

## Utvinning

Reservoaret i Cod inneholder gass/kondensat i sandstein av paleocen alder, og ligger på rundt 2 900 m dyp. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og er nå i avslutningsfasen, med to brønner i produksjon. Avslutningsplan for Cod ble godkjent av myndighetene sommeren 1997. Ved nedstengning vil over 70 prosent av antatt tilstedeværende gass være produsert.

## Utbygging

Cod er bygd ut med en bemannet brønnhodeinnretning med utstyr for vannutskilling. Produsert vann blir reinjisert i reservoaret. Gass og olje sendes i felles rørledning til

Ekofisk Senter. Cod er planlagt permanent nedstengt sommeren 1998.

## 1.3.5 GYDA OG GYDA SØR

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 019B	<b>Blokk:</b> 2/1
Operatør: BP Petroleum Dev. of Norway AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
BP Petroleum Dev. of Norway	26,62500 %
Norske Conoco A/S	9,37500 %
Norske AEDC A/S	5,00000 %
Norske MOECO A/S	5,00000 %
AS Pelican	4,00000 %
	Funnbrønn: År
Gyda:	2/1-3 1980
Gyda Sør:	2/1-9 1991
	Godkjent utbygd: Prod.start:
Gyda:	1987 1990
Gyda Sør:	1993 1995
Utvinnbare reserver:	
Gyda	29,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,6 mill tonn NGL
Gyda Sør	3,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,3 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	
Gyda og Gyda Sør	10 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	
Gyda og Gyda Sør	348 mill kr

## Utvinning - Gyda

Reservoaret består av øvre jura sandstein. Gyda utvinnes ved vanninjeksjon som drivmekanisme. Totalt er det 18 produksjonsbrønner og 10 injeksjonsbrønner på feltet. Vannproduksjonen er økende og tiltak for å redusere vannproduksjonen vurderes fortløpende. Flere brønner vurderes for å øke utvinningen.

## Utbygging - Gyda

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 1.3.5. 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 rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden. Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

## Utvinning - Gyda Sør

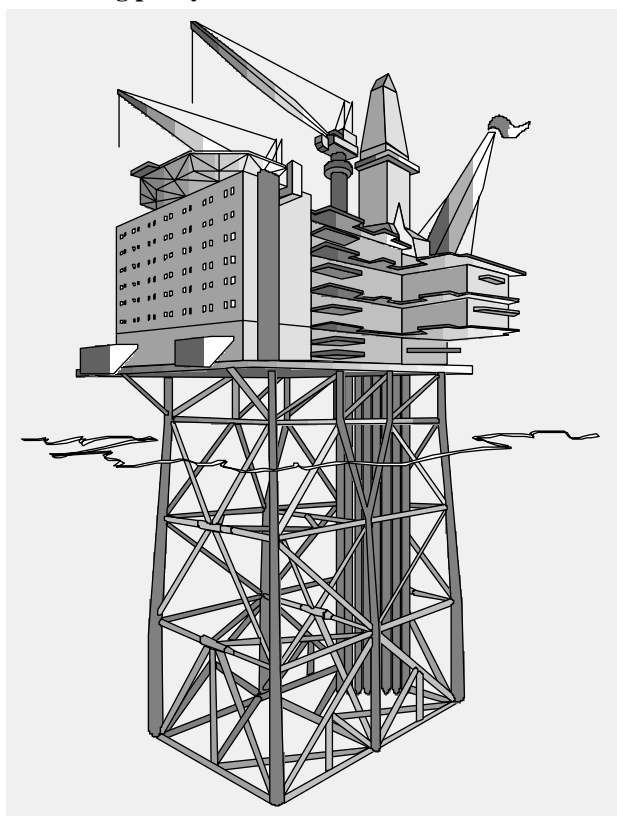
Gyda Sør blir produsert ved trykkavlastning ved hjelp av to langtrekkende brønner fra Gyda. Det er ikke observert

trykkommunikasjon mellom Gyda Sør og Gyda. Det er li-kevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vann-sonen. Gyda Sør produseres ved hjelp av to brønner og det er startet boring av en tredje brønn som vil bli benyttet til vanninjeksjon.

## Utbygging - Gyda Sør

Behandlingen av brønnstrømmen foregår med eksiste-rende fasiliteter på Gyda.

**Figur 1.3.5**  
Innretning på Gyda



## 1.3.6 ULA

<b>Utvinningstillatelse:</b>	019A	<b>Blokk:</b>	7/12
Operatør: BP Petroleum Dev. of Norway AS			
Rettighetshavere:			
BP Petroleum Dev. of Norway AS	80,00000 %		
Svenska Petroleum Exploration AS	15,00000 %		
AS Pelican	5,00000 %		
Funnbrønn:	7/12-2	År:	1976
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1986
Utvinnbare reserver:	69,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	2,6 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		14 mrd kr	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:		382 mill kr	

## Utvinning

Hovedreservoaret består av jura sandstein. Feltet produ-seres med vanninjeksjon som drivmekanisme og produk-sjonen har nå en høy og økende andel vann. Operatøren

vurderer fortløpende ulike vannavstengningstiltak. Bruk av gel for å blokkere vannproduserende lag ble forsøkt i 1997. Ved utgangen av 1997 ble det produsert fra 14 brønner mens 5 brønner ble benyttet til vanninjeksjon.

Et nytt gassinjeksjonssystem vil bli satt i drift i løpet av 1998 for reinjeksjon av produsert gass. VAG-prosjektet (alternerende vann- og gassinjeksjon) er i første omgang planlagt til å omfatte to brønner. En injeksjonstest ble ut-ført i september 1997.

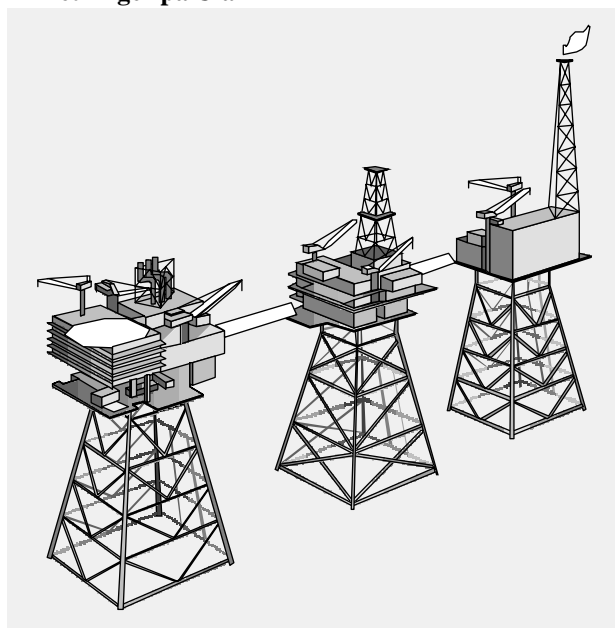
Den første brønnen i den overliggende reservoarsonen ble satt i produksjon i 1997. For å bedre utnyttelsen av de gjenværende reservene, planlegger operatøren å bore nye horisontale brønner. Operatøren har foretatt testproduksjon fra det underliggende triasreservoaret. Testen tok til i slut-ten av 1995, men på grunn av produksjonsproblemer ble testen utvidet til ut året 1996. Formålet med testen var å undersøke volum, produktivitet og eventuell kommunika-sjon med reservoaret i Ulaformaasjonen. Plan for utbygging og drift av forekomstene i Ula-Trias ble sendt myndighe-tene i 1997.

## Utbygging

Utbyggingsløsningen består av tre stålinnretninger for hen-holdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 1.3.6. 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. Vanninjeksjonskapa-siteten 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. Alt produsert vann på Ula blir reinjisert.

Oljen transporteres i rør via Ekofisk til Teesside. Sta-toil er operatør for rørledningen. Gassen transporteres inn-til videre i rørledning via Cod til Ekofisk og videre til Em-den. Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inn-går i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

**Figur 1.3.6**  
Innretninger på Ula



## 1.3.7 YME

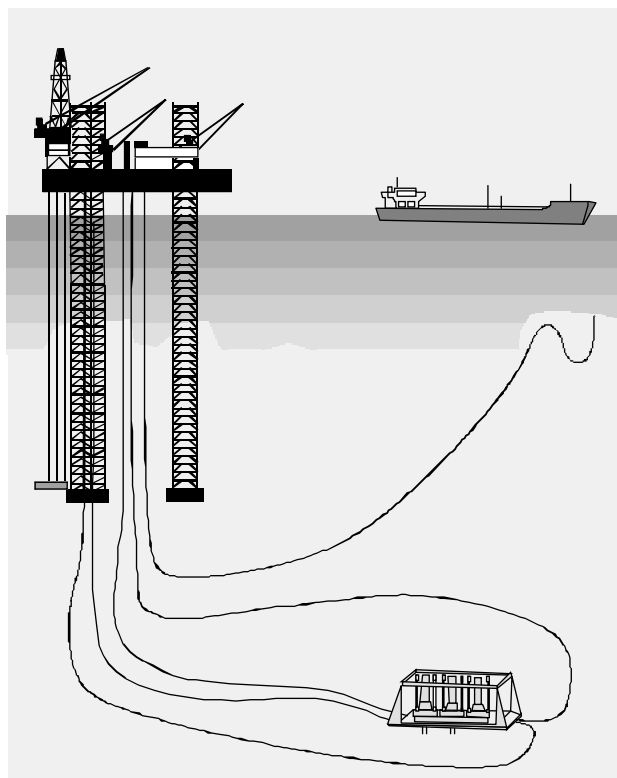
<b>Utvinningsstillatelse:</b>	114 og 114B	<b>Blokk:</b>	9/2 og 9/5
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettingheshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)			65,00000 %
Saga Petroleum ASA			25,00000 %
Deminex Norge AS			10,00000 %
Funnbrønn:	9/2-1	År:	1987
Godkjent utbygd:	1995	Prod.start:	1996
Utvinnbare reserver:			
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		9,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:		1,8 mrd kr	
		766 mill kr	

### Utvinning

Utbygging av Ymefeltet blir gjennomført i flere faser. Det produseres olje fra strukturene Gamma Vest, Gamma Sørøst og Beta Øst. Oljen finnes i Sandnesformasjonen som er av mellom- til senjura alder.

Hovedreservoaret på Yme er strukturen Gamma Vest. Reservoaret produseres hovedsakelig ved trykkavlastning, men det er lagt opp til begrenset vanninjeksjon og bruk av 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.

**Figur 1.3.7**  
Innretninger på Yme



Det ble påvist olje i Beta Vest-strukturen i juni 1997 med brønn 9/2-7 S. Plan for utbygging og drift av forekomstene i Beta Vest planlegges levert myndighetene i 1998 basert på produksjon via Beta Øst- havbunnsinnretningen.

Ved slutten av 1997 var det 7 produksjonsbrønner. Overskuddsgass ble opprinnelig planlagt injisert i et vannfylt reservoar under hovedfeltet. På grunn av injeksjonsproblemer i det vannfylte reservoaret blir gassen midlertidig injisert i hovedreservoaret.

### Utbygging

Utbyggingsløsning for feltet består av en oppjekkbare innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skytteltanker, figur 1.3.7. Havbunnsinnretningen på Yme Beta Øst er knyttet til Yme. Det er ingen infrastruktur ellers i området. All olje 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/dag med muligheter for oppgradering. Gassbehandlingskapasiteten er på 800 000 Sm<sup>3</sup> gass/dag hvorav 400 000 Sm<sup>3</sup> gass/dag kan resirkulere til gassløft.

## 1.3.8 VARG

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	038	<b>Blokk:</b>	15/12
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettingheshavere:			
Saga Petroleum ASA			35,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30,000 %)			65,00000 %
Funnbrønn:	15/12-4	År:	1984
Godkjent utbygd:	1996	Prod.start:	1998
Utvinnbare reserver:			
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		5,5 mill Sm <sup>3</sup> olje	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:		0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
		0,02 mill tonn NGL	
		3,3 mrd kr	
		69 mill kr	

### Utvinning

Feltet inneholder olje i et sterkt forkastet sandsteinsreservoar av øvre jura alder. Utvinningsstrategien er basert på VAG-injeksjon (alternerende vann- og gassinjeksjon). Totalt brønnantall er anslått til 13. På grunn av resultatene fra avgrensingsbrønnen som ble boret på den nordlige delen av feltet høsten 1996, er utvinnbare reserver redusert i forhold til PUD.

### Utbygging

Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1996. Varg bygges ut med et produksjonsskip tilknyttet en brønnhodeinnretning. Brønnhodeinnretningen ble plassert på feltet sommeren 1997, og forboring av produksjonsbrønner skulle starte tidlig på høsten. På grunn av forsinkelser med oppgradering av den oppjekkbare boreinnretningen og forsinkelser på grunn av dårlig vær, startet boringen først på slutten av året. Byggingen av produksjonsskipet er også forsinket. Produksjonstart er planlagt til sommeren 1998.

Planlagt produksjonskapasitet er på 9 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag.

## 1.3.9 SLEIPNEROMRÅDET

### Sleipner Øst

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 046	<b>Blokk:</b> 15/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,6 %)	49,60000 %
Esso Expl & Prod Norway AS	30,40000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %
Total Norge AS	1,00000 %
Funnbrønn: 15/9-9	År: 1981
Godkjent utbygd: 1986	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	38,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 25,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 24,7 mrd kr	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer: 703 mill kr	

### Loke

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 046	<b>Blokk:</b> 15/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,6 %)	49,60000 %
Esso Expl & Prod Norway AS	30,40000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %
Total Norge AS	1,00000 %
Funnbrønn: 15/9-17	År: 1983
Godkjent utbygd: 1991	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 0,67 mrd kr	

### Sleipner Vest

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 046 og 029	<b>Blokk:</b> 15/9 og 15/6
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 32,3745 %)	49,50290 %
Esso Expl & Prod Norway AS	32,23940 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,84650 %
Elf Petroleum Norge AS	8,47010 %
Total Norge AS	0,94110 %
Funnbrønn: 15/6-3	År: 1976
Godkjent utbygd: 1992	Prod.start: 1996
Utvinnbare reserver:	128,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 29,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 18,0 mrd kr	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer: 337 mill kr	

### 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 34,4 %)		52,50000 %
Esso Expl & Prod Norway AS		28,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS		9,40000 %
Elf Petroleum Norge AS		9,00000 %
Total Norge AS		1,00000 %
Funnbrønn: 15/9-15	År: 1982	
Godkjent utbygd: 1995	Prod.start: 1996	
Utvinnbare reserver:		4,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 0,35 mrd kr		
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift og leie av brønnsliste, ekskl tariff og forsikringer: 63 mill kr		

## Utvinning

### Sleipner Øst, Loke og Gungne

Feltene inneholder gass og kondensat i reservoarer av tertiær, og jura/trias alder. Gassen inneholder relativt mye kondensat. Tertiærreservoaret i Sleipner Øst utvinnes med reinjeksjon av tørr gass for å få ut mer kondensat enn man får ved trykkavlastning. Injeksjonsgassen kan tas både fra Sleipner Øst og Sleipner Vest. På grunn av at en injeksjonsbrønn som ble boret på vestflanken av feltet høsten 1996 ikke fant reservoarsand, er reservoarvolumet og dermed utvinnbare reserver redusert. Store mengder gass har blitt injisert i 1997 og reservoartrykket har stabilisert seg eller steget noe.

Loke inneholder gass/kondensat i reservoar av tertiær og trias alder. Tertiærreservoaret i Loke ble drenert med en brønn. Denne ble stengt i mai 1997 på grunn av vann og sandproduksjon. Planen er at denne brønnen senere skal forlenges for produksjon fra triasreservoaret.

For Gungne har en ny seismisk tolkning og ny brønninformasjon gitt en økning i anslaget for tilstedeværende gass og utvinnbare reserver. Boring av en ekstra produksjonsbrønn blir vurdert.

### Sleipner Vest

Feltet inneholder gass/kondensat. Reservoaret er i Huginformasjonen av jura alder. Feltet består av flere forkastningsblokker og kommunikasjonsforholdene i reservoaret er usikre. Feltet utvinnes ved trykkavlastning. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 volumprosent CO<sub>2</sub>, som skilles ut fra gassen og blir injisert i et sandlag i Utsiraformasjonen.

I den nordlige delen av feltet var det også påvist noe olje. Utbredelsen og produserbarheten av denne oljen er usikker og en produksjonsbrønn ble boret til dette området høsten 1997. Denne påviste mer olje enn ventet og foreløpige resultater tyder på at oljen er i delvis kommunikasjon med gassreservoaret. Videre studier for å kartlegge utbredelsen av oljen planlegges.

## Utbygging

Sleipner Øst, Loke og Gungne er bygd ut med en integrert



prosess-, bore- og boliginnretning med et fireskaflet 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 og en for drenering av Loke. Gungne blir produsert via en brønn fra Sleipner A.

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 med brønnstrømsoverføring til Sleipner T, som er i broforbindelse med Sleipner A. Disse innretningene bruker felles hjelpesystemer.

Produksjonsinnretningene i Sleipnerområdet er vist på figur 1.3.9.

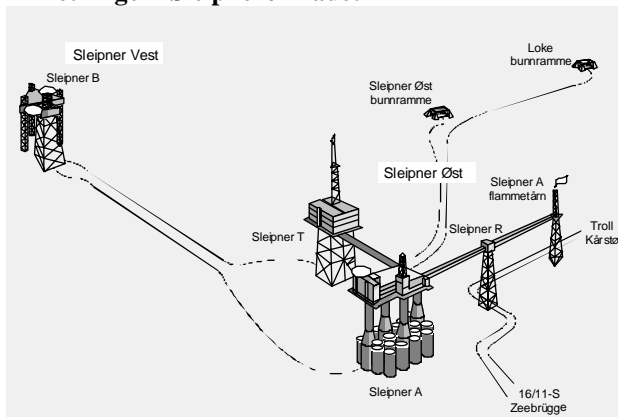
Det har vært en del problemer med anlegget for separasjon av CO<sub>2</sub> fra gassen og injeksjon av CO<sub>2</sub>, men separasjonsanlegget fungerer nå bedre og problemet i brønnen er løst.

Det er inngått avtale om et salgs- og injeksjons-samarbeid mellom Sleipnerfeltene. Sleipner Vest er tildelt gassalg i forbindelse med de kontraktene som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30 prosent opsjonene under Trollgassavtalen. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia, gjennom Statpipe/Norpipe- og gjennom Europipesystemet til Emden i Tyskland.

Kondensatet fra disse feltene 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.

**Figur 1.3.9**  
**Innretninger i Sleipnerområdet**



### 1.3.10 BALDER

<b>Utvinningstillatelse:</b> 001 og 028	<b>Blokk:</b> 25/11 og 25/10
Operatør: Esso Expl & Prod Norway A/S	
Rettighetshavere: Esso Expl & Prod Norway A/S 100 %	
Funnbrønn:	25/11-1 År: 1967
Godkjent utbygd:	1996 Prod.start: 1999
Utvinnbare reserver:	27,2 mill Sm <sup>3</sup> olje

	0,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	7,9 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff:	300 mill kr

### Utvinning

Reservoaret i Balder er sandsteiner av tertiær alder. De er dårlig konsolidert, men har gode reservoaregenskaper og inneholder forholdsvis viskøs olje. En langtidstest ble gjennomført sommeren 1991 med produksjonsskipet Petrojarl I. Under testen ble verdifull produksjonsteknisk informasjon samlet inn. Balderfeltet består av flere adskilte strukturer. Seks strukturer omfattes av plan for utbygging og drift. Fem andre strukturer er kartlagt og blir per i dag regnet som prospekter. Disse forventes inkludert i feltet på sikt.

Feltet skal utvinnes ved naturlig vandring og vanninjeksjon. Totalt planlegges det 10 brønner for olje-produksjon, tre for vanninjeksjon og en for gassinjeksjon. I tillegg skal det bores en brønn for produksjon av injeksjonsvann fra Utsiraformasjonen.

### Utbygging

Plan for utbygging og drift (PUD) ble overlevert myndighetene i oktober 1995, og ble godkjent i februar 1996. Utbyggingsløsningen er basert på havbunnsbrønner som knyttes til et produksjons- og lagerskip. Oljen skal eksporteres via tankbåt. I henhold til PUD skulle produksjonen starte mellom november 1996 og mars 1997, men ferdigstilling av skipet har tatt betydelig lengre tid og kostet mer enn forventet. Produksjonsstart er nå forventet sommeren 1999.

Feltet inneholder lite gass og i henhold til PUD skulle gassen injiseres i en vannfylt struktur. Nye data viste at det ikke var noen egnet struktur i området, og operatøren la derfor sommeren 1996 fram en plan for anlegg og drift (PAD) for eksport av gassen via Statpipe. På grunn av problemer med kvaliteten på gassen (høyt duggpunkt), ble det ikke oppnådd enighet med eierne av Statpipe, og planen nå er å injisere gass i en periode mens endelig løsning avklares.

Forboring av produksjonsbrønner pågår og flere brønner vil være klare til å settes i produksjon når produksjonsskipet er klart. Planlagt gjennomsnittlig platåproduksjon for olje er 11 900 Sm<sup>3</sup> per dag (75 000 fat per dag).

### 1.3.11 JOTUN

<b>Utvinningstillatelse:</b> 027 P og 103	<b>Blokk:</b> 25/8 og 25/7
Operatør: Esso Expl & Prod Norway AS	
Rettighetshavere:	
Esso Expl & Prod Norway AS	45,00 %
Enterprise Oil Norwegian AS	45,00 %
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3,00 %)	5,00 %
Norske Conoco A/S	3,75 %
Amerada Hess Norge AS	1,25 %
Funnbrønn:	25/8-5S År: 1994
Godkjent utbygd:	1997 Prod.start: 1999

Utvinnbare reserver:	30,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	6,3 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:	12 mill kr

## Utvinning

Jotun omfatter funnene 25/8-5 S, 25/7-3 og 25/8-8 S, som alle ble påvist i 1994 og 1995. I alle strukturene ble det funnet 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 027P, og Esso er operatør for utbyggingen. Plan for utbygging og drift ble overlevert myndighetene i januar 1997 og godkjent i juni. En avtale om samordning mellom de to utvinningstillatelsene ble inngått høsten 1997. Vanninjeksjon, eventuelt i kombinasjon med naturlig vanddriv, er planlagt som drivmekanisme.

## Utbygging

Brønnhodeinnretning og produksjonsskip er planlagt som utbyggingsløsning, og byggingen av innretningene ble startet høsten 1997. Oljen skal lastes på feltet og det er planlagt en tilknytning til Statpipe for eksport av gass utover behovet for brensel på feltet.

### 1.3.12 HEIMDAL

<b>Utvinningstillatelse:</b>	036	<b>Blokk:</b>	25/4
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 20 %)			
			40,00000 %
Marathon Petroleum Norge AS			
			23,79800 %
Elf Petroleum Norge AS			
			11,93900 %
Norsk Hydro Produksjon AS			
			15,80300 %
Total Norge AS			
			4,82000 %
Saga Petroleum ASA			
			3,47100 %
Ugland Construction Company AS			
			0,16900 %
Funnbrønn:	25/4-1	År:	1972
Godkjent utbygd:	1981	Prod.start:	1985
Utvinnbare reserver:			6,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 40,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			14,7 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:			271 mill kr

## Utvinning

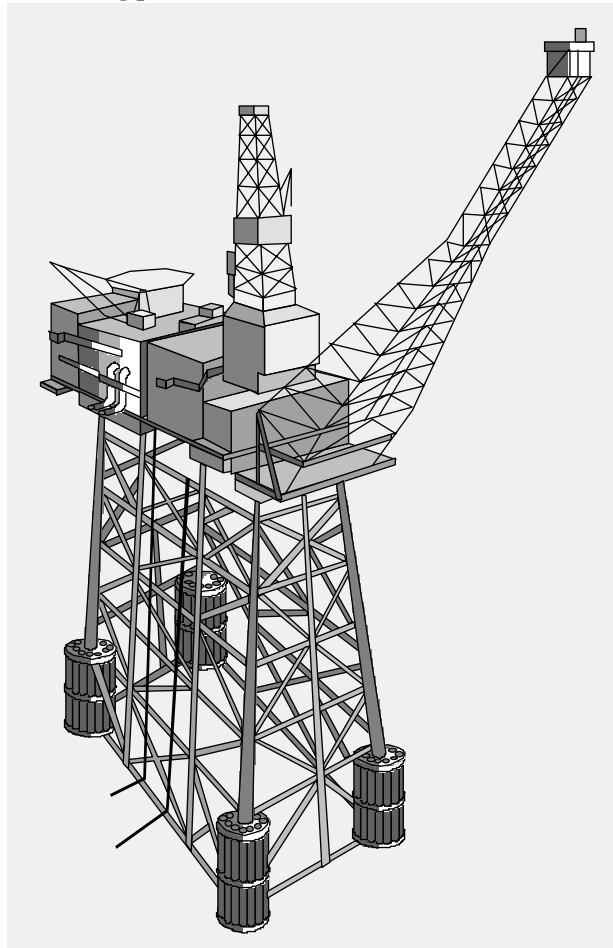
Feltet produserer fra sandsteiner i Heimdalformasjonen. Det er boret ti brønner fra innretningen på feltet, ni produksjonsbrønner og en observasjonsbrønn. På grunn av feltets kraftige vanddriv, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

## Utbygging

Heimdal feltet er bygd ut med en integrert stålennretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 1.3.12. Leveransene av gass via 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 dagens planer vil feltet produsere fram til 1999.

**Figur 1.3.12**  
**Innretning på Heimdal**



### 1.3.13 FRIGGOMRÅDET

#### Frøy

<b>Utvinningstillatelse:</b>	026 og 102	<b>Blokk:</b>	25/2 og 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 %
Total Norge AS			
			15,23460 %
Norsk Hydro Produksjon AS			
			6,04810 %
Funnbrønn:	25/5-1	År:	1987
Godkjent utbygd:	1992	Prod.start:	1995
Utvinnbare reserver:			6,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			5,9 mrd kr
Driftskostnader 1997 ekskl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:			159 mill kr

## Utvinning

Frøy er et oljefelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen av øvre jura alder. Utvinningsstrategi er basert på vanninjeksjon. Feltet har 10 brønner, derav 6 produksjonsbrønner. En del av disse har i perioder ikke vært operative på grunn av problemer med vannproduksjon. Operatøren har redusert tilstedeværende og utvinnbare ressurser ut fra erfaringer med produksjonsbrønner og ny geologisk modell. Frigg kan bli ulønnsom etter år 2000 og slutte å produsere. Frøy vil etter den tid få høyere driftskostnader og risikere ulønnsom drift.

## 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. (Figur 1.3.13.a viser felt og funn i Friggområdet.)

## Øst Frigg

<b>Utvinningstillatelse:</b> 024, 026 og 112	<b>Blokk:</b> 25/1 og 25/2
Operatør: Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 1,4613 %)	10,43100 %
Elf Petroleum Norge AS	37,22500 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,11200 %
Total Norge AS	20,23200 %
Funnbrønn: 25/2-1	År: 1973
Godkjent utbygd: 1984	Prod.start: 1988
Utvinnbare reserver:	9,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	3,0 mrd kr
Driftskostnader 1997 eksl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	28 mill kr

## Utvinning

Øst Frigg er et gassfelt som består av to hovedstrukturer, Alpha og Beta. Disse er en del av samme trykksystem som Friggfeltet. Reservoaret ligger i Friggformasjonen av eocene alder. Feltet vil sannsynligvis avslutte produksjonen i 1998.

## Utbygging

Utbygging av Øst Frigg er basert på havbunnsteknologi med to bunnrammer for brønnene og en sentral manifoldstasjon som knytter systemene sammen. Produksjonssystemene fjernstyres fra Frigg. Fra manifolden går en gass- og serviceledning til TCP2 på Frigg hvor gassen prosesseres og måles før den sendes inn i Friggfeltets transportsystem til St. Fergus.

## Lille-Frigg

<b>Utvinningstillatelse:</b> 026	<b>Blokk:</b> 25/2
Operatør: Elf Petroleum Norge A/S	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	5,00000 %
Elf Petroleum Norge A/S	41,42000 %
Total Norge AS	20,71000 %

Norsk Hydro Produksjon AS	32,87000 %
Funnbrønn: 25/2-4	År: 1975
Godkjent utbygd: 1991	Prod.start: 1994
Utvinnbare reserver:	1,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	4,2 mrd kr
Driftskostnader 1997 ekskl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	68 mill kr

## Utvinning

Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelse av Heimdalryggen. Utvinning er basert på tre produksjonsbrønner med trykkavlastning som produksjonsmekanisme. Feltet produserer for tiden kun fra en brønn grunnet problem med vannproduksjon. Utvinnbare reserver var 7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass da feltet ble godkjent bygd ut, og anslaget er nå redusert til 2,4 milliarder Sm<sup>3</sup> på grunn av raskere trykkfall og vannproduksjon. Frigg kan bli ulønnsom etter år 2000 og vil slutte å produsere. Lille-Frigg vil etter den tid få høyere driftskostnader og risikere ulønnsom drift.

## Utbygging

Lille-Frigg er bygd ut med undervannsinnetning som fjernstyres fra Frigg. Ubehandlet brønnstrøm overføres under høyt trykk direkte til Frigg for behandling. Gassen transporteres i rørledning til St. Fergus. Stabilisert kondensat transporteres i Frostpipe til Oseberg og sendes derfra videre til oljeterminalen på Stura. Kondensat og gassmåling foregår på Frigg.

## Frigg

<b>Utvinningstillatelse:</b> 024	<b>Blokk:</b> 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel
Operatør: Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere:	
Norsk del (60,8200%)	
Elf Petroleum Norge AS	25,19100 %
Norsk Hydro Produksjon AS	19,99200 %
Total Norge AS	12,59600 %
Den norske stats oljeselskap a.s	3,04100 %
Britisk del (39,1800%)	
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: (norsk andel)	119,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
(norsk andel)	0,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	ca 26 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	388 mill kr

## Utvinning

Feltet produserer gass fra Friggformasjonen som består av sandstein av eocen alder. Produksjonsbrønnene på CDP1

er permanent pluggert. På DP2 var 12 brønner tilgjengelig for produksjon i 1997. Alle disse har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Målinger viser at det er migrasjon av gass inn i Friggfeltet. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt. Antatt siste år med produksjon er år 2001. Nedstengning av Frigg vil berøre feltene Frøy og Lille-Frigg som leverer olje og gass til Frigg for behandling.

## 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 1.3.13.b viser innretningene i Friggområdet.

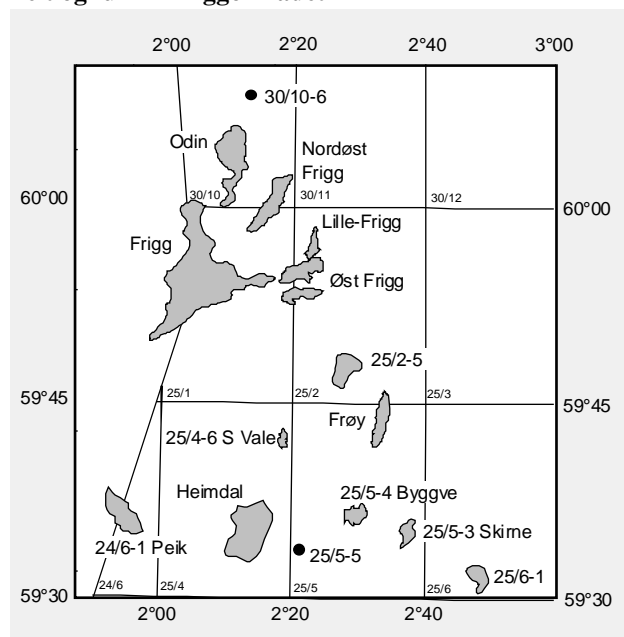
Fase III av utbyggingen omfatter installasjon av tre turbindrevne kompressorer på TCP2. Kompressoranlegget er nødvendig for å kompensere for redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981.

Gass fra Øst Frigg og Lille-Frigg blir behandlet og målt på TCP2. I 1995 ble det installert en ny modul på denne innretningen for å behandle olje og gass fra Frøy. Før nedstenging av Nordøst Frigg og Odin ble også gassen fra disse feltene behandlet på Frigg. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

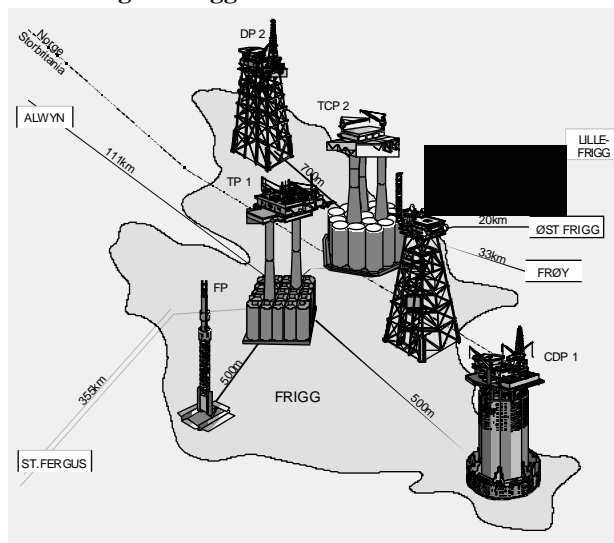
TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning.

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 Stura.

**Figur 1.3.13.a**  
Felt og funn i Friggområdet



**Figur 1.3.13.b**  
Innretninger i Friggområdet



## 1.3.14 OSEBERGOMRÅDET

### Oseberg

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053 og 079	<b>Blokk:</b> 30/6 og 30/9
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,7838 %)	
	64,78380 %
Norsk Hydro Produksjon AS	
	13,68190 %
Saga Petroleum ASA	
	8,55280 %
Elf Petroleum Norge AS	
	5,76940 %
Mobil Development Norway AS	
	4,32720 %
Total Norge AS	
	2,88500 %
Funnbrønn:	30/6-1
År:	1979
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1988
Fase I	1984
Fase II	1988
Fase III	1996
Utvinnbare reserver:	326,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
	16,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	6,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	54 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	1221 mill kr

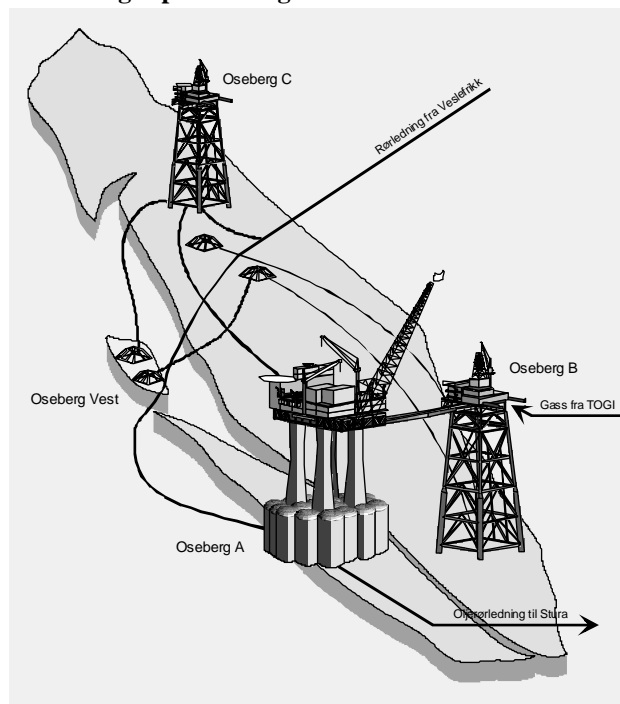
### Utvinning

Det første funnet påviste gass i 1979, mens senere borer påviste olje med gasskappe. Feltet består av flere reservoarer i Brentgruppen fordelt på flere strukturer. Hovedreservoarene er i Osebergformasjonen og Tarbertformasjonen. Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnene blir nå boret horisontalt, med gode erfaringer.

### Utbygging

Figur 1.3.14.b viser felt og funn i Oseberg- og Trollområdet. Oljedelen av Osebergfeltet er bygd ut i to faser, se figur 1.3.14.a. Fase I er bygd ut med et feltcenter i sør med to

**Figur 1.3.14.a**  
**Innretninger på Oseberg**



innretninger. Oseberg A omfatter en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B omfatter en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to havbunnskompletterte brønner knyttet til feltsenteret. 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 produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ). Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 23 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Plan for utbygging og drift for gassfasen (fase III) på Oseberg ble godkjent i 1996. Oseberg gassfase starter produksjon i 1999/2000 med en gassallokering på 2 milliarder Sm<sup>3</sup> per år fra 2000.

Gassfasen bygges ut med en ny innretning for tørrgassprosessering. Gassen transporteres i en ny gassrørledning til Statpipesystemet ved Heimdalinnretningen. Gassinnretningen vil ha en kapasitet på 10 milliarder Sm<sup>3</sup> per år.

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

### Oseberg Vest

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053	<b>Blokk:</b> 30/6
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,7838 %)	64,78380 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68190 %
Saga Petroleum ASA	8,55280 %

Elf Petroleum Norge AS	5,76940 %		
Mobil Development Norway AS	4,32720 %		
Total Norge AS	2,88500 %		
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		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		837 mrd kr	

Oseberg Vest omfatter heretter kun 30/6-15 Gamma Nordstrukturen. Dette er en endring i forhold til årsberetningen for 1996. Strukturen består av en rotert forkastningsblokk hvor de hydrokarbonførende sonene finnes i Statfjordformasjonen i undre jura.

En mektig kullholdig skifersone deler Statfjordformasjonen i en øvre og en nedre reservoarsoner. 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

#### Utvinning

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053	<b>Blokk:</b> 30/6		
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
Rettinghshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,40 %)	59,40000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	12,25000 %		
Saga Petroleum ASA	7,35000 %		
Elf Petroleum Norge AS	9,33000 %		
Mobil Development Norway AS	7,00000 %		
Total Norge AS	4,67000 %		
Funnbrønn:	30/6-5	År:	1981
Godkjent utbygd:	1996	Prod.start:	1998
Utvinnbare reserver:	23,5 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	0,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):		3,8 mrd kr	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:		72 mill kr	

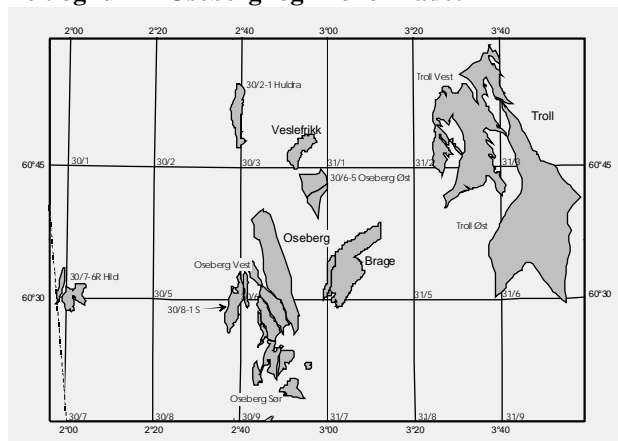
Feltet består av to strukturer som er adskilt med en forsegrende forkastning. Begge strukturene inneholder flere oljeførende lag innenfor Brentgruppen med varierende porøsitet og permeabilitet samt flere ulike olje/vannkontakter. Det er lagt opp til trykkvedlikehold ved hjelp av vann- og VAG-injeksjon.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

produksjons-, seks injeksjons- og to vannproduksjonsbrønner.

## Utbygging

Feltet vil bli bygd ut med en ny innretning med boligkvarter, boreutstyr og førstetrinnsseparasjon av olje, vann og gass. Ferdigprosessering vil foregå på Oseberg feltcenter. Innretningen vil ha kapasitet til å behandle 12 000 Sm<sup>3</sup> olje og 13 300 m<sup>3</sup> vann per dag. Maksimum gassinjeksjonsrate vil være 1,4 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Oljen fra feltet vil bli transportert i Oseberg Transport System til Stura.

**Figur 1.3.14.b**  
Felt og funn i Oseberg- og Trollområdet



## Oseberg Sør

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 079, 104 og 171	<b>Blokk:</b> 30/6, 30/9, 30/12
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 38,36 %)	56,58000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	21,88000 %
Saga Petroleum ASA	10,14000 %
Norske Conoco A/S	7,700000 %
Mobil Development Norway AS	3,700000 %
Funnbrønn: 30/9-3	År: 1984
Godkjent utbygd: 1997	Prod.start: 2000
Utvinnbare ressurser:	53,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 11,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	7,8 mrd kr

## Utvinning

Ti mulige reservoarstrukturer ligger innenfor det området som operatøren definerer som Oseberg Sør. Sju av disse inngår i basisestimaten for Oseberg Sør. Hydro er operatør, og området er samordnet.

## Utbygging

Feltet vil bli bygd ut med en innretning med boligkvarter, boremodul og førstetrinnsseparasjon av olje og gass. Ferdigprosessering vil foregå på Oseberg feltcenter. Oljen vil bli transportert i Oseberg Transport System til Stura. En

del av 30/9-3 Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg feltcenter, og vil bli produsert derfra.

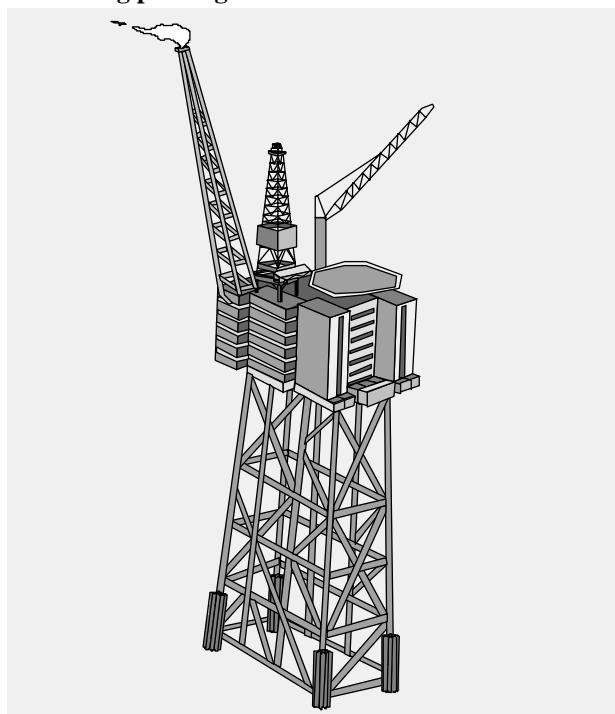
## 1.3.15 BRAGE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 053, 055 og 185	<b>Blokk:</b> 30/6, 31/4 og 31/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 34,2567 %)	46,95680 %
Norsk Hydro Produksjon AS	22,41820 %
Esso Expl and Prod Norway A/S	16,34340 %
Neste Petroleum AS	12,25750 %
Elf Petroleum Norge AS	0,66640 %
Saga Petroleum ASA	0,52480 %
Mobil Development Norway AS	0,49980 %
Total Norge AS	0,33320 %
Funnbrønn: 31/4-3	År: 1980
Godkjent utbygd: Fase I 1990	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	52,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,8 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	11,6 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	410 mill kr

## Utvinning

Det er påvist olje i to formasjoner i den samordnede delen av Brage; Statfjord og Fensfjord. I Sognefjordformasjonen er det påvist olje og gass. Det foregår en prøveutvinning fra Sognefjordformasjonen som startet høsten 1997. Prøveutvinningen vil ha en varighet på inntil

**Figur 1.3.15**  
Innretning på Brage



et år. Plan for utbygging og drift for forekomstene i Sognefjordformasjonen kan bli framlagt i 1998.

## Utbygging

Bragefeltet er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell, se figur 1.3.15. Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Osebergledningen til Stura. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe.

### 1.3.16 VESLEFRIKK

<b>Utvinningstillatelse:</b>	052	<b>Blokk:</b>	30/3
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s			
(SDØE 37 %)			55,00000 %
Total Norge AS			18,00000 %
Deminex Norge AS			11,25000 %
Norsk Hydro Produksjon AS			9,00000 %
Svenska Petroleum Expl AS			4,50000 %
Norske Deminex AS			2,25000 %
Funnbrønn:	30/3-2	År:	1980
Godkjent utbygd:	1987	Prod.start:	1989
Utvinnbare reserver:			
			54,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
			5,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
			1,8 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			
			11,4 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:			
			483 mill kr

## Utvinning

Feltet produserer fra reservoarer i nedre del av Brentgruppen og Dunlingruppen (Intra Dunlin Sand).

Utvinningstrategien for reservoarene i Brentgruppen og Dunlingruppen er å opprettholde trykket i reservoaret ved hjelp av vanninjeksjon. Enkelte av brønnene vil imidlertid bli styrt med lavere brønnhullstrykk enn kokepunktstrykk. VAG-injeksjon i hovedfeltet er besluttet gjennomført.

Produksjon fra Staffjordformasjonen startet i 1997. Reservoaret planlegges drenert med en horisontal produsent, og utvinningen økes ved å resirkulere gassen i en horisontal injektor. Staffjordformasjonen 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 1997.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter, se figur 1.3.16. Det er 13 produksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner. Den halvt nedsenkbare innretningen er forankret og tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen.

En oljerørledning er tilkoplest Oseberg Transport System for transport til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Det er inngått en midlertidig avtale om

bytting av produserte gassvolumer mellom Veslefrikk og Heimdal.

Fig 1.3.16

### Innretninger på Veslefrikk



### 1.3.17 TROLL

<b>Utvinningstillatelse:</b>	054 og 085	<b>Blokk:</b>	31/2, 31/3, 31/5 og 31/6
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Norsk Hydro Produksjon AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s			
(SDØE 62,696 %)			74,57600 %
A/S Norske Shell			8,28800 %
Norsk Hydro Produksjon AS			7,68800 %
Saga Petroleum ASA			4,08000 %
Elf Petroleum Norge AS			2,35344 %
Norske Conoco A/S			1,66113 %
Total Norge AS			1,35343 %
Funnbrønn:	31/2-1	År:	1979
Godkjent utbygd:		Prod.start:	1991
Fase I	1986		
Fase II	1992		
Utvinnbare reserver:			
			208,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
			647,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			
			94,723 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:			
			1940 mill kr

Strukturelt ligger Trollfeltet på den nordvestlige delen av Hordaplattformen. Feltet består av tre relativt store, roterte forkastningsblokker med østlig fall og strekker seg over 750

km<sup>2</sup>. Vanddyppet i området er over 300 meter. De hydrokarbonførende lagene er hovedsakelig sandsteiner i Sognefjordformasjonen av midtre 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. De totale utvinnbare gassressursene i Trollfeltet utgjør 1348 milliarder Sm<sup>3</sup>.

## **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 1997 levert ca 18,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til Oseberg. Totalt planlegges det å levere 22,2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass innen utgangen av 2002. 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 operatøransvaret for driften av feltet i juni 1996. Fram til utgangen av 1997 var det boret 27 av totalt 39 gassprodusenter fra Troll A-innretningen.

I mai 1996 startet gasseksporten fra Troll A til Kollsnes og videre til kontinentet via rørledningen Zeepipe IIA. Gassen som ble produsert i forbindelse med ferdigstilling av første gassbehandlingsenhet på Kollsnesanlegget, ble solgt under egne, midlertidige avtaler. Gassleveranser til de initielle kjøperne i henhold til Troll gassalgsavtaler (TGSA) som ble slutført i 1986, startet som planlagt 1. oktober 1996. Kun en del av gassen på feltet er solgt. På grunn av kommunikasjon internt i feltet kan produksjonen fra en provins ha stor innvirkning på framtidig utvinning fra andre provinser. Det legges derfor stor vekt på å finne fram til en optimal produksjonsstrategi for olje og gass for hele Trollfeltet.

### **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 for videre eksport til markedet. Kondensatet mengdebestemmes i en fiskal målestasjon før det forlater Kollsnesterminalen. Tørrgassen blir komprimert og eksportert i rør til kontinentet.

Kollsnesanlegget har en eksportkapasitet på ca 100 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Måling av gassen til fiskal standard skjer i to identiske målestasjoner for henholdsvis Zeepipe og Statpipe. 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 1997 var det boret 17 horisontale produksjonsbrønner og en gassinjektor. Produksjonserfaringen hittil viser lavere vannproduksjon og senere gassgjennombrudd enn tidligere antatt.

Produksjonsstrategien avhenger av forhold som trykkutvikling og kommunikasjon med andre områder av feltet. I sørlige del av olje provinsen blir derfor deler av den produserte gassen reinjisert, mens en kontrollert produksjon av fri gass sammen med oljen gradvis innføres som strategi i nordlig del av provinsen. Brønnene i olje provinsen er fordelt på fire havbunnsinstallasjoner 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 Troll Vest er tidskritisk i forhold til uttaket av gass fra både Troll Øst og Troll Vest. Utbyggingen skjer stegvis, da det var viktig å få noe produksjonserfaring fra området før beslutning ble tatt om videre oljeutbygging av hele gass provinsen.

Plan for utbygging og drift for de to første havbunnsinstallasjonene i sørlig del av Troll Vest gass provins (brønngruppe H og I) ble godkjent av myndighetene i henholdsvis mai 1994 og oktober 1996. Produksjonen fra H-brønnene startet i november 1995 og erfaringene hittil har vært gode. Ved årets utgang er seks brønner i produksjon. Produksjon fra brønngruppe I er forsinket og vil starte våren 1998.

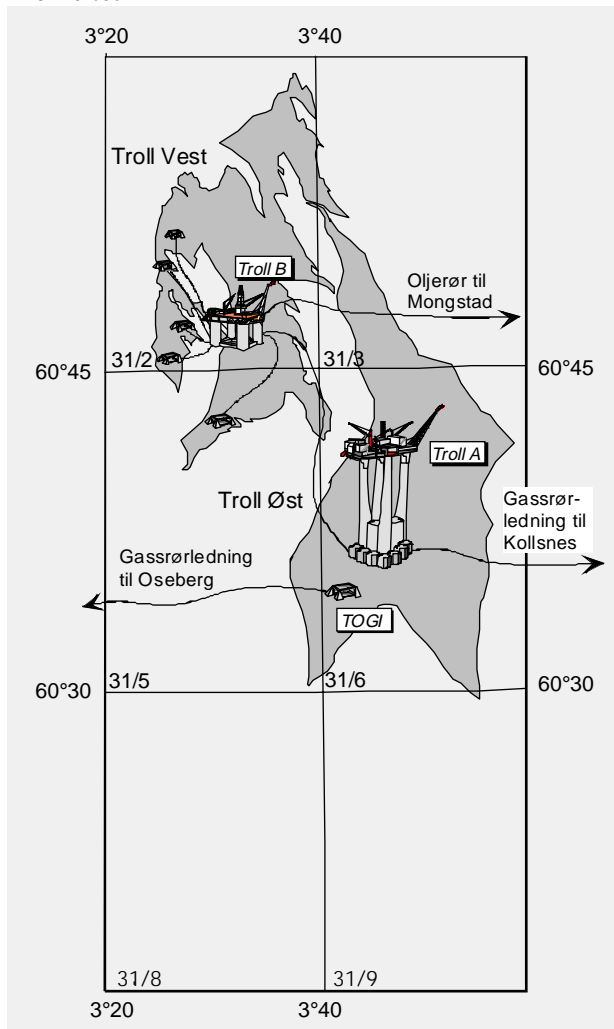
Videre plan for utbygging og drift av oljen i Troll Vest gass provins ble godkjent av myndighetene våren 1997. Utbyggingsplanen omfattet ni havbunnsinstallasjoner (brønngrupper) med totalt 50 horisontale produksjonsbrønner, derav flere flergrensbrønner. Tre brønngrupper med 18 brønner i sørlig del av gass provinsen vil bli tilknyttet Troll B, mens seks brønngrupper med 32 brønner i nordlig del av provinsen tilknyttet en ny innretning, Troll C. Nye feltdata og oppdaterte studier tyder imidlertid på at det kan bli behov for en økning av antall brønner og brønnrammer. Planlagt produksjonsstart for denne utbyggingen er juli 1998 for Troll B og september 1999 for Troll C. I løpet av 1997 er det blitt boret flere observasjonsbrønner for blant annet å skaffe mer informasjon om kommunikasjonen mellom provinsene og om hvor tidskritiske ressursene er.

### **Utbygging**

Oljereservene i Troll Vest olje provins og sørlig del av Troll Vest gass provins produseres via Troll B, en flytende



Figur 1.3.17  
Trollfeltet



betonginnretning uten lagerkapasitet. Totalt vil ni brønnklynger bli tilknyttet Troll B. Nødvendige modifikasjoner må utføres på innretningen i forbindelse med tilknytning av brønngruppene i gassprovinsen. Med små ombygginger på Troll B-innretningen, har det vært mulig å øke produksjonskapasiteten gradvis fra 30 000 til 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, se figur 1.3.17.

Seks brønngrupper i nordlig del av gassprovinsen vil bli tilknyttet en ny innretning, Troll C, som blir en halvt nedsenkbar stålinnretning. Innretningen vil ha oljebehandlingskapasitet på 20 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Fra Troll C vil det bli lagt en ny oljerørledning til Mongstad og en gassrørledning til Troll A for å benytte eksisterende transportmuligheter til Kollsnes og videre til eksportmarkedet.

**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 er 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.

**1.3.18 GULLFAKSOMRÅDET**

**Gullfaks og Gullfaks Vest**

Utvinningsstillatelse: 050 og 050B	Blokk: 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-1 Gullfaks År: 1978	
34/10-34 Gullfaks Vest År: 1991	
Godkjent utbygd: Prod.start: des 1986	
Fase I 1981	
Fase II 1985	
Gullfaks Vest 1993	
Lundeformasjonen 1995	
Utvinnbare reserver: Gullfaks	313,6 mill Sm <sup>3</sup> olje 23,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,3 mill tonn NGL
Utvinnbare reserver: Gullfaks Vest:	3,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	
Gullfaks	76,6 mrd kr
Gullfaks Vest	0,2 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	2022 mill kr

**Utvinning**

I Gullfaksfeltet, se figur 1.3.18.a, finnes olje i sandstein av jura og trias alder. Reservoaret ligger relativt grunt og består av flere skrånstille forkastningsblokker. Blokkene har varierende grad av helning og området er til dels kraftig erodert. Feltet er på grunn av de mange forkastningene komplisert å produsere.

Reservoarene i Fase I og II er adskilt av en større nord/sørgående forkastning. En viss kommunikasjon over forkastningen er påvist i det nordlige området. Forkastninger med mer enn 1000 meter sprang avgrensner feltet i sør, øst og nordøst.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlikehold ved vanninjeksjon. Alternerende vann/gassinjeksjon (VAG) utføres der metoden er egnet. Bruk av gel

for å blokkere vannproduserende lag er prøvd med vellykket resultat.

Antall operative brønner som imidlertid varierer over tid, er ca 100. Boring av langtrekkende brønner og side-stegsboring fra eksisterende brønner er viktige metoder for økt oljeutvinning på Gullfaks.

Basert på basisreservene for hele Gullfaksområdet er siste produksjonsår for Gullfaks A, B og C henholdsvis 2011, 2006 og 2013. Levealderen kan imidlertid øke noe, avhengig av funn i prospekter og 3. parts bruk av anleggene.

Gullfaks Vest er et oljefelt som ligger vest for Gullfaks i blokk 34/10, se figur 1.3.18.a. Utvinning er basert på naturlig vandriv.

## Utbygging

Gullfaksinnretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 1.3.18.b. C-innretningen er i hovedsak bygd som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og bolig-innretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinnsseparasjon.

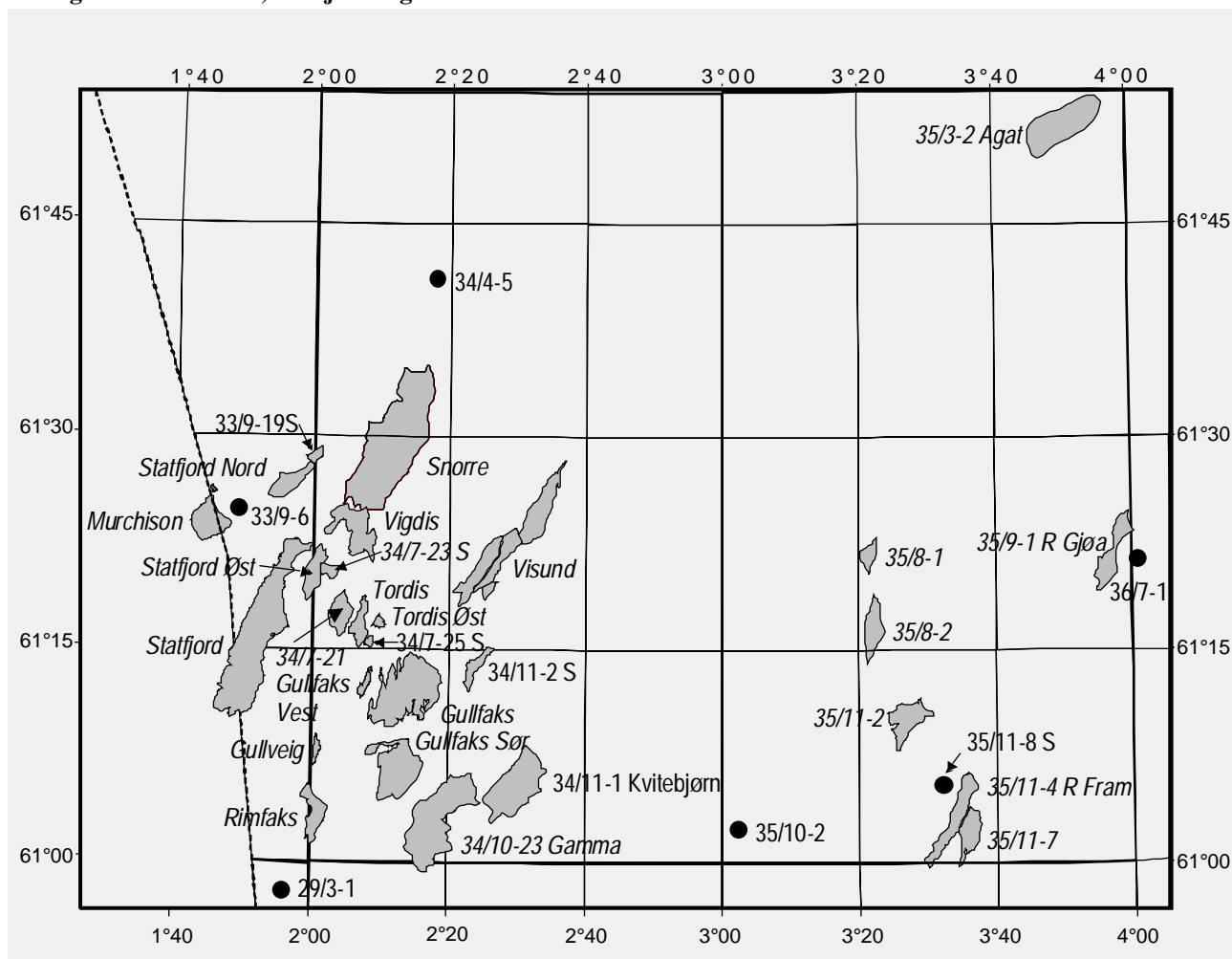
Gullfaks A, som er plassert på den sørvestre delen av feltet, startet produksjonen i desember 1986. Behandlingskapasiteten for olje er 60 000 Sm<sup>3</sup> per dag, mens kapasiteten for vann er 35 000 m<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon på Gullfaks A er 75 000 m<sup>3</sup> per dag. Gullfaks A har også utstyr for gassinjeksjon med kapasitet på 3,2 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en første-trinnsvæskekapasitet på 45 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og Gullfaks C for videre prosessering og lagring. Kapasiteten for vanninjeksjon er 30 000 m<sup>3</sup> per dag. Injeksjonsvann overføres fra Gullfaks A.

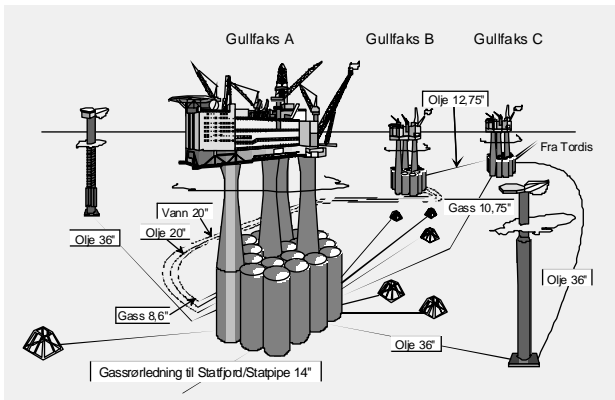
Gullfaks C ble plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i Fase II. Produksjon kom i gang ved årsskiftet 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 60 000 Sm<sup>3</sup> olje og 30 000 m<sup>3</sup> produsert vann per dag. Det kan injiseres inntil 60 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Det ble i slutten av 1995 installert en kompressor for injeksjon av gass også på Gullfaks C med kapasitet på 2,2 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles fiskalt og eksporteres via lastebøyer

**Figur 1.3.18.a**  
Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



**Figur 1.3.18.b**  
**Innretninger på Gullfaks**



til tankskip. Prosessert rikgass måles fiskalt på Gullfaks A og C, før den sendes inn i Statpipe via Statfjord C. Olje fra Gullfaks Vest måles ved hjelp av en testseparator på Gullfaks C. Brønnstrømmen fra Tordisfeltet blir målt etter førstetrinnsseparasjon på Gullfaks C. De målte og analyserte mengdene blir deretter videre behandlet i prosessanlegget på Gullfaks C før oljen lastes via bøyelaste-systemet og gassen leveres til Statpipe. Oljen fra Vigdis skal måles fiskalt på Snorre før lastning fra Gullfaks A. Oljen fra Visundfeltet planlegges også lastet fra Gullfaks A. Gass og væske fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig vil bli målt med flerfasemålere i tilknytning til testseparator.

**Gullfaks som infrastruktur**

I tillegg til Gullfaks Vest vil innretningene på Gullfaks også bli benyttet ved produksjon fra Tordis, Tordis Øst, Vigdis, Visund, Rimfaks, Gullfaks Sør og Gullveig.

I mai 1994 startet leveranser fra Tordis til Gullfaks C, hvor oljen blir behandlet. Det er bygd en ny førstetrinnsseparator på Gullfaks C. Ellers brukes eksisterende utstyr. I 1995 ble det godkjent at også Tordis Øst skulle knyttes opp mot Gullfaks C. I 1994 ble det besluttet at ferdig behandlet olje fra Vigdis (via Snorre) skal leveres til Gullfaks A for lagring og utskipping via tankbåt. I desember 1995 ble det inngått en tilsvarende avtale for Visund.

Oljeressursene (Fase I) i Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig som ble godkjent utbygd av myndighetene i 1996, vil bli knyttet til Gullfaks A. Gullfaks Sør Brent Fase II som omfatter produksjon av gass og assosiert væske, vil etter planen bli knyttet til Gullfaks C. Rettighetshaverne til Gullfaks, utvinningstillatelse 050, fikk i 1995 tildelt tidligere tilbakeleverte deler av blokk 34/10. Gullfaks-innretningene kan eventuelt også bli benyttet av nye funn i dette området. Også andre funn er aktuelle å bygge ut mot Gullfaks.

**Gullfaks Sør**

Utvinningstillatelse: 50 og 50B	Blokk: 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	

(SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-2	År: 1978
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1998
Fase I 1996	
Utvinnbare reserver: Fase I:	21,5 mill Sm <sup>3</sup> olje/kondensat 1,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Utvinnbare ressursene: Fase II:	14,3 mill Sm <sup>3</sup> olje/kondensat 58,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	
Fase I:	3,49 mrd kr
Fase II:	4,83 mrd kr
Forventede driftskostnader på plåtå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	
Fase I:	99 mill kr
Fase II:	210 mill kr

Gullfaks Sør som ligger ca 9 km sør for Gullfaks, se figur 1.3.18.a., inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder. Brentreservoaret inneholder olje og gasskappe med høyt kondensatinhold. Det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter. Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone og mindre gasskappe enn Brentreservoaret. Det er også olje og gass i Lundeforrasjonen.

**Fase I**

**Utvinning**

Gullfaks Sør Fase I omfatter produksjon av olje og kondensat. Plan for utbygging og drift for Fase I ble godkjent i 1996 sammen med Rimfaks og Gullveig.

**Utbygging**

Væskeressursene i Fase I planlegges produsert ved gassinjeksjon. Utbyggingsløsningen omfatter fire havbunnsrammer med 12 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med feltene Rimfaks og Gullveig. Prosesseringen av brønnstømmen vil skje på Gullfaks A.

Produksjonsstart for Fase I er planlagt til 1.9.1998. Feltet forventes å produsere 13 000 Sm<sup>3</sup> olje/kondensat per dag som lagres på Gullfaks A og skipes. Produsert gass vil bli reinjisert i reservoaret. Gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 2,7 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Det vil også bli sendt gass til Rimfaks for injeksjon.

**Fase II**

**Utvinning**

Gullfaks Sør Fase II omfatter produksjon av gass og assosiert væske. Gullfaks Sør Brent ble i 1997 tildelt gassleveranser fra 1999. Plan for utbygging og drift for Fase II ble oversendt myndighetene 3.9.1997. Et tillegg til plan for utbygging og drift ble oversendt 27.11.1997.

**Utbygging**

Planen omfatter to nye brønnrammer og 13 brønner, hvorav

én bores fra en av de eksisterende brønnrammene fra Fase I. I tillegg legges det til rette for installasjon av en ekstra brønnramme med mulighet for å bore inntil fire ekstra brønner. Brønnstrømmen planlegges prosessert på Gullfaks C. Planlagt produksjonsstart er år 2000. Tidlig gassalg i 1999 sikres ved å nytte gass fra Fase I eller ved å låne gass fra Gullfaks hovedfelt.

## Rimfaks

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 50 og 50B	<b>Blokk:</b> 34/10 og 33/12
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	
(SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-17	År: 1973
Godkjent utbygd: Fase I: 1996	Prod.start: 1998
Utvinnbare reserver: Fase I	19,9 mill Sm <sup>3</sup> olje/kondensat -1,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner): Fase I 3,19 mrd kr	
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer 125 mill kr	

## Utvinning

Rimfaks som ligger ca 15 km sørvest for Gullfaks, se figur 1.3.18.a, inneholder olje og gass i sandstein av jura alder. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 34/10, utvinningsstillatelse 050, mens en mindre del strekker seg inn i blokk 33/12. En avtale er inngått med utvinningsstillatelse 037 om utvinning av forekomsten som strekker seg inn i blokk 33/12.

Statfjordreservoaret er oljefyllt mens Brentreservoaret inneholder en oljekolonne på ca 40 meter og en gasskappe med høyt kondensatinnhold.

Plan for utbygging og drift Fase I som omfatter væskefasen, ble godkjent i 1996 sammen med Gullfaks Sør og Gullveig. Fase II som består av gassfasen, omfattes ikke av denne planen.

## Utbygging

Feltet planlegges produsert ved gassinjeksjon, og utbyggingsløsningen omfatter tre havbunnsrammer med 10 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med Gullfaks Sør og Gullveig. Prosesseringen av brønnstrømmen vil skje på Gullfaks A. Produksjonsstart er planlagt til 1.10.1998. Feltet forventes å produsere 13 500 Sm<sup>3</sup> olje/kondensat per dag som lagres på Gullfaks A og skipes. Gassen fra feltet vil bli reinjisert i reservoaret. Rimfaks vil også motta gass fra Gullfaks Sør for injeksjon. Gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 7,5 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

## Gullveig

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 50 og 50B	<b>Blokk:</b> 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	

(SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-37	År: 1995
Godkjent utbygd: 1996	Prod.start: 1998
Utvinnbare reserver:	2,7 mill Sm <sup>3</sup> olje/kondensat 1,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer Fase I (faste 1997 kroner): 0,5 mrd kr	
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer: 10 mill kr	

## Utvinning

Gullveig inneholder olje i sandsteiner i Brentgruppen av jura alder. Feltet planlegges produsert ved trykkavlastning, med to brønner koblet til en havbunnsramme.

## Produksjonsanlegg

Feltet er planlagt integrert med utbygging og drift av feltene Gullfaks Sør og Rimfaks. Produksjonsstart er planlagt 1.9.1998. Prosessering av brønnstrømmen vil skje på Gullfaks A.

### 1.3.19 STATFJORDOMRÅDET

#### Statfjord

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 037	<b>Blokk:</b> 33/9 og 33/12
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s <sup>(1)</sup>	
Rettighetshavere:	
Norsk del (85,46869 %)	
Den norske stats oljeselskap a.s	42,734348 %
Mobil Development Norway AS	12,820304 %
Norske Conoco A/S	9,437169 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	8,546869 %
A/S Norske Shell	8,546869 %
Saga Petroleum ASA	1,602534 %
Amerada Hess Norge AS	0,890300 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,890300 %
Britisk del (14,53131 %)	
Conoco North Sea Inc	4,843769 %
BP Petroleum Development Ltd.	4,843769 %
Chevron U.K. Ltd.	4,843769 %
Funnbrønn: 33/12-1	År: 1974
Godkjent utbygd: 1976	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver: <sup>(2)</sup>	555,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 54,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 15,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 87,169 mrd kr	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer: 2201 mill kr	

<sup>(1)</sup> Mobil var operatør for feltet inntil 1. januar 1987, da Statoil overtok operatøransvaret

<sup>(2)</sup> Norsk andel (85,46869 %)

## Utvinning

Statfjordfeltet består av en stor forkastningsblokk med helning mot vest, samt en rekke mindre forkastningsblokker

langs østflanken. En mindre del av feltet strekker seg over på britisk sokkel. Reservoarene på Statfjordfeltet består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen. Reserveanslaget for feltet ble i 1997 oppjustert fra 535,0 til 555,7 millioner Sm<sup>3</sup> olje (norsk andel).

Brentreservoaret blir utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra vanninjeksjon. Produksjon og injeksjon balanseres slik at reservoartrykket holdes mest mulig stabilt. I nedre Brent er det satt i gang et forsøk med VAG-injeksjon for å se på effekten av supplerende gassinjeksjon. På bakgrunn av resultatene fra forsøket og utførte reservoarstudier, blir det nå vurdert om utvinningsstrategien for Brent skal endres. Beslutningen om dette ventes i løpet av 1998.

Statfjordformasjonen har blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra gassinjeksjon. I nedre Statfjord har man avsluttet oppflanks gassinjeksjon både for å unngå sirkulasjon av gass i oljeproducentene og for å klargjøre for konvertering til nedflanks VAG-injeksjon. Implementering av ny utvinningsstrategi for Statfjordformasjonen, med oppflanks vanninjeksjon og supplerende gassinjeksjon i øvre Statfjord og nedflanks VAG-injeksjon i nedre Statfjord, er under vurdering. Forsøk med VAG-injeksjon i nedre Statfjord startet høsten 1994. Forsøk med vanninjeksjon i øvre Statfjord startet i februar 1996. Den videre implementeringen av ny utvinningsstrategi vil skje trinnvis og være avhengig av resultatene fra forsøkene.

Cookreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Utvinningsstrategi for Cook er basert på innfasing av brønner som allerede penetrerer reservoaret, eventuelt fordykning av eksisterende brønner. Produksjon vil bli trykkstøttet med vanninjeksjon.

For å få en bedre utnyttelse av de gjenværende reservene, oppdaterer operatøren produksjonsstrategien for feltet kontinuerlig. Strategien innebærer både flere brønner og utstrakt gjenbruk av brønnene i flere reservoarsoner. Bruk av horisontale brønner og langtrekkende høyavviksbrønner inngår også i strategien.

## Utbygging

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 1.3.19. Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Behandlingskapasitet for olje er ca 67 000 Sm<sup>3</sup> per dag, mens lagerkapasiteten for olje er 175 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord A er ca 69 000 m<sup>3</sup> per dag. Statfjord A kom i produksjon i november 1979. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet.

Fra august 1992 ble produksjon fra Snorre tatt inn på Statfjord A etter andretrinsseparator. Dette har medført at Statfjord A har fått god utnyttelse av sin ledige prosesseringskapasitet.

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft.

Produksjonskapasiteten er ca 40 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Innretningen har egen lagerkapasitet for olje på 302 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord B er ca 64 000 m<sup>3</sup> per dag. Statfjord B kom i produksjon i november 1982.

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten er nå ca 52 000 Sm<sup>3</sup>. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord C er ca 62 000 m<sup>3</sup> per dag. Statfjord C kom i produksjon i juni 1985. Statfjordsatellittene har en egen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca 25 000 Sm<sup>3</sup> olje.

Gass transporteres via Statpiperørledningen og selges i Emden, mens NGL tas ut på Kårstø og selges der. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) fra Statfjord B til Shells terminal i St. Fergus i Skottland hvor gassen blir solgt. Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning, før den pumpes om bord i tankskip via ett av de tre lastesystemene på feltet.

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.

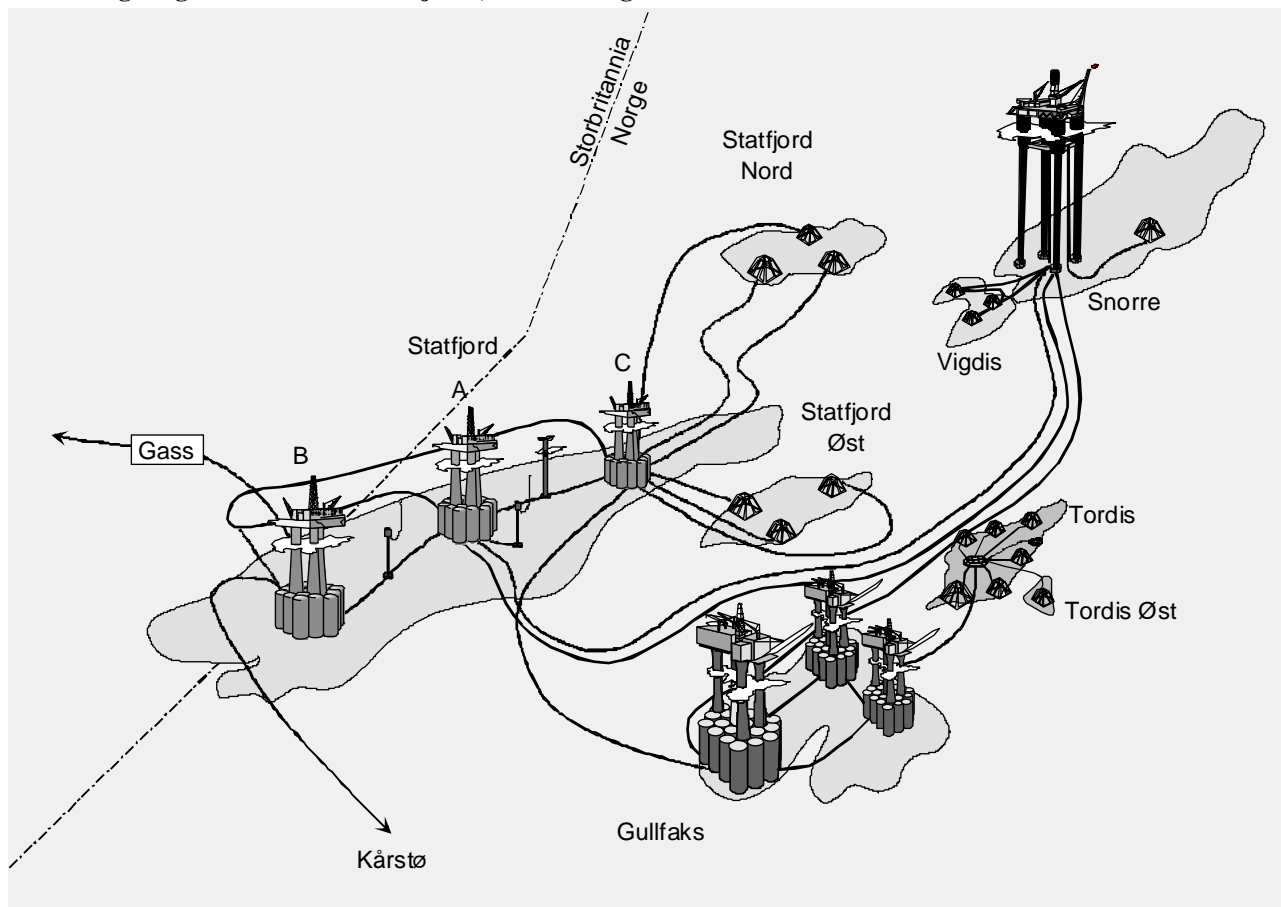
Tilsvarende konsept benyttes for bestemmelse av produksjon fra Statfjord C etter at Statfjordsatellittene kom i produksjon. Fordelingen mellom satellittene vil være basert på testseparatormåling, mens totalmengde fra satellittene vil måles til fiskal standard.

Nordflanken av Statfjordfeltet vil bli bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet Statfjord C. Det foreligger også planer om å tilknytte andre satellittfelt til Statfjord.

## Statfjord Øst

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 037 (50 %)	<b>Blokk:</b>
089 (50 %)	33/9 og 34/7
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s	
(SDØE 40,5 %)	52,70000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,25000 %
Mobil Development Norway AS	7,50000 %
Norske Conoco A/S	5,52000 %
A/S Norske Shell	5,00000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80000 %
Saga Petroleum ASA	4,79000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,20000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,80000 %
Deminex Norge AS	1,40000 %
Amerada Hess Norge AS	0,52000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,52000 %
Funnbrønn:	33/9-7
	År: 1976
Godkjent utbygd:	1990
	Prod.start: 1994
Utvinnbare reserver:	32,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
	4,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	4,056 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	71 mill kr

**Figur 1.3.19**  
**Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet**



### Utvinning

Reservoaret på Statfjord Øst-feltet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen. Feltet er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon med totalt sju produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. Det blir løpende vurdert behov for en fjerde injeksjonsbrønn på 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, se figur 1.3.19. Brønnstrømmen blir overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Øst og Statfjord Nord benytter felles prosessutstyr på Statfjord C. Innløpsseparatoren på Statfjord C har en produksjonskapasitet på ca 25 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 18 500 m<sup>3</sup> per dag.

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

### Statfjord Nord

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	037	<b>Blokk:</b>	33/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s			
(SDØE 30 %)			50,00000 %
Mobil Development Norway AS			15,00000 %
Norske Conoco A/S			11,04167 %
A/S Norske Shell			10,00000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S			10,00000 %
Saga Petroleum ASA			1,87500 %
Amerada Hess Norge AS			1,04167 %
Enterprise Oil Norwegian AS			1,04167 %
Funnbrønn:	33/9-8	År:	1977
Godkjent utbygd:	1990	Prod.start:	1995
Utvinnbare reserver:			
			41,1 mill Sm <sup>3</sup> olje
			3,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
			0,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			
			4,838 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:			
			108 mill kr

### Utvinning

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen (midtre jura) og sandsteiner av sen jura alder. Feltet er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved

hjelp av vanninjeksjon med totalt åtte produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner.

## 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, se figur 1.3.19. 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. Innløpsseparatoren på Statfjord C har en produksjonskapasitet på ca 25 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 15 500 m<sup>3</sup> per dag.

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

Produksjonen fra Statfjordsatellittene har bidratt og vil i de nærmeste år bidra til en meget god utnyttelse av prosessanlegget på Statfjord C.

### 1.3.20 TORDIS

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)			55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S			10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS			9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS			8,40000 %
Saga Petroleum ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-12	År:	1987
Godkjent utbygd:	1991	Prod.start:	1994
Utvinnbare reserver:			29,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			4,229 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:			114 mill kr

## Utvinning

Reservoaret på Tordisfeltet består av sandsteiner av midtre jura alder i øvre og nedre del av Brentgruppen. Forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et sørlig, et vestlig og et østlig segment.

Feltet planlegges utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Feltet produseres med fem produksjonsbrønner og det planlegges boret to injeksjonsbrønner. Boring av injeksjonsbrønnene har blitt utsatt, da reservoaret har mer naturlig trykkstøtte fra vannsonen enn forventet. Den første injeksjonsbrønnen planlegges boret i 1998.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en havbunnsinnretning som er tilkoblet Gullfaks C-innretningen. Havbunnsinnretningen består av en sentral manifold med tilkoblingspunkter for satellittbrønner og andre brønnrammer, se figur 1.3.19.

Brønnstrømmen fra Tordis overføres til Gullfaks C og blir separert i en egen ettrinnsprosess. Prosesseringskapasiteten for væske fra Tordis på Gullfaks C er 16 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Olje og gass blir målt før videre behandling i det eksisterende prosessanlegget på Gullfaks C. Oljen eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Gassen transporteres i Statpipesystemet. Grunnet større produksjon fra Tordis-innretningen, ble oljemålestasjon oppgradert i 1996.

For å oppnå god utnyttelse av installasjonene og prosesskapasiteten for Tordis, ble det i 1995 besluttet å kople Tordis Øst til den sentrale manifold for Tordis havbunnsanlegg.

### 1.3.21 TORDIS ØST

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)			55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S			10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS			9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS			8,40000 %
Saga Petroleum ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-22	År:	1993
Godkjent utbygd:	1995	Prod.start:	1998
Utvinnbare reserver:			5,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):			0,561 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:			14 mill kr

## Utvinning

Feltet består av to hovedsegmenter, et nordlig og et sørlig segment, adskilt av en øst/vest-orientert forkastning. Reservene ligger hovedsakelig i Tarbertformasjonen tilhørende Brentgruppen av mellomjura alder.

Feltet planlegges utvunnet med en produksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn. Beslutning om behovet for injeksjonsbrønn vil bli tatt etter noe produksjonserfaring, og er avhengig av kommunikasjonen over forkastningen og hvor mye naturlig trykkstøtte feltet har fra den underliggende vannsonen. Produksjonsstart, som var planlagt høsten 1997, er utsatt til høsten 1998 på grunn av mangel på boreinnretninger.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en firebrønns havbunnsramme som er tilkoblet havbunnsmanifolden på Tordisfeltet. Brønnstrømmen fra Tordis og Tordis Øst vil bli blandet og deretter transportert gjennom eksisterende feltledninger til Gullfaks C-innretningen for prosessering, måling, lagring og utskipning. Ved behov for vanninjeksjon vil Tordis Øst motta injeksjonsvann fra Tordis.

Tordis Øst vil benytte minst en av brønnsliene på bunnrammen. En brønnsliste på bunnrammen vil også bli

benyttet til prøveutvinning av funn 34/7-21 i 1998. Restende tilgjengelige sliiser på bunnrammen kan brukes til andre funn og prospekter i området. Det er også mulighet for tilkoping av ytterligere to brønner til Tordis Øst bunnramme.

### 1.3.22 VISUND

<b>Utvinningstillatelse:</b> 120	<b>Blokk:</b> 34/8 og deler av 34/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettingheshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 49,6 %) 62,90000 %	
Norsk Hydro Produksjon AS 16,10000 %	
Elf Petroleum Norge AS 7,70000 %	
Norske Conoco AS 9,10000 %	
Saga Petroleum ASA 4,20000 %	
Funnbrønn: 34/8-1	År: 1986
Godkjent utbygd: 1996	Prod.start: 1998
Utvinnbare reserver:	48,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	8,72 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer	485 mill kr

#### Utvinning

Visundfeltet som ligger ca 22 km nordøst for Gullfaks, se figur 1.3.18.a., inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder.

Reservoaret består av skråstilte forkastningsblokker. Feltet inneholder flere separate væskesystemer og er komplisert å produsere.

Under produksjon av oljefasen (Fase I) vil drivmekanismen være trykkvedlikehold ved vanninjeksjon og gassinjeksjon. Det planlegges å bore 23 brønner i Fase I. Inntil en avtale om gassalg foreligger, vil all gass bli reinjisert i reservoaret.

#### Utbygging

I henhold til plan for utbygging og drift bygges feltet ut med en halvt nedsenkbar innretning i stål med utstyr for full stabilisering av olje og injeksjon av gass og vann. Innretningen designes for å produsere 16 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag som transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskiping.

Gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 10 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Vann fra Utsiraformasjonen og produsert vann planlegges injisert med en kapasitet på 18 000 m<sup>3</sup> per dag. Boring og brønnvedlikehold vil bli utført fra innretningen. Planlagt produksjonsstart er 1.7.1998.

### 1.3.23 VIGDIS

<b>Utvinningstillatelse:</b> 089	<b>Blokk:</b> 34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Rettingheshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %) 55,40000 %	
Esso Expl. & Prod. Norway A/S 10,50000 %	

Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum ASA	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %
Funnbrønn: 34/7-8	År: 1986
Godkjent utbygd: 1994	Prod.start: 1997
Utvinnbare reserver:	28,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	4,486 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	94 mill kr

#### Utvinning

Feltet består av tre separate hovedsegmenter, et vestlig, et midtre og et østlig segment. 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. En eventuell utvinning fra Vigdis Øst-segmentet vil bli besluttet når resultatene fra en ny avgrensingsbrønn foreligger.

Vigdis er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Det planlegges totalt åtte produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner.

Det er potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer, spesielt i det østlige segmentet. Innfasing av eventuelle tilleggsressurser kan skje ved at nye brønner blir tilkoplede bunnrammene eller ved bruk av sliiser som frigjøres når øvrige brønner fases ut på grunn av høy vannproduksjon.

#### Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger tilkoblet Snorre TLP. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Hver bunnramme inneholder fire brønnslisser. Brønnstrømmen overføres til Snorre TLP for prosessering og måling. Prosessmodulen for Vigdis på Snorre TLP er dimensjonert for en oljekapasitet på 18 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Den stabiliserte oljen sendes i et eget rør til Gullfaks A for lagring og utskiping. Gassen vil bli injisert i Snorrereservoaret og bidra til økt oljeutvinning på Snorre.

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

Produksjonen fra feltet startet 28 januar 1997. Dette var vesentlig tidligere enn de opprinnelige planer. Ulike driftsforstyrrelser, hovedsakelig relatert til gassinjeksjonskompressor, har likevel medført at produksjonen i 1997 var betydelig lavere enn forventet.



## 1.3.24 MURCHISON

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	037	<b>Blokk:</b>	33/9
Operatør: Oryx UK Energy Company <sup>1)</sup>			
Rettighetshavere:			
Norsk del (22,2 %)			
Den norske stats oljeselskap a.s	11,10000 %		
Mobil Development Norway AS	3,33000 %		
Norske Conoco A/S	2,45130 %		
Esso Expl. & Prod Norway AS	2,22000 %		
A/S Norske Shell	2,22000 %		
Saga Petroleum ASA	0,41620 %		
Amerada Hess Norge AS	0,23125 %		
Enterprise Oil Norwegian AS	0,23125 %		
Britisk del (77,8 %)			
Oryx UK Energy Company	68,72333 %		
Ranger Oil UK Ltd	9,076655 %		
Funnbrønn:	211/19-2	År:	1975
Godkjent utbygd:	1976	Prod.start:	1980
Utvinnbare reserver: <sup>2)</sup>	13,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	0,4 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	5,266 mrd kr		
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	84 mill kr		

<sup>1)</sup> Oryx overtok som operatør på feltet 9. januar 1995.

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

### Utvinning

Reservoaret på Murchison består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. De fleste produksjonsbrønnene produserer nå med høyt vannkutt og noen produksjonsbrønner er nedstengt på grunn av mekaniske problemer eller svært høy vannproduksjon. Gassløft er benyttet i noen brønner.

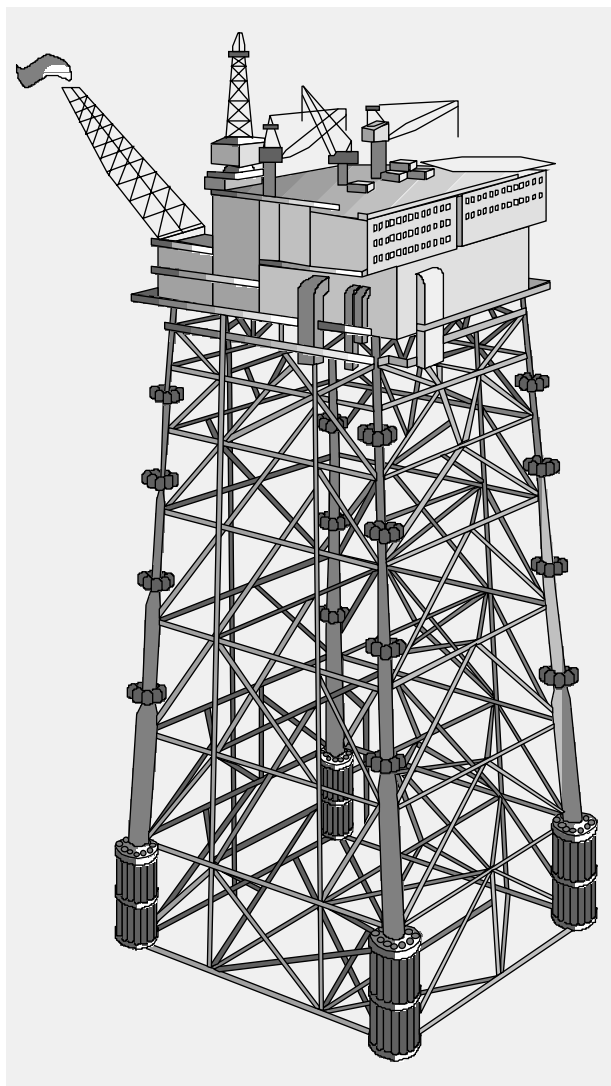
For å øke oljeproduksjonen og forlenge feltets levetid blir ødelagte brønner reparert og nye brønner blir boret i udrenerte områder. Høsten 1996 ble Nordøst-horsten, en liten separat struktur innenfor samordnet Murchison, oppboret og satt i produksjon.

### Utbygging

Feltet er bygd ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm<sup>3</sup> olje per dag, se figur 1.3.24.

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). Gassleveransene gjennom NLGP startet i juli 1983.

**Figur 1.3.24**  
Innretning på Murchison



## 1.3.25 SNORRE

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089 og 057	<b>Blokk:</b>	34/7 og 34/4
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4 %)	41,40000 %		
Saga Petroleum ASA	11,94470 %		
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,33230 %		
Deminex Norge AS	10,03480 %		
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	8,26580 %		
Elf Petroleum Norge AS	5,51060 %		
Amerada Hess Norge AS	1,45590 %		
Enterprise Oil Norwegian AS	1,45590 %		
Funnbrønn:	34/4-1	År:	1979
Godkjent utbygd:		Prod.start:	1992
Snorre Fase I	1988		
Snorre - endret plan <sup>1)</sup>	1994		

Utvinnbare reserver: Fase I	167,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 5,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 3,6 mill tonn NGL
Utvinnbare ressurser: Fase II	57,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner)	
Fase: 1	34,017 mrd kr
Fase: 2	11,553 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier og forsikringer:	
	912 mill kr

<sup>1)</sup> Endret plan for utbygging og drift, som omfatter utbygging av den øvre delen av Lundeforrasjonen i reservoaronene L02-L05, oppgradering av prosesskapasiteten på Snorre og økt bruk av gassinjeksjon i reservoaret, ble godkjent i desember 1994.

## Utvinning

Snorrefeltet består av flere større forkastningsblokker som i hovedsak ikke antas å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Staffjord- og Lundeforrasjonene. Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reservoarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere.

Feltet ble opprinnelig planlagt utvunnet med vanninjeksjon som drivmekanisme. Basert på blant annet et prøveprosjekt i 1994 med VAG-injeksjon i Staffjordforrasjonen, ble det besluttet å endre utvinningsstrategi fra vanninjeksjon til nedflanks VAG-injeksjon i hele Staffjordforrasjonen. Videre optimalisering av utvinningsstrategi har også ført til en endring fra vanninjeksjon til oppflanks VAG i Staffjord- og Lundeforrasjonene i den østre forkastningsblokken. Bruk av horisontale og høyavviksbrønner boret fra innretningen, inngår også i strategien.

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

## Utbygging

Snorrefeltet er planlagt bygd ut i to faser. Fase I består av en flytende strekkstagninnetning i sør (Snorre TLP) og en havbunnsramme tilkoblet Snorre TLP i den sentrale delen av feltet, se figur 1.3.25. Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre, måles til fiskal standard og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Staffjord A for videre prosessering. Oljen fra Snorre blir eksportert via lastesystemet på Staffjord A. Gassen blir transportert i Statpipe-systemet via Staffjord A.

Økt reservegrunnlag og økt behov for gassinjeksjon har medført at prosessanlegget på Snorre har blitt oppgradert. Blant annet har kapasiteten for oljebehandling og gassinjeksjon økt til henholdsvis 39 000 Sm<sup>3</sup> og 5 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Denne oppgraderingen ble slutført i 1997.

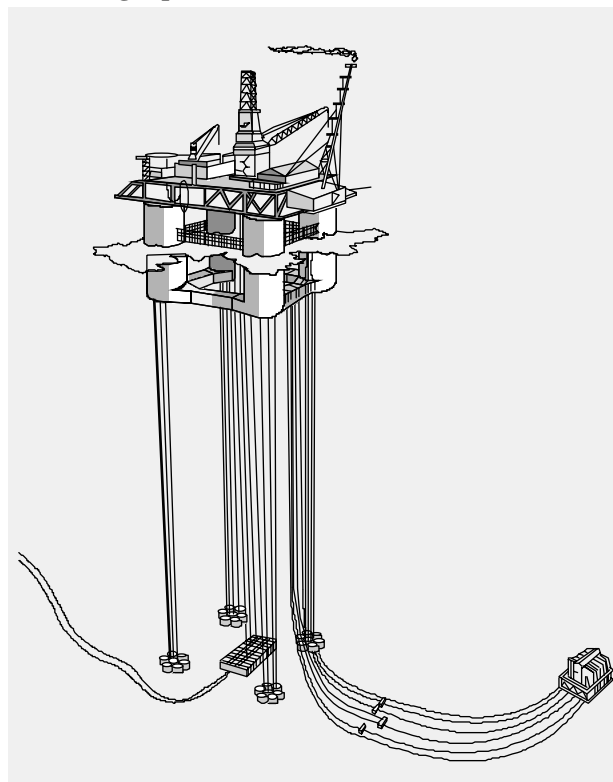
I forbindelse med utbygging av Vigdis ble ny prosessmodul for Vigdis installert på Snorre TLP i 1996. Modulen inneholder et tretrinnsseparasjonstog for fullstabilisering av

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 utskipping.

Det er lagt en kryssløpsledning mellom prosesslinjene på Snorre og Vigdis, slik at produserte oljemengder fra Vigdis kan transporteres både til Gullfaks og Staffjord. Tilsvarende vil ca halvparten av produksjonen fra Snorre kunne overføres gjennom denne ledningen for prosessering på Gullfaks. Dette er gjort for å få et mer fleksibelt system.

Fase II av Snorreutbyggingen (Snorre 2) omfatter utvinning av den nordlige delen av feltet. Myndighetene mottok den 19.12.1997 søknad fra rettighetshaverne i det samordnede Snorre om godkjenning av plan for utbygging og drift av Snorre 2. Operatørens plan for Snorre 2 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 utlating, mens gassen vil bli reinjisert i reservoaret i Snorre for å øke oljeutvinningen.

**Figur 1.3.25**  
**Innretninger på Snorre**



## 1.3.26 NJORD

Utvinningsstillatelse: 107 og 132	Blokk: 6407/7 og 6407/10
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	22,50000 %
Mobil Development Norway AS	20,00000 %

Petro-Canada Norge a.s.	7,50000 %
Funnbrønn:	6407/7-1 S År: 1986
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I	1995 30.9.1997
Utvinnbare reserver:	31,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	7,408 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff:	430 mill kr

## Utvinning

Njord ble satt i produksjon 30 september 1997. Ved utgangen av året var en oljeproducent og en gassinjektor satt i drift. Feltet forventes å nå platåproduksjonen på 11 000 Sm<sup>3</sup> per dag mot slutten av andre kvartal i 1998.

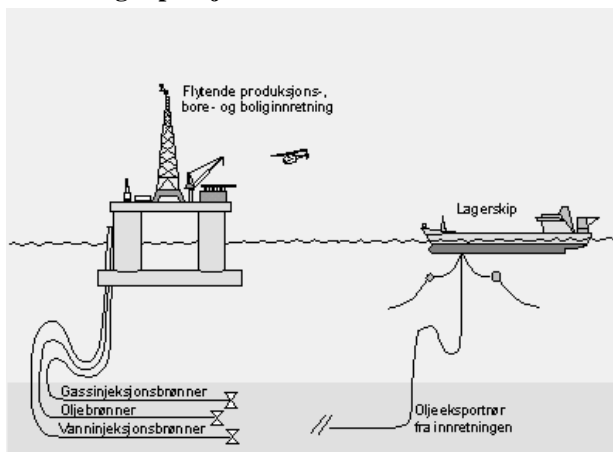
Feltet består av sandsteiner av tidlig og mellomjura alder, og er inndelt i et vestlig og et østlig segment med et komplisert forkastningsmønster. Det vestlige segmentet som inneholder olje og en mindre gassforekomst, skal produseres ved trykkavlastning og begrenset vanninjeksjon, mens trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon utgjør dreneringsmekanismen for det oljeførende østlige segmentet. Injeksjonsgassen vil hovedsakelig stamme fra oljeproduksjonen. Produksjonserfaring kan imidlertid føre til alternative dreneringsmekanismer. Av feltets planlagte 15 havbunnsbrønner er ti oljeproducenter, fire er gassinjektorer og en er vanninjeksjonsbrønn.

Operatøren har kartlagt tilleggsressurser på hovedstrukturen og i tilgrensende områder. Initielt har innretningen tre ledige brønnsliiser for innfasing av tilleggsressurser. Reproduksjon og eksport av injisert gass vil bli utredet av operatøren når det foreligger tilstrekkelig driftserfaring fra feltet.

## Utbygging

Produksjonsinnretningen på Njord består av en slakkforankret, halvt nedsenkbar produksjons- bore- og boliginnretning, figur 1.3.26. Innretningen er plassert rett over feltets havbunnsbrønner som er tilknyttet innretningen via fleksible stigerør. Vannbehandlings- og vanninjeksjons-

**Figur 1.3.26**  
Innretninger på Njord



kapasitetene vil hver være på 2 500 m<sup>3</sup> per dag, men med oppgraderingspotensialer. 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.

## 1.3.27 DRAUGEN

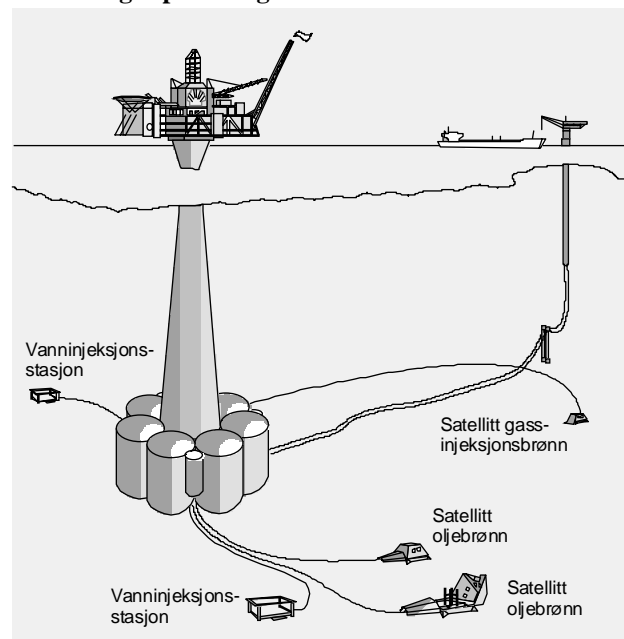
<b>Utvinningsstillatelse:</b> 093	<b>Blokk:</b> 6407/9
Operatør: A/S Norske Shell	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 57,88 %)	65,44000 %
A/S Norske Shell	16,20000 %
BP Petroleum Devel. of Norway AS	18,36000 %
Funnbrønn:	6407/9-1 År: 1984
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I	1988 1993
Utvinnbare reserver:	111,3 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	16,47 mrd kr
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff:	600 mill kr

## Utvinning

Hovedresservoaret består av sandstein av senjura alder. Tilleggsressurser er påvist i vestlige del av feltet i sandstein av mellomjura alder. Innfasing av tilleggsressurser er planlagt når feltet begynner å gå av platå i år 2001/2002.

Feltet produserer fra fem brønner på innretningen og to havbunnskompletterte brønner. Oljeproduksjonen sikres trykkstøtte fra fem havbunnskompletterte vanninjeksjonsbrønner. Assosiert gass injiseres via en gassinjeksjonsbrønn

**Figur 1.3.27**  
Innretninger på Draugen



i en nærliggende vannførende struktur. Operatøren vurderer kommersiell anvendelse av gassen.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk, se figur 1.3.27. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 lederør. Produksjonskapasiteten ble i 1997 oppgradert til over 31500 Sm<sup>3</sup> per dag. Vanninjeksjonskapasiteten ble oppgradert til 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.

### 1.3.28 ÅSGARD

<b>Utvinningstillatelse:</b> 094, 134, 062 og 074	<b>Blokk:</b> 6506/11, 6506/12, 6507/11 og 6407/02
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 46,95 %)	60,50000 %
Norsk Agip AS	7,90000 %
Total Norge AS	7,65000 %
Mobil Development Norway AS	7,35000 %
Neste Petroleum AS	7,00000 %
Saga Petroleum ASA	7,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,60000 %
Funnbrønn: 6507/11-1 Midgard	År: 1981
6506/12-1 Smørbukk	1984
6506/12-3 Smørbukk Sør	1985
Godkjent utbygd: 1996	Prod.start:
Fase I	Fase I: 1.10.1998
Fase II	Fase II: 1.10.2000
Utvinnbare reserver:	132,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 191 mrd Sm <sup>3</sup> gass 24 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	32,7 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	1 700 mill kr

Åsgard omfatter utbygging av funnene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard som inngår i en samordningsavtale mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 062, 074, 094 og 134. Samordningsavtalen ble godkjent av Nærings- og energidepartementet våren 1995. Som en følge av avtalen arbeider Statoil og Saga i et integrert prosjekt med Statoil som operatør. Avtalen omfatter utviklings- og utbyggingsperiodene.

Åsgard ligger hovedsakelig 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 ligger i et område hvor vanddypet varierer mellom 240 og

300 meter. Utvinnbare reserver er anslått til 191 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 132,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 24 millioner tonn NGL.

### Utvinning 6506/12-1 Smørbukk

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

Smørbukkfunnet ligger på en rotert forkastningsblokk avgrenset av forkastninger i vest og nord og strukturelt dyper områder mot sør og øst. Reservoarformasjonene Garn, Ile, Tofte, Tilje og Åre er av jura alder, inneholder gass, kondensat og olje med et forholdsvis høyt olje/gass forhold. Reservoaret ligger på dyp ned mot 4850 m, noe som fører til at en stor del av reservoaret har dårlige strømnings-egenskaper.

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukkfunnet med totalt 38 brønner, hvorav 22 er produsenter og 16 er gassinjektorer. Boring av nye brønner gav noe reduksjon i anslagene for tilstedeværende og utvinnbare ressurser. De nye brønnene påviste at ressursgrunnlaget var mindre i den sørlige delen av Smørbukkfunnet enn tidligere antatt. Dette har ført til justering av produksjonsstrategi og antall brønner i forhold til PUD. Utvinningstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere væskeutvinningen. Senere vil Smørbukkfunnet bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver er anslått til 70,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 86,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 13,8 millioner tonn NGL.

### Utvinning 6506/12-3 Smørbukk Sør

Statoil påviste Smørbukk Sør-funnet i 1985. Petroleumsfellen til Smørbukk Sør-funnet er en saltdom nordvest på Haltenterrassen. Reservoarbergartene i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonene er av tidlig til mellom jura alder og inneholder olje, gass og kondensat.

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukk Sør-funnet med totalt ti brønner, hvorav syv er produsenter og tre injektorer. Senere optimalisering av utvinningstrategien har endret dette. Utvinningstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere oljeutvinningen. Senere vil Smørbukk Sør-funnet bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver er anslått til 19,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 29,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2,4 millioner tonn NGL.

### Utvinning 6507/11-1 Midgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 ble tildelt ved utvinningstillatelser 062 og 074, i henholdsvis 1981 og 1982. Saga påviste Midgardfunnet 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 Midgardfunnet med totalt 12 produksjonsbrønner. Midgardfunnet vil bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver for gassonen er anslått til 100,9

milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 15,7 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 7,8 millioner tonn NGL.

Under gasskappen på Midgardfunnet er det en tynn (11,5 m) oljesone. I 1997 ble det boret en avgrensingsbrønn (6507/11-5 S) som bekreftet anslagene for oljeresursene på Midgard. Operatøren vil komme med en anbefaling vedrørende utvinning av den tynne oljesonen i løpet av 1998.

### 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 med planlagt produksjonsstart 1. oktober 1998, og en gass-eksportfase med levering av gass fra 1. oktober 2000.

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). Til gassenteret vil det også være tilknyttet et lagerskip for kondensat. I Smørbukk og Smørbukk Sør vil deler av gassen bli reinjisert for å øke væskeutvinningen.

Den totale behandlingseffekten 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 planlagt gassrørledning fra Åsgard til Kårstø.

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

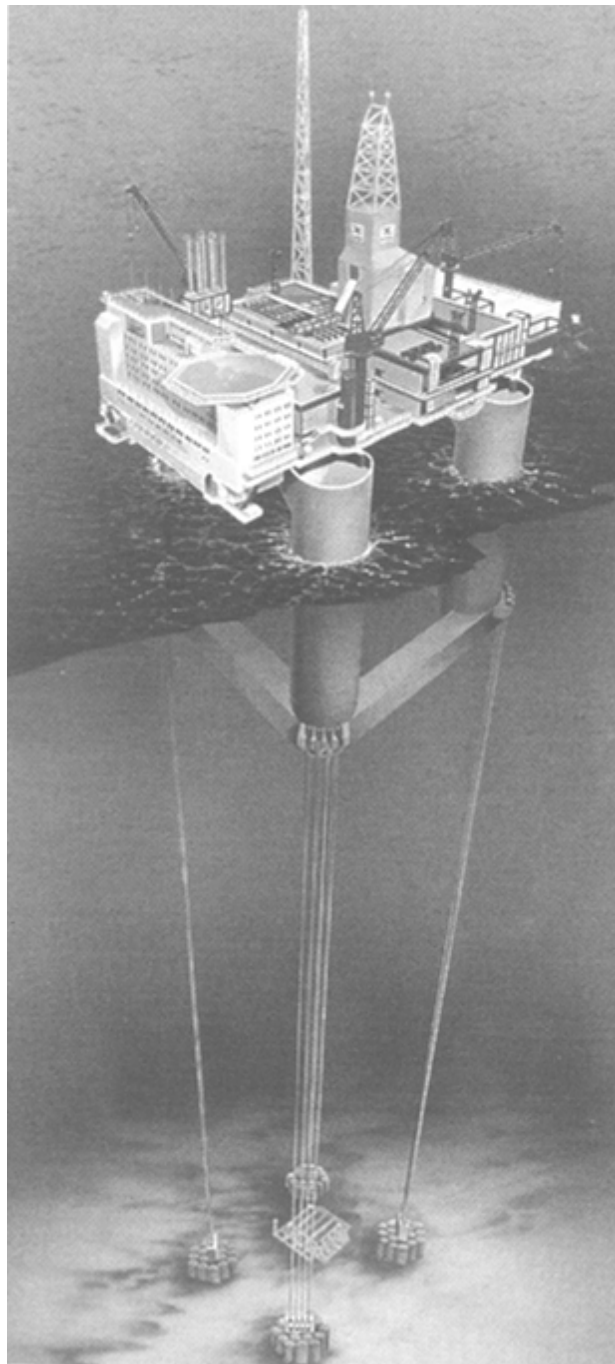
### 1.3.29 HEIDRUN

Utvinningsstillatelse: 095 og 124	Blokk: 6507/7 6507/8
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 65 %)	76,87500 %
Norske Conoco A/S	18,12500 %
Neste Petroleum AS	5,00000 %
Funnbrønn: 6507/7-2	År: 1985
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I 1991	1995
Fase II Gass til Tjeldbergodden 1992	1996
Utvinnbare reserver:	155,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 12,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner)	34,711 mrd kr
:	
Driftskostnader 1997 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff:	680 mill kr

### Utvinning

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret består av flere geologiske formasjoner og for-

**Figur 1.3.29**  
**Innretning på Heidrun**



kastningssegmenter. Reservoarbergartene er sandsteiner av tidlig og mellomjura alder. Øvre del av reservoaret produseres ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. Utvinning fra nedre del av reservoaret er basert på vanninjeksjon. Ved utgangen av 1997 var det boret 13 oljeproduksjonsbrønner, åtte vanninjeksjonsbrønner og en gassinjeksjonsbrønn.

Eksport av løsningsgass til metanolfabrikken på Tjeldbergodden startet i desember 1996. Aktuell framtidig eksportløsning for gass er rørtilknytning til Åsgard-rørledningen og videre eksport til Kårstø og kontinentet.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en flytende strekkstagsinnretning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser se figur 1.3.29. 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 52 500 m<sup>3</sup> per dag. Designkapasiteten for gassbehandling og gassinjeksjon er henholdsvis 4,7 og 4,3 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. De daglige ratene for produksjon og injeksjon av gass er stort sett høyere enn designkapasitetene. For å holde produksjonen på platå er det nødvendig å oppgradere væske- og gassbehandlingskapasitetene.

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.

### 1.3.30 NORNE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 128	<b>Blokk:</b> 6608/10 6608/11
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettingheshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 55 %)	
Saga Petroleum ASA	70,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Norsk Agip AS	7,50000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	7,50000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	6,00000 %
Funnbrønn: 6608/10-2	År: 1992
Godkjent utbygd::	Prod.start:
Fase I 1995	6.11.1997
Utvinnbare reserver:	72,4 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner)::	9,238 mrd kr
Forventende driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffier:	
	460 mill kr

## Utvinning

Norne kom i produksjon 6.11.1997, og ved årsskiftet var tre oljeproducenter og en gassinjektor satt i drift. Reservoiret er sandstein av tidlig og mellomjura alder. Norne planlegges utvunnet med 11 produksjonsbrønner, fem vanninjeksjonsbrønner og en gassinjeksjonsbrønn. Rettighetshaverne har søkt om gassseksport fra 1.10.2000.

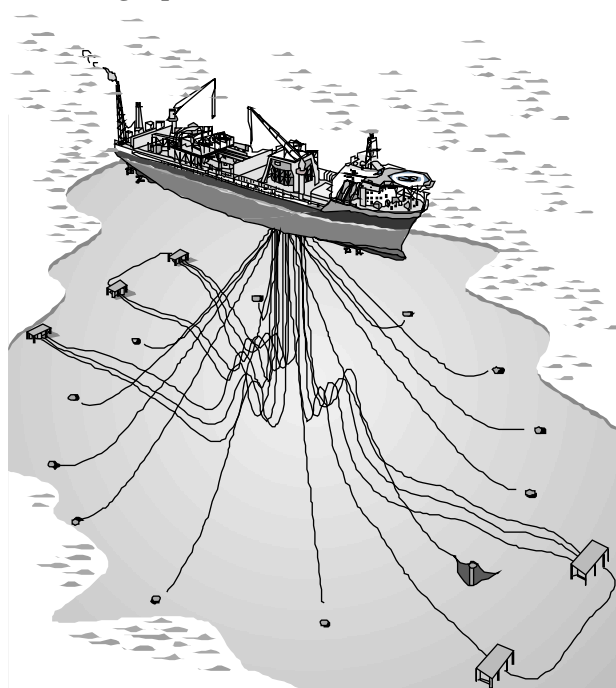
## Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet et kombinert produksjons- og lagerskip, se figur 1.3.30. Havbunnsinnretningene består av fem brønnrammer med fire brønner og mulighet for tilknytning av satellittbrønner. Produksjonskapasiteten for olje er på 35 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Vannbehandlingskapasiteten er på 20 000 m<sup>3</sup> per dag og vanninjeksjonskapasiteten 40 000 m<sup>3</sup> per dag. Skipet har en gassbehandlingskapasitet på 7 millioner Sm<sup>3</sup> dag, mens kapasiteten for gassinjeksjon er 6,7 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Det er igangsatt studier for å øke behandlingskapasitetene da nå-

værende designkapasiteter vurderes å kunne begrense oljeproduksjonen på et tidlig stadium.

Oljen lagres i skipet før den lastes til skytteltankskip via et lastesystem akter på produksjonsskipet. Den mest aktuelle transportløsningen for gassseksport er rørtilknytning til Åsgardrørledningen for videre eksport til Kårstø og kontinentet.

**Figur 1.3.30**  
**Innretninger på Norne**



## 1.4 FUNN I SEN PLANLEGGINGSFASE

### 1.4.1 16/7-4

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 072	<b>Blokk:</b> 16/7
Operatør: Esso Expl & Prod Norway AS	
Funnbrønn: 16/7-4	År: 1982
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000
Utvinnbare ressurser:	1,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 5,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 0,8 mrd kr	

Dette funnet ligger ca 12 km sørøst for Sleipner A. Funnet er gjort i Skagerrakformasjonen og inneholder gass/kondensat. I 1997 ble det boret en ny brønn (16/7-7) på det man trodde var en forlengelse av funnet mot øst, men foreløpige resultat fra denne boringen tyder på at dette er et nytt funn med en annen væskesammensetning. Det vurderes en utbygging av funnet som en satellitt til Sleipner A. Gassen kan bli brukt til injeksjon i Sleipner Øst. Både havbunnsbrønner og brønnhodeinnretning blir vurdert.

## 1.4.2 2/12-1 MJØLNER

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	113	<b>Blokk:</b>	2/12
Operatør: Amerada Hess Norge AS			
Rettingheshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 30 %)		50,00000 %	
Amerada Hess Norge AS		50,00000 %	
Funnbrønn:	2/12-1	År:	1987
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000		
Utvinnbare ressurser:	2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	642 mill kr		

Funnet ligger nær grenselinjen mellom norsk og dansk sokkel. Mjølnet ligger 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. Drivverdighetserklæring forelå i juni 1992.

Det ble i 1995 igangsatt arbeid med tanke på videre utvikling av Mjølnetfunnet. Rettighetshaverne planlegger en felles utbygging med Gertfunnet på dansk sokkel.

Mjølnet- og Gertfunnene planlegges bygd ut med en enkel brønnhodeinnretning med fire til seks brønnsliiser. Ulike løsninger for transport av olje vurderes. Alternative løsninger er tilkoping til Valhall, Harald eller Syd Arne på dansk side.

## 1.4.3 3/7-4 TRYM

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	147	<b>Blokk:</b>	3/7 og 3/8
Operatør: A/S Norske Shell			
Rettingheshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 30 %)		50,00000	
A/S Norske Shell		50,00000	
Funnbrønn:	3/7-4	År:	1990
Tidligste produksjonsstart:	2000		
Utvinnbare ressurser:	2,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	420 mill kr		

Trym- og Lulitafunnene ligger på samme saltinduserte struktur. Strukturene 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 i øvre jura og midtre jura. Lindesnesformasjonen er relativt homogen med gode reservoaregenskaper, mens Bryneformasjonen er svært heterogen med varierende reservoarkvalitet.

Dansk del av Lulita er besluttet bygd ut ved å knytte utbygging opp mot det nærliggende danske Haraldfeltet. Shell vurderer å bygge ut norsk del av Lulita ved å bore en

produksjonsbrønn fra Haraldinnretningen. Operatøren vurderer ulike utbyggingsalternativer for Trym. Både havbunnsinnretning og enkel brønnhodeinnretning er aktuelle, men Trym kan også bygges ut med langtrekkende produksjonsbrønner fra Harald.

## 1.4.4 25/4-6 S VALE

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	036	<b>Blokk:</b>	25/4
Operatør: Elf Petroleum Norge AS			
Funnbrønn:	25/4-6 S	År:	1991
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000		
Utvinnbare ressurser:	5,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	0,730 mrd kr		

Det er påvist gass/kondensat i reservoarer i Brentgruppen av midtre jura alder. Drivmekanismene er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning, mest sannsynlig knyttet opp til Heimdal.

## 1.4.5 25/11-15 GRANE

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	169	<b>Blokk:</b>	25/11
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
<b>Utvinningsstillatelse:</b>	001	<b>Blokk:</b>	25/11
Operatør: Esso Expl & Prod Norway A/S			
Funnbrønn:	25/11-15	År:	1991
Tidligste produksjonsstart:	År: 2001		
Utvinnbare ressurser:	95,8 mill Sm <sup>3</sup> olje		

Funnet ligger ca 7 km øst for Balder. Størstedelen av funnet ligger i utvinningsstillatelse 169, men deler strekker seg inn i utvinningsstillatelse 001. Reservoaret inneholder relativt tung olje og ligger i sand av god reservoarkvalitet i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 1996 ble det utført en 2 måneders prøveutvinning fra en horisontal brønn på strukturen. Totalt ble det produsert 77 000 Sm<sup>3</sup> olje. Prøveutvinningen gav verdifull informasjon om produksjon og prosessering av oljen i funnet.

Injeksjon av vann eller gass blir vurdert. Endelig valg er ikke gjort. Gassinjeksjon er brukt som basis for estimatet for utvinnbare reserver og har ført til at dette er økt. Dersom gassinjeksjon velges, vil det være behov for import av gass. Det er planlagt å bruke to bunnfaste innretninger ved utbygging, en for boring og en for produksjon og bolig. Plan for utbygging og drift planlegges innlevert høsten 1998.

Det er flere funn/prospekter rundt Granefunnet og i de foreløpige planene for utbygging inngår også funnene 25/11-16 og 25/8-4, og det som kalles F-prospektet, som er en sannsynlig forlengelse av Granefunnet mot nord. Total utvinnbar olje inkludert disse strukturene, er ca 102 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

## 1.4.6 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: 2000
Utvinnbare ressurser:	5,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 0,626 mrd kr	

Det er påvist gass i reservoarer i Brentgruppen av midtre jura alder. Drivmekanismene er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal.

## 1.4.7 30/2-1 HULDRA

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 051 og 052	<b>Blokk:</b> 30/2 og 30/3
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 30/2-1	År: 1982
Utvinnbare ressurser:	7,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 18,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,3 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 4,3 mrd kr	

Dette er et gassfunn som ligger nordvest for Veslefrikk, figur 1.3.14.b. 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 produksjonsstart i år 2001.

Plan for utbygging og drift for Huldrafunnet og plan for anlegg og drift for rørledningene er sendt myndighetene for godkjenning. Huldrafunnet planlegges bygd ut med en fast innretning og boring er planlagt med en oppjekkbar innretning. Det er planlagt 6 produksjonsbrønner. Etter førstetrinnseparering vil gass og kondensat bli transportert til eksisterende prosessanlegg for ferdigprosessering. Kondensatet skal transporteres til Veslefrikk.

Tilknytningspunkt for gassen er ikke endelig bestemt.

## 1.4.8 30/6-18 KAPPA

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 053 og 079	<b>Blokk:</b> 30/6 og 30/9
Operatør: Norsk Hydro Produksjon A/S	
Funnbrønn: 30/6-18	År: 1985
Tidligste produksjonsstart:	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	3,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 5,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass

30/6-18 Kappa er et oljefelt med gasskappe i Statfjordformasjonen i en struktur vest for Oseberg. Funnet vil sannsynligvis bli bygd ut med horisontale produksjonsbrønner fra en havbunnsrammer for å ta ut olje før gassen.

## 1.4.9 33/9-19 S

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 037	<b>Blokk:</b> 33/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Utvinningsstillatelse:</b> 089	<b>Blokk:</b> 34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Funnbrønn: 33/9-19 S	År: 1996
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000
Utvinnbare ressurser:	11,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 1,368 mrd kr	

Funn 33/9-19 S har påvist olje i sandstein av jura alder. Sidesteg 33/9-19 S ble boret for innsamling av ytterligere informasjon. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet. Det er også potensial for tilleggsressurser i nærliggende prospekter. To prospekter vil bli boret første halvår 1998.

Flere utbyggingsalternativer er under vurdering. Innfasing mot Statfjord C, Snorre eller Vigdis er mulige utbyggingsløsninger. Plan for utbygging og drift planlegges levert myndighetene i løpet av 1998.

## 1.4.10 34/7-21

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 089	<b>Blokk:</b> 34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)	55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum ASA	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %
Funnbrønn: 34/7-21	År: 1992
Tidligste produksjonsstart: <sup>1)</sup>	År: 1999
Utvinnbare ressurser:	9,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 0,719 mrd kr	

Funn 34/7-21 har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Et sidesteg, 34/7-21 A, ble boret for å avgrense oljefunnet. Sidesteget bekreftet funnet, men viste at den laterale utvikling og utbredelse av reservoarsanden er vanskelig å kartlegge.

På grunn av usikkerhet knyttet til sandutbredelse og kommunikasjonsforhold i reservoaret, vil operatøren gjennomføre en prøveutvinning av funnet. Formålet med prøveutvinningen er å optimalisere utvinningsstrategi og utbyggingsløsning. En brønnsliste på Tordis Øst-bunnsramme vil bli brukt til prøveutvinningen, som planlegges utført i løpet av 1998. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner knyttet til den eksisterende havbunnsmanifolden på Tordisfeltet.



Operatøren planlegger også å bore en avgrensingsbrønn i området (H-nord) i 1998. Resultater fra denne brønnen og prøveutvinning av 34/7-21-funnet vil være avgjørende for valg av utbyggingsløsning.

## 1.4.11 34/7-23 S

<b>Utvinningstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 51 %)	55,40000 %		
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %		
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %		
Saga Petroleum ASA	7,70000 %		
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %		
Deminex Norge AS	2,80000 %		
Funnbrønn:	34/7-23 S	År:	1994
Tidligste produksjonsstart:		År:	2001
Utvinnbare ressurser:	2,0 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	0,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	0,349 mrd kr		

Funn 34/7-23 S har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. For å forbedre avgrensningen av reservoaret, ble det boret et sidesteg av brønnen, 34/7-23 A. Sidesteget bekreftefunnet

Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet. Foreløpig planlegges det utvinning med en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner faset inn mot Vigdis.

Operatøren planlegger å bore en avgrensingsbrønn i området (H-nord) i 1998. Resultater fra denne brønnen og planlagt prøveutvinning av 34/7-21-funnet vil være avgjørende for valg av utbyggingsløsning.

## 1.4.12 34/7-25 S

<b>Utvinningstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 51 %)	55,40000 %		
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %		
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %		
Saga Petroleum ASA	7,70000 %		
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %		
Deminex Norge AS	2,80000 %		
Funnbrønn:	34/7-25 S	År:	1996
Tidligste produksjonsstart:		År:	1999
Utvinnbare ressurser:	2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	0,349 mrd kr		

Funn 34/7-25 S har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Det er knyttet usikkerhet til utbredelse av reservoar-

sand og volumberegninger for funnet. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner knyttet til Tordis Østbunnsramme eller Tordis-havbunnsmanifold. Plan for utbygging og drift planlegges levert myndighetene i løpet av 1998.

## 1.4.13 34/11-1 KVITEBJØRN

<b>Utvinningstillatelse:</b>	193	<b>Blokk:</b>	34/11
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 40 %)	80,0000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	15,0000 %		
Elf Petroleum Norge AS	5,0000 %		
Funnbrønn:	34/11-1	År:	1994
Tidligste produksjonsstart:		År:	2001
Utvinnbare ressurser:	18,0 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	44,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	0,4 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	5,09 mrd kr		
Forventede driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariff:	105 mill kr		

34/11-1 Kvitebjørn ligger ca 17 km sørøst for Gullfaksfeltet, se figur 1.3.18.a. To letebrønner på feltet har påvist gass/kondensat i sandstein i Brentgruppen av jura alder. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1998. Det planlegges en letebrønn i et sadelområde mot 34/10-23 Gamma, blant annet for å redusere usikkerheten med hensyn til mulig kommunikasjon mellom disse funnene. En brønnehodeinnretning som blir tilknyttet eksisterende produksjonsanlegg, vurderes som aktuell utbyggingsløsning.

## 1.4.14 35/11-4 R FRAM

<b>Utvinningstillatelse:</b>	090	<b>Blokk:</b>	35/11
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 30 %)	50,0000 %		
Norsk Hydro Produksjon a.s.	25,0000 %		
Mobil Development Norway A/S	25,0000 %		
Funnbrønn:	35/11-2	År:	1987
Tidligste produksjonsstart:		År:	2001
Utvinnbare ressurser:	31,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	11,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	8,6 mrd kr		

Utvinningstillatelse 090 i blokk 35/11 ble tildelt i 1984. Hittil er ti brønner boret, derav to i løpet av 1997. Det er påvist olje og gass i flere reservoarlag i jura sandsteiner. Anslaget for utvinnbare ressurser er økt på grunnlag av oppdaterte studier i løpet av 1997. En avgrensingsbrønn er planlagt boret i 1998.

Det planlegges en selvstendig utbygging som i første rekke vil omfatte strukturene H, F Øst og C Vest. Endelig beslutning vedrørende konseptvalg skal tas våren 1998. Overlevering av utbyggingsplan til myndighetene er planlagt til våren 1998.

## 1.4.15 6406/2-3 KRISTIN

<b>Utvinningstillatelse:</b> 199	<b>Blokk:</b> 6406/2
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45 %)	
	60,00000 %
Mobil Development Norway AS	
	15,00000 %
Saga Petroleum ASA	
	25,00000 %
Funnbrønn:	6406/2-3
År:	1997
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I	Tidligst år 2002
Utvinnbare ressurser:	58,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	37,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner): 15,62 mrd kr	

Brønn 6406/2-3 i utvinningstillatelse 199 ble boret ved årsskiftet 1996/1997. Brønnen påviste gasskondensat i sandsteiner av jura alder. I 1997 ble avgrensingsbrønn 6406/2-5 boret for å avklare gass/vann kontaktene i Garn- og Ileformasjonene. Denne brønnen var tørr. Senere i 1997 ble det boret et sidesteg (6406/2-5 A) for å avklare ressursgrunnlaget i funnet. Evalueringen av resultatene fra denne boringen er ennå ikke avsluttet.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien er injeksjon av gass for optimalisere væskeutvinningen. Et høyt initielt reservoartrykk, kombinert med et relativt lavt duggpunkts-trykk, medfører imidlertid at gassinjeksjon ikke er aktuelt før etter noen år med gassproduksjon.

Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1998. Den mest aktuelle utbyggingsløsningen synes å være en strekkstagsinnretning.

### Planer om samordnet utbygging.

Ved årsskiftet 1997/1998 pågikk det arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk, 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord.

## 1.4.16 6507/8-4 HEIDRUN NORD

<b>Utvinningstillatelse:</b> 124	<b>Blokk:</b> 6507/8
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn:	6507/8-4
År:	1990
Tidligste produksjonsstart	1999
Utvinnbare ressurser:	4,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
	0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass

Funnet ligger i en forkastningsblokk med sandsteiner av tidligjura alder (Åreformasjonen).

Utbygging vurderes sammen med nordlige deler av Heidrunfeltet.

## 1.5 FUNN I TIDLIG PLANLEGGINGSFASE

### 1.5.1 1/3-3

Dette er et lite oljefunn i Ulaformasjonen av senjura al-

<b>Utvinningstillatelse:</b> 065	<b>Blokk:</b> 1/3
Operatør: BP Petr. Dev. of Norway A/S	
Funnbrønn:	1/3-3
År:	1983
Utvinnbare ressurser:	4,3 mill Sm <sup>3</sup> olje

der. BP overtok i 1997 Elf sin andel samt operatørskapet i utvinningstillatelsen.

Funnet planlegges drenert ved trykkavlastning og med 2 horisontale brønner. Operatøren vurderer en utbygging med en havbunnsinnretning knyttet opp til Ulafeltet. Produisert gass planlegges å bli injisert i reservoaret i Ula som en del av VAG-prosjektet i Ula.

### 1.5.2 1/9-1 TOMMELITEN ALPHA

Tommeliten Alphafunnet ligger sør for Tommeliten

<b>Utvinningstillatelse:</b> 044	<b>Blokk:</b> 2/4
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn:	1/9-1
År:	1977
Utvinnbare ressurser:	3,2 mill Sm <sup>3</sup> olje
	3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,3 mill tonn NGL
Investeringer (faste 1997 kroner)	1,6 mrd kr

Gamma og var Statoils første funn på norsk sokkel som operatør. Funnet inneholder gass og olje i Tor- og Ekofisk-formasjonene av øvre kritt/nedre tertiær alder. Strukturen er en saltstokkbetinget antiklinal som ligger på rundt 3000m dyp.

En mulighetsstudie i 1995 konkluderte med behov for å påvise tilleggsressurser før videre utvikling. Det er planlagt en ny brønn på strukturen som skal teste dypere lag.

### 1.5.3 2/4-17 TJALVE

<b>Utvinningstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co Norway	
Funnbrønn:	2/4-17
År:	1992
Tidligste produksjonsstart:	År: 2007
Utvinnbare ressurser:	1,2 mill Sm <sup>3</sup> olje
	2,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,1 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	300 mill kr

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

Funnet er vurdert for utbygging med transport via Tor-

feltet til Ekofisk II, enten gjennom havbunnsinnretning og rørledning eller gjennom en utvinningsbrønn boret fra Tor, som ligger rundt 7 km fra Tjalvefunnet. Innfasingstidspunkt til Ekofisk II er under vurdering.

## 1.5.4 15/5-5

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	048	<b>Blokk:</b>	15/5
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Funnbrønn:	15/5-5	År:	1995
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:	8,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass		

Dette er et oljefunn i Heimdalformasjonen på G-strukturen i blokk 15/5. I 1997 ble avgrensingsbrønnen 15/5-6 boret på funnet. Den fant olje, men i et tynnere lag enn operatøren ventet og estimatet for utvinnbar olje ble derfor redusert. Ulike utbyggingsløsninger vurderes og det er aktuelt med samordning med andre funn i Sleipnerområdet (15/9-19 Theta Vest og oljen i Sleipner Vest).

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	046	<b>Blokk:</b>	15/9
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Funnbrønn:	15/9-19 SR	År:	1993
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:	12,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass		

## 1.5.5 15/9-19 SR VOLVE

Dette oljefunnet ble gjort i 1993 i bergarter av jura/trias alder på Theta Vest-strukturen like nord for Sleipner Øst. I 1997 ble det boret en ny brønn som et sidesteg til den opprinnelige brønnen (15/9-19 A). Denne brønnen påviste betydelig mer olje enn ventet. Dette gav en dobling i anslaget for utvinnbar olje, og også grunnlag for videre avgrensning i området.

Det arbeides med planer for en samordnet utbygging av dette funnet med en eventuell produserbar oljesone i Sleipner Vest og med oljefunn i blokk 15/5 (utvinnings-tillatelse 048).

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	102	<b>Blokk:</b>	25/5
Operatør:	Elf Petroleum Norge AS		
Funnbrønn:	25/5-5	År:	1995
Tidligste produksjonsstart:		År:	2003
Utvinnbare ressurser:	4,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		

## 1.5.6 25/5-5

25/5-5 ligger øst for Heimdal. Det er planlagt en produksjonsbrønn.

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

## 1.5.7 25/11-16 OG 25/8-4

Disse funnene er omtalt under Granefunnet, kapittel 1.4.5.

## 1.5.8 30/6-17 R

<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:	0,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass		

Dette er et lite olje- og gassfunn i Cookformasjonen under hovedreservoaret i Osebergfeltet. Forekomsten vil bli produsert med en brønn fra innretningen når det blir ledig slisse på Oseberg.

## 1.5.9 35/9-1 GJØA

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	153	<b>Blokk:</b>	35/9 og 36/7
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Funnbrønn:	35/9-1	År:	1989
Tidligste produksjonsstart:		År:	2002
Utvinnbare ressurser:	11,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 33,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,5 mill tonn NGL		

I tillegg til de tre brønnene som tidligere er boret på ulike segmenter i A-strukturen, ble det i 1997 boret to nye brønner på andre strukturer i utvinningsstillatelsen. Det ble gjort funn av hydrokarboner både i J2- og C3-prospektene. En avgrensingsbrønn på GjØa er planlagt boret tidlig i 1998. Omtrent halvparten av arealet i utvinningsstillatelsen skal tilbakeleveres i juli 1998.

Oppdaterte studier indikerer at utvinnbare ressurser i de sentrale strukturene på GjØa kan være betydelig høyere enn det nåværende anslaget. Feltutviklingsstudier pågår. Tidspunkt for konseptvalg er satt til februar 1999 og overlevering av utbyggingsplan til myndighetene er utsatt til august 1999.

## 1.5.10 6406/2-1 LAVRANS

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	199	<b>Blokk:</b>	6406/2
Operatør:	Saga Petroleum ASA		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45 %)		
			60,00000 %
		Mobil Development Norway AS	15,00000 %
		Saga Petroleum ASA	25,00000 %
Funnbrønn:	6406/02-1	År:	1996
Tidligste produksjonsstart:	Fase I		Tidligst år 2002
Utvinnbare ressurser:	72,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 23,1 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	3,86 mrd kr		

Brønn 6406/2-1 i utvinningstillatelse 199 ble boret i 1996 og påviste kondensat/gass i sandsteiner av jura alder. Reservoarformasjonene, Garn, Ile, Tofte og Tilje, ligger på dyp ned til 4 400 m. I 1996 ble det boret en avgrensingsbrønn, 6406/2-2, som påviste nye ressurser. Operatøren forutsetter produksjon ved trykkavlastning.

Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1998. Den mest aktuelle utbyggingsløsningen synes å være en havbunnsinnretning knyttet til den planlagte strekkstagsinnretningen på Kristinfunnet.

**Planer om samordnet utbygging.**

Ved årsskiftet 1997/1998 pågikk det arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk, 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord.

**1.5.11 6406/3-2 TRESTAKK**

<b>Utvinningstillatelse:</b> 091	<b>Blokk:</b> 6406/3
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
Mobil Development Norway AS	33,00000 %
Saga Petroleum ASA	17,00000 %
Funnbrønn: 6406/3-2	År: 1986
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002
Utvinnbare ressurser:	6,2 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	1,39 mrd kr

Trestakkkfunnet ble påvist i 1986 i utvinningstillatelse 091 (se figur 1.5.11). Utvinnbare ressurser er anslått til 6 millioner Sm<sup>3</sup> olje dersom assosiert gass blir reinjisert. Dette er basert på en vurdering av Trestakkkfunnet som satellitt til Tyrihansfunnet, noe som medfører at produksjonsperioden blir begrenset. Reservoaret er av mellomjura alder, har lav permeabilitet og ligger dypt. Dette vil ventelig gi lav brønnproduktivitet.

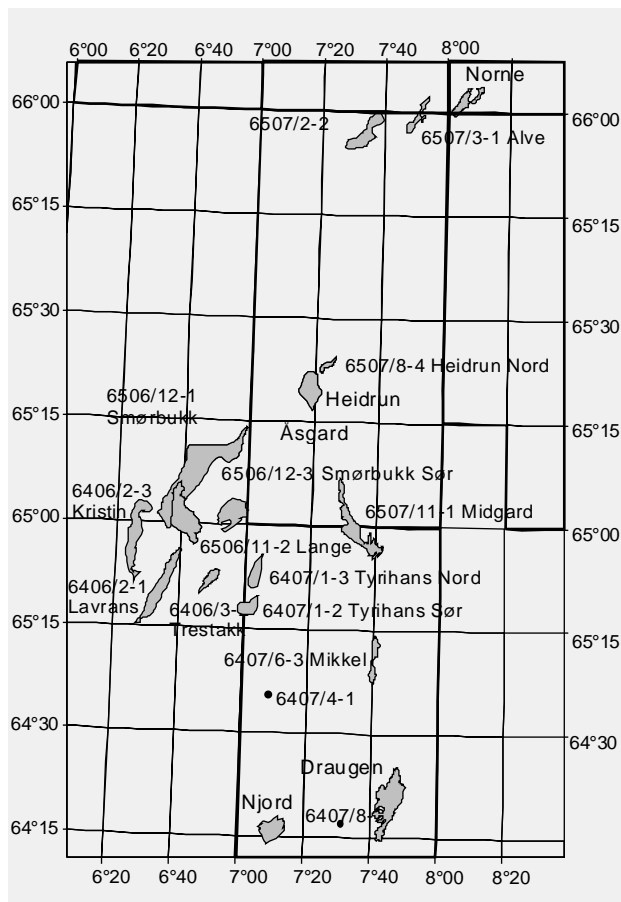
**Planer om samordnet utbygging.**

Ved årsskiftet 1997/1998 pågikk det arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk, 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord.

**1.5.12 6407/1-2 TYRIHANS SØR OG 6407/1-3 TYRIHANS NORD**

<b>Utvinningstillatelse:</b> 073	<b>Blokk:</b> 6407/1
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	16,66700 %
Total Norge AS	33,33300 %

**Figur 1.5.11**  
**Felt og funn i Norskehavet**



Funnbrønn: 6407/1-2 Tyrihans Sør	År: 1983
6407/1-3 Tyrihans Nord	1984
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002
Utvinnbare ressurser:	17,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 31,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 6,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1997 kroner):	7,6 mrd kr

Funnene Tyrihans Sør og Tyrihans Nord i utvinningstillatelse 073 ble påvist i henholdsvis 1983 og 1984. Sannsynligvis er funnene i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrihans Sør er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord inneholder en oljesone med overliggende gasskappe. Reservoarene er av mellomjura alder. Det ble boret en avgrensingsbrønn i Tyrihans Nord i 1996. Brønnen påviste gass, olje og vann. Overgangsonen gjør det vanskelig å bestemme olje/vann kontakten nøyaktig. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien er basert på trykkavlastning av Tyrihans Nord og gassinjeksjon i Tyrihans Sør for å optimalisere væskeutvinningen. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1998. Flere mulige utbyggingskonsepter vurderes. Funnene vil mest

sannsynlig bli utvunnet med havbunnskompletterte brønner tilknyttet enten et eget produksjons- og lagerskip eller samordnet med andre felt i området.

### Planer om samordnet utbygging.

Ved årsskiftet 1997/1998 pågikk det arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk, 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord.

### 1.5.13 7121/4-1 SNØHVIT

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 097, 099 og 110	<b>Blokk:</b> 7120/6,7121/4, 7121/5,7120/5
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS for 097 Den norske stats oljeselskap a.s for 099 og 110	
Funnbrønn: 7121/4-1	År: 1984
Tidligste produksjonsstart:	År: 2003
Utvinnbare ressurser::	10,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 60,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 4,2 mill tonn NGL

Snøhvitfunnet 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 er av jura alder.

For gassfasen er funnet planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning. Gassen føres til land i rørledning for prosessering og konvertering til gass i flytende form (LNG). For utvinning av den 14-16 meter tykke oljesonen er det

planlagt å benytte en flytende produksjonsinnretning. Det er påvist om lag 80 millioner Sm<sup>3</sup> tilstedeværende olje i Snøhvit, og andel utvinnbare ressurser vil i stor grad være avhengig av utbyggningsløsning. LNG-terminalen er vurdert lagt til Melkøya like utenfor Hammerfest.

## 1.6 LETEAKTIVITET

### 1.6.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble totalt samlet inn 460 794 km seismikk på norsk sokkel i 1997. Antall kilometer refererer til cmp-linjekilometer.

Til sammen ble det samlet inn 329 096 km seismikk i Nordsjøen, 87 253 km i Norskehavet og 44 445 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet inn 3 878 km, mens oljeselskaper og seismiske kontraktørselskaper samlet inn 456 916 km. Av dette samlet norske oljeselskaper inn 364 070 km og utenlandske oljeselskaper 3 428 km. Kontraktørselskapene Geco, Geoteam, Nopec, PGS Exploration og CGG Norge, samlet inn 89 418 km for egen regning.

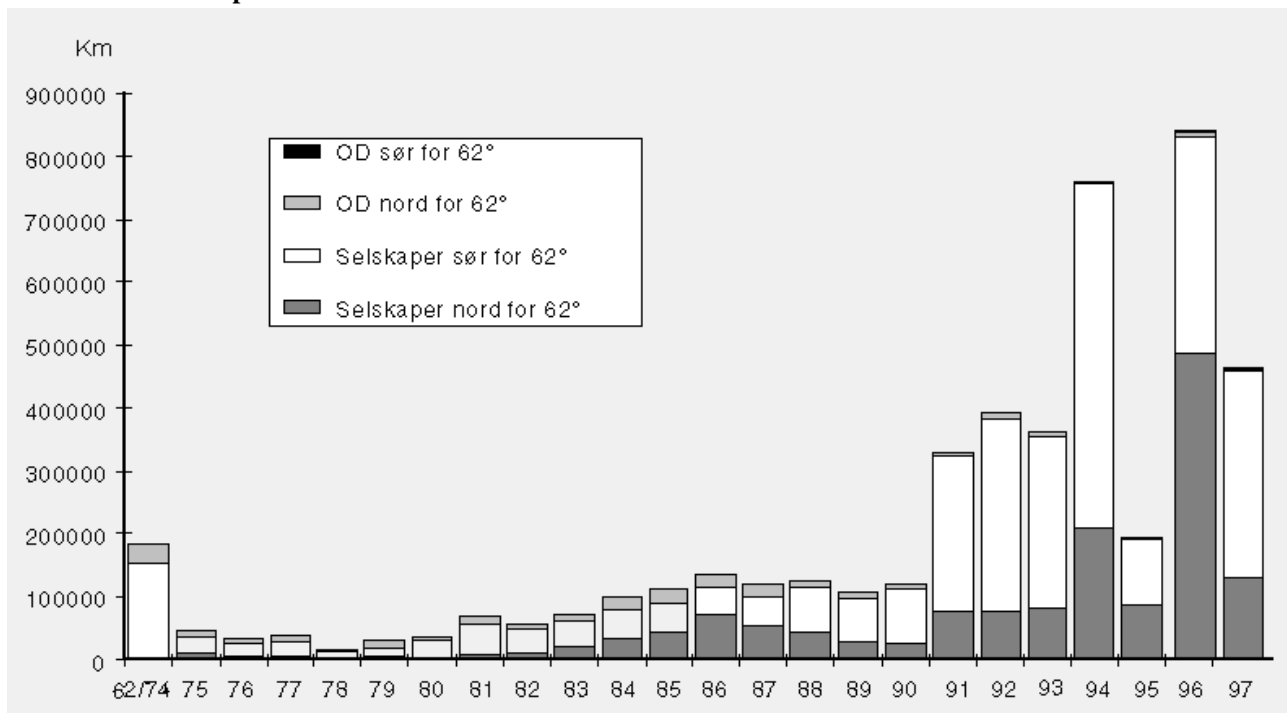
Av totalt innsamlet seismikk, utgjør 3D-seismikk 415 945 km; 318 082 km i Nordsjøen, 72 170 km i Norskehavet og 25 701 km i Barentshavet. Figur 1.6.1. viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til innsamlet antall cmp-linjekilometer seismikk.

### 1.6.2 LETEBORING

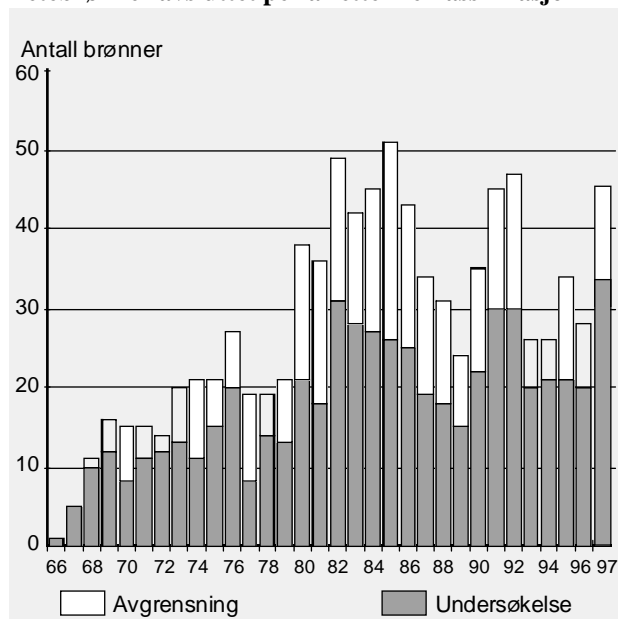
Ved årsskiftet 1996/1997 var 8 letebrønner under boring hvorav en var gjenåpnet.

I 1997 er det påbegynt 50 letebrønner, fordelt på 38

**Figur 1.6.1**  
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962-1997



**Fig. 1.6.2**  
**Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon**



undersøkelsesbrønner og 12 avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1997 har vært fordelt med 25 undersøkelses- og 8 avgrensingsbrønner i Nordsjøen og 13 undersøkelses- og 4 avgrensingsbrønner i Norskehavet. I tillegg ble 5 midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner; 3 i Nordsjøen og 2 i Norskehavet.

Ved årsskiftet 1997/1998 var 9 letebrønner under boring.

Per 31.12.97 var det totalt påbegynt 916 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 655 undersøkelses- og 261 avgrensingsbrønner, se tabell 7.3.a.

54 letebrønner ble avsluttet eller midlertidig forlatt etter å ha nådd prognosert dyp på norsk sokkel i 1997. 6 av disse var gjenåpninger, enten for videre operasjoner eller for permanent plugging. Brønnene er, etter at brønn 25/8-9 A ble reklassifisert fra undersøkelsesbrønn til avgrensingsbrønn, fordelt med 40 undersøkelsesbrønner og 14 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 26 undersøkelses- og 10 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, og 14 undersøkelses- og 4 avgrensingsbrønner i Norskehavet.

Operatør for brønnene som ble avsluttet eller suspendert i 1997, har vært som følger: Statoil 14, Hydro 8, Esso 8, Saga 7, BP 3, Amerada 3, Shell 3, Amoco, Conoco og Deminex 2 hver og Mobil og Agip 1 hver.

En undersøkelsesbrønn er en brønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i en ny og klart definert geologisk enhet, avgrenset av bergarter ved strukturelle eller stratigrafiske grenser. Avgrensingsbrønn er en brønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumforekomst som allerede er påvis ved hjelp av en undersøkelsesbrønn. Alle letebrønner har en av disse klassifiseringene når den blir påbegynt. Der-

som det senere viser seg at brønnen ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen den er gitt, blir den reklassifisert. 75 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel: 71 fra undersøkelses- til avgrensingsbrønner og 4 fra avgrensings- til undersøkelsesbrønner.

Per 31. desember 1997 var 907 letebrønner avsluttet eller suspendert på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 581 undersøkelses- og 326 avgrensingsbrønner.

Tabell 7.3.f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1996.

Totalt er 49 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

De midlertidig forlatte letebrønnene, med utstyr plassert på havbunnen, på norsk sokkel er:

2/01-09 A	25/05-04	31/05-04 AR
2/01-11	25/08-06	31/05-05
2/04-15 S	25/08-11	34/04-07
2/04-17	25/11-16	34/07-26 S
2/07-23 S	25/11-21 A	34/08-04 A
2/07-25 S	30/02-01	34/10-34
2/10-02	30/03-04	34/10-37 A
2/12-02 S	30/08-01 SR	34/11-02 A
7/12-08	30/09-07	6305/05-01
7/12-09	30/09-08 R	6406/02-02
9/02-07 S	30/09-09	6407/07-02 R
15/12-06 S	30/09-10	6407/07-04
15/12-09 S	30/09-12 A	6506/11-04 S
15/12-10 S	30/09-13 S	6506/11-05 S
25/02-13	31/02-16 SR	6506/12-08
25/04-06 S	31/02-18 A	6507/08-04
		6507/11-05 S

De norske selskapene Statoil, Hydro og Saga har vært operatører for 29 av de påbegynte boringene i 1997, noe som tilsvarer 58 prosent. De resterende 21 boringene fordeler seg på Esso, Amoco, BP, Amerada, Conoco, Deminex, Shell og Agip som vist i tabell 7.3.c.

### 1.6.3 LETEMÅL

Leteaktiviteten har også i 1997 i stor grad vært rettet mot juraiske sandsteinsprospekter. Antallet brønner boret mot prospekter i tertiær og kritt, viste en merkbar økning fra året før. Av de 50 letebrønnene som ble påbegynt i 1997, hadde 27 jura som hovedprospekt, 11 hadde tertiær, åtte hadde kritt, tre hadde trias og en hadde perm som hovedprospekt. I tillegg til hovedprospektet skulle også sekundære prospekter utforskes. Disse fordeler seg med seks i tertiær, sju i kritt, seks i jura og tre i paleozoikum.

### 1.6.4 NYE FUNN I 1997

Det er gjort 17 funn, hvorav sju er bekreftet gjennom formasjonstesting. Elleve funn er gjort i Nordsjøen, og seks i Norskehavet, se tabell 1.6.4. Nærmere omtale av de ulike funnene finnes i kapittel 1.6.5.

## 1.6.5 NÆRMERE BESKRIVELSE AV BORINGENE I 1997

### Sørlige Nordsjø

Seks letebrønner ble avsluttet i den sørlige delen av Nordsjøen i 1997 (tabell 1.6.5.a). Alle seks er undersøkelsesbrønner. En av de seks (2/8-16 SX) måtte oppgis på grunn av tekniske problemer. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (2/8-17 og 9/2-8 S) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. Det ble gjort tre funn av hydrokarboner i området i 1997. Undersøkelsesbrønn 2/6-5 ble avsluttet i 1997, men oljefunnet inngikk i ressursregnskapet for 1996.

Brønn 2/1-11, som ble boret sør for Gydafeltet, påviste olje i sandsteiner fra tidlig- og mellomjura. Formasjonstesting ble ikke gjennomført. Funnet er antatt å være svært lite.

Brønn 2/5-11, som ble boret nord for Torfeltet, påtraff olje i kalkbergarter fra paleocen. To formasjonstester ble gjennomført. Den beste testen produserte noe olje, men mest vann. Dette skyldes lav oljemetning i reservoaret.

Brønn 9/2-7 S, boret sørvest for Ymefeltet, påtraff olje i sandstein fra mellom- og senjura. Dette er et lite funn som ikke ble formasjonstestet.

### Sleipner- og Balderområdet

15 letebrønner ble avsluttet i Sleipner- og Balderområdet i 1997 (tabell 1.6.5.b). Tolv av letebrønnene er undersøkelsesbrønner og tre er avgrensingsbrønner. I tillegg er en avgrensingsbrønn (15/9-19 B) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. Det ble gjort seks funn av hydrokarboner i området i 1997.

Brønn 16/7-7 S, som ble boret sørøst for Sleipner Øst, påtraff gass/kondensat i bergarter fra trias. To formasjonstester ble gjennomført. Maksimum produksjonsrate ble målt til 556 Sm<sup>3</sup> væske og 265 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom 17,5 mm dyseåpning. Brønnen er boret like ved 16/7-4-funnet fra 1982, men trykk- og væskedata viser at den har påvist en ny forekomst.

Brønn 25/7-5, boret sørvest for Heimdalfeltet, påviste olje i bergarter fra paleocen. En formasjonstest ble gjennomført med en produksjonsrate på 960 Sm<sup>3</sup> olje og 81 000 Sm<sup>3</sup> gass gjennom en 17,5 mm dyseåpning. Stor usikkerhet er knyttet til funnets størrelse, med et anslag for utvinnbare oljeressurser på 10-60 millioner Sm<sup>3</sup>.

Brønn 25/8-9, som ble boret øst for Jotunfeltet, påtraff olje i paleocene bergarter. Brønnen ble ikke formasjonstestet. Det er et svært lite funn.

Brønn 25/8-10 S, boret nordøst for Balderfeltet, påtraff olje i bergarter fra paleocen. En formasjonstest ble gjennomført med en produksjonsrate på 413 Sm<sup>3</sup> olje og 147 000 Sm<sup>3</sup> gass gjennom en 14,4 mm dyseåpning. Funnstørrelsen anslås å være 9 millioner Sm<sup>3</sup> utvinnbar olje.

Brønn 25/8-11, boret 10 km nord for Balderfeltet, påtraff olje i bergarter fra paleocen og tidligjura. En formasjonstest ble gjennomført i reservoarsonen fra tidligjura, med en produksjonsrate på 520 Sm<sup>3</sup> olje og 23 000 Sm<sup>3</sup> gass gjennom en 16 mm dyseåpning. Anslaget for utvinnbare oljeressurser er 3-12 millioner Sm<sup>3</sup>.

Brønn 25/10-8, som ble boret sørvest for Balderfeltet, påviste olje og gass i bergarter fra tidligjura. En formasjonstest ble gjennomført i oljesonen, med gjennomsnittlig produksjonsrate målt til 672 Sm<sup>3</sup> olje og 77 600 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 16 mm dyseåpning. Dette er et lite funn.

### Oseberg- og Trollområdet

Sju letebrønner ble avsluttet i Oseberg- og Trollområdet i 1997 (tabell 1.6.5.c). Fire av letebrønnene er undersøkelsesbrønner og tre er avgrensingsbrønner. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (30/3-7 A og 30/8-3) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. Det ble gjort to funn av hydrokarboner i området i 1997.

Brønn 35/9-3, som ble boret nord for 35/9-1 Gjøafunnet, påtraff gass i bergarter fra senkritt, og olje og gass i bergarter fra tidligkritt. Det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen. Funnet er sannsynligvis lite, men det er interessant med tanke på videre leteaktivitet i området.

Brønn 36/7-2, boret øst for 35/9-1 Gjøafunnet, påtraff olje i bergarter fra senjura. Brønnen ble ikke formasjonstestet. Dette er et lite funn.

### Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Fem letebrønner ble avsluttet i dette området i 1997 (tabell 1.6.5.d). To av letebrønnene er undersøkelsesbrønner og tre er avgrensingsbrønner. En av de tre avgrensingsbrønnene (34/7-26 S), er midlertidig forlatt over reservoarnivå. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (34/7-28) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. Det ble ikke gjort nye funn av hydrokarboner i området i 1997.

### Norskehavet

15 letebrønner ble avsluttet i dette området i 1997 (tabell 1.6.5.e), hvorav én (6406/2-4 S) er midlertidig avsluttet. Tolv av letebrønnene var undersøkelsesbrønner og tre var avgrensingsbrønner. En av de tolv undersøkelsesbrønnene (6204/10-2 A) ble reklassifisert til avgrensingsbrønn i januar 1998. En av de tre avgrensingsbrønnene (6406/2-4 S) er midlertidig forlatt. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (6507/5-1 og 6706/11-1) og en avgrensingsbrønn (6406/2-5 A) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. Det ble gjort seks funn av hydrokarboner i området i 1997.

Brønn 6204/10-2 R, boret nordøst for Agatfunnet, påtraff gass i en tynn sandstein fra senkritt. Det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen. Dette er et svært lite funn.

Brønn 6305/5-1, som ble boret drøyt 100 km nordvest for Kristiansund, påtraff gass i paleocene sandsteiner på Ormen Lange-øya. Det ble ikke foretatt ordinær formasjonstesting av brønnen. Foreløpige vurderinger viser at det er påvist minst 100 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass. Funnet kan vise seg å være betydelig større, men nye brønner må til for å avklare dette. Videre boring er planlagt på strukturen i 1998.

**Tabell 1.6.4**  
Nye funn i 1997

Letebrønn	Operatør	Hydrokarbon-type	Reservoarnivå	Formasjonstestet	Strømningsrate (per dag)	Dyseåpning	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Olje/kondensat (mill Sm <sup>3</sup> )	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Gass (mrd Sm <sup>3</sup> )
2/1-11	BP	olje	tidlig- og mellomjura	nei			< 1	
2/5-11	Agip	olje	paleocen	ja	90 Sm <sup>3</sup> olje 9 600 Sm <sup>3</sup> gass	14,4 mm	1-2	
9/2-7 S	Statoil	olje	mellom- og senjura	nei			1-5	
16/7-7 S	Esso	gass/kond	trias	ja	556 Sm <sup>3</sup> kondensat 265 000 Sm <sup>3</sup> gass	17,5 mm	5-10	2-5
25/7-5	Hydro	olje	paleocen	ja	960 Sm <sup>3</sup> olje 81 000 Sm <sup>3</sup> gass	17,5 mm	10-60	
25/8-9	Amerada	olje	paleocen	nei			1	
25/8-10 S	Esso	olje	paleocen	ja	413 Sm <sup>3</sup> olje 147 000 Sm <sup>3</sup> gass	14,4 mm	9	< 1
25/8-11	Esso	olje	paleocen og tidligjura	ja	520 Sm <sup>3</sup> olje 23 000 Sm <sup>3</sup> gass	16 mm	3-12	
25/10-8	Esso	olje/gass	tidligjura	ja	672 Sm <sup>3</sup> olje 77 600 Sm <sup>3</sup> gass	16 mm	2-5	< 1
35/9-3	Hydro	olje/gass	tidlig- og senkritt	nei			< 1	< 1
36/7-2	Hydro	olje	senjura	nei			1-3	
6204/10-2 R	Statoil	gass	senkritt	nei				< 1
6305/5-1	Hydro	gass	paleocen	nei				> 100
6306/5-1	Amerada	gass	paleocen	nei				< 1
6406/2-3	Saga	gass/kond	to mellom-juraiske reservoarsoner	ja	Dypeste nivå: 840 Sm <sup>3</sup> kondensat 880 000 Sm <sup>3</sup> gass. Grunneste nivå: 960 Sm <sup>3</sup> kondensat 750 000 Sm <sup>3</sup> gass	18 mm	37	59
6507/7-11 S	Conoco	gass	tidligjura	nei				< 1
6707/10-1	BP	gass	senkritt	nei				38

**Tabell 1.6.5.a**  
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.97)
1/3-8	undersøkelse	011	Amoco Norge	5161	trias	hydrokarbonspor
2/1-11	undersøkelse	019 B	BP	4702	trias	olje
2/5-11	undersøkelse	067	Norsk Agip	3511	senkritt	olje
2/6-5	undersøkelse	008	Saga	3237	grunnfjell	olje
2/8-16 SX	undersøkelse	006	Amoco Norge	3095	miocen	oppgitt
2/8-17	undersøkelse	006	Amoco Norge			pågår
9/2-7 S	undersøkelse	114	Statoil	3370	mellomjura	olje
9/2-8 S	undersøkelse	114	Statoil			pågår

Brønn 6306/5-1, boret øst for Ormen Lange-domen, påtraff små mengder gass i bergarter fra paleocen. Brønnen ble ikke formasjonstestet. Dette er et lite funn.

Brønn 6406/2-3, boret sørvest for Smørbukkkunnet (del av Åsgard-utbyggingen), påtraff gass og kondensat i to reservoarsoner fra mellomjura. Begge reservoarsonene ble formasjonstestet. Fra den dypeste sonen ble det produsert 880 000 Sm<sup>3</sup> gass og 840 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag gjennom en 18 mm dyseåpning. Fra den grunneste sonen ble det

produsert 750 000 Sm<sup>3</sup> gass og 960 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag gjennom en 18 mm dyseåpning. Det er et stort gass/kondensatfunn. En avgrensingsbrønn (6406/2-5) ble avsluttet på Kristinfunnet i 1997, og ved årsskiftet pågår ytterligere en avgrensingsboring (6406/2-5 A) på funnet.

Brønn 6507/7-11 S, som ble boret sørvest for Heidrunfeltet, påtraff en tynn gass-sone i tidligjuraiske bergarter. Det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen. Dette er et svært lite funn.



Brønn 6707/10-1, som ble boret 250 km sørvest for Lofoten, påtraff gass i sandsteiner fra senkritt. Det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen. Funnet er anslått

til 38 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass. Boringen, som ble foretatt på Nykhøgda i det nye leteområdet kalt Vøringbassenget, var den første dypvannsboring på norsk sokkel. Vanddypet er 1274 m.

**Tabell 1.6.5.b**

**Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet**

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.97)
15/5-6	avgrensning	048	Statoil	2700	senkritt	olje
15/6-8 S	undersøkelse	166	Deminex	3148	trias	tørr
15/6-8 A	undersøkelse	166	Deminex	2422	paleocen	tørr
15/9-19 A	avgrensning	046	Statoil	3335	trias	olje
15/9-19 B	avgrensning	046	Statoil			pågår
15/12-11 S	undersøkelse	116	Saga	3441	trias	tørr
16/7-6	undersøkelse	072	Esso Norge	2700	trias	tørr
16/7-7 S	undersøkelse	072	Esso Norge	2701	trias	gass/kond
25/7-4 S	undersøkelse	103	Conoco	2523	senkritt	tørr
25/7-5	undersøkelse	203	Norsk Hydro	2714	senkritt	olje
25/8-9	undersøkelse	189	Amerada Hess	2515	tidligjura	olje
25/8-9 A	avgrensning	189	Amerada Hess	2198	paleocen	olje
25/8-10 S	undersøkelse	027	Esso Norge	1859	senkritt	olje
25/8-11	undersøkelse	027	Esso Norge	1976	tidligjura	olje
25/10-8	undersøkelse	028 P	Esso Norge	2628	perm	olje/gass
25/10-8 A	undersøkelse	028 P	Esso Norge	2537	senjura	tørr

**Tabell 1.6.5.c**

**Letebrønner boret i Oseberg- og Trollområdene**

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.97)
30/3-7 A	undersøkelse	052	Statoil			pågår
30/8-3	undersøkelse	190	Norsk Hydro			pågår
30/11-5	undersøkelse	035	Norske Shell	3702	tidligjura	hydrokarbonspor
35/4-1	undersøkelse	194	Hydro	4905	trias	hydrokarbonspor
35/9-3	undersøkelse	153	Hydro	2759	grunnfjell	olje/gass
35/11-9	avgrensning	090	Hydro	2801	senjura	olje/gass
35/11-10	avgrensning	090	Hydro	2928	tidligjura	olje
35/11-10 A	avgrensning	090	Hydro	2867	tidligjura	tørr
36/7-2	undersøkelse	153	Hydro	1413	grunnfjell	olje

**Tabell 1.6.5.d**

**Letebrønner boret i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet**

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.97)
33/6-2	undersøkelse	206	Mobil	3920	tidligjura	hydrokarbonspor
34/4-9 S	avgrensning	057	Saga	3415	trias	olje
34/7-26 S	avgrensning	089	Saga	2215	kritt	midlertidig forlatt
34/7-28	undersøkelse	089	Saga			pågår
34/10-41 S	undersøkelse	050	Statoil	2600	tidligjura	tørr
34/11-3	avgrensning	193	Statoil	4451	tidligjura	gass/kond

**Tabell 1.6.5.e**

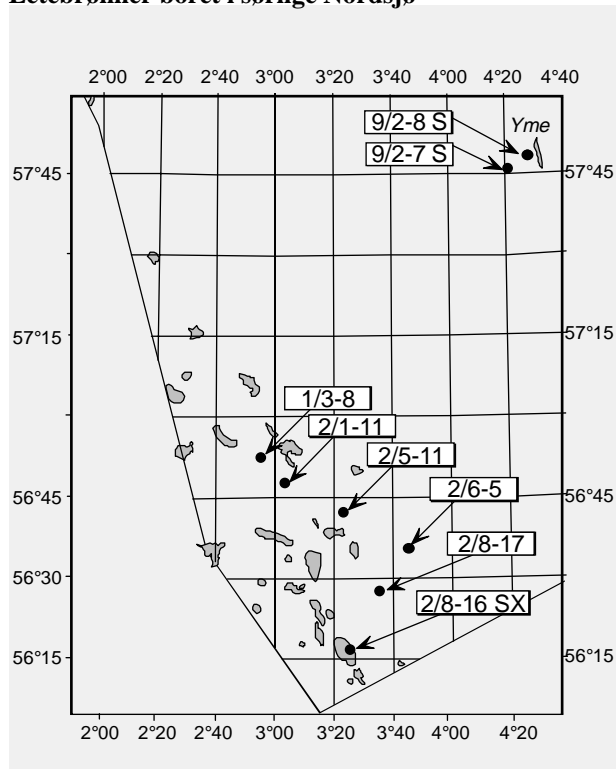
**Letebrønner boret i Norskehavet**

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.97)
6204/10-2 A	undersøkelse*	175	Statoil	2026	tidligkritt	gass
6204/10-2 R	undersøkelse	175	Statoil	2067	grunnfjell	gass
6204/11-2	undersøkelse	175	Statoil	2896	senjura	tørr
6305/5-1	undersøkelse	209	Hydro	3027	senkritt	gass
6306/5-1	undersøkelse	197	Amerada Hess	2018	senkritt	gass
6406/2-3	undersøkelse	199	Saga	5232	tidligjura	gass/kond
6406/2-4 S	avgrensning	199	Saga	4434	tidligjura	midlertidig forlatt
6406/2-5	avgrensning	199	Saga	5416	tidligjura	hydrokarbonspor
6406/2-5 A	undersøkelse	199	Saga			pågår
6407/8-3	undersøkelse	158	BP	1937	tidligjura	tørr
6507/3-2	undersøkelse	159	Statoil	2008	trias	tørr
6507/5-1	undersøkelse	212	Amoco			pågår
6507/7-11 S	undersøkelse	095	Conoco	3726	tidligjura	gass
6507/11-5 S	avgrensning	062	Statoil	2576	tidligjura	olje/gass
6510/2-1	undersøkelse	214	Shell	4682	tidligtrias	hydrokarbonspor
6608/8-1	undersøkelse	200	Statoil	2985	perm	hydrokarbonspor
6706/11-1	undersøkelse	217	Statoil			pågår
6707/10-1	undersøkelse	218	BP	5039	senkritt	gass

\* 6204/10-2 A ble reklassifisert til avgrensingsbrønn i 1 januar 1998.

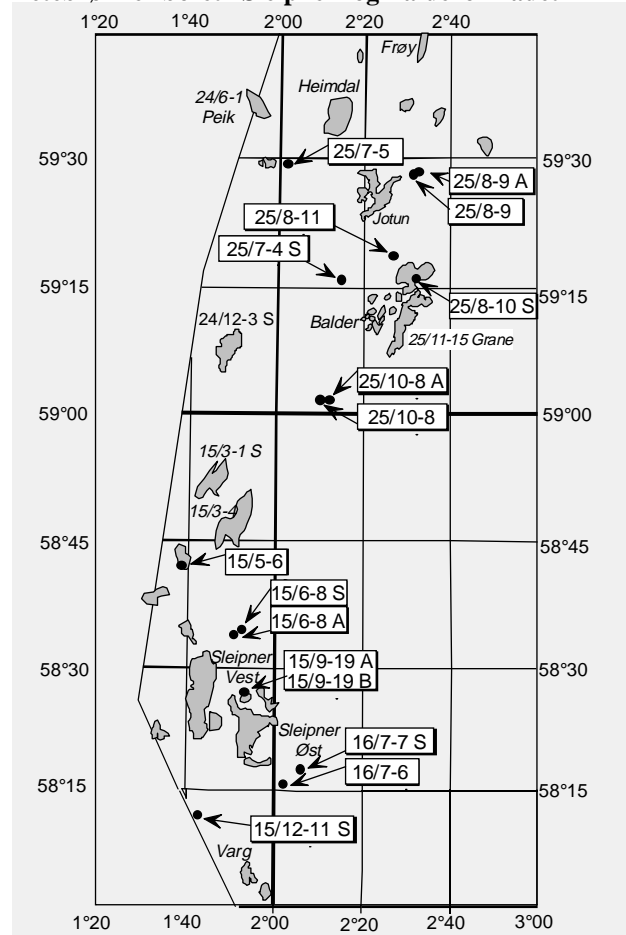
**Figur 1.6.5.a**

**Letebrønner boret i sørlige Nordsjø**

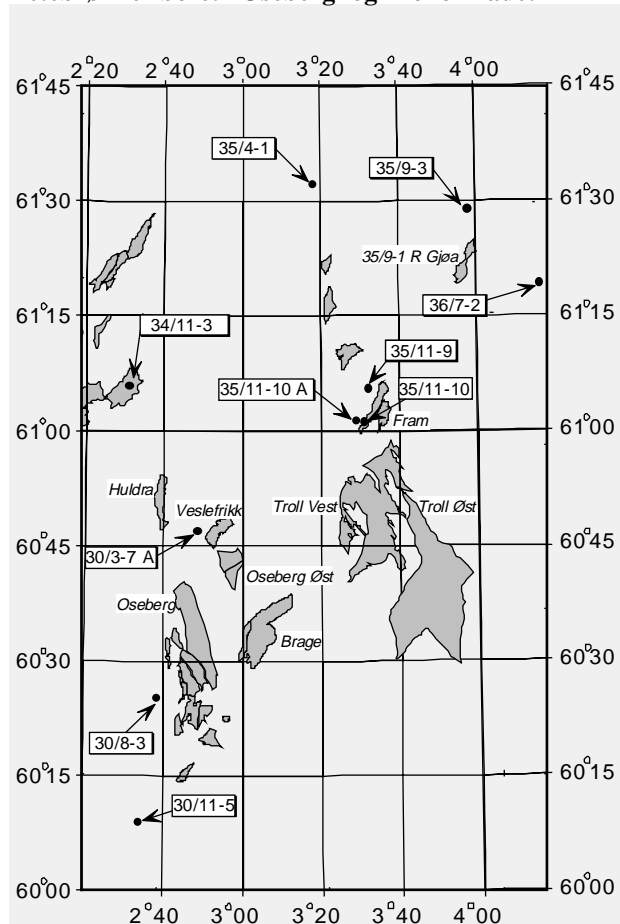


**Figur 1.6.5.b**

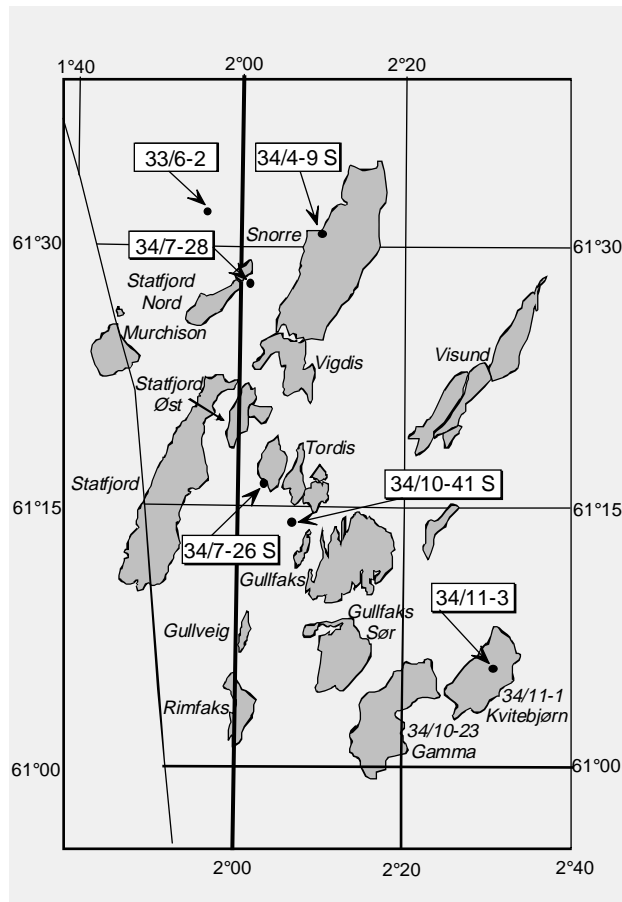
**Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet**



**Figur 1.6.5.c**  
**Letebrønner boret i Oseberg- og Trollområdet**



**Figur 1.6.5.d**  
**Letebrønner boret i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet**



## 1.7 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

### 1.7.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEM

De ulike transportsystemene for gass og olje/kondensat fra norsk kontinentalsokkel er vist i figur 1.7.1. En del av transportsystemene er britiske, der norsk andel av transportert mengde utgjør bare en liten del. Dette gjelder:

- Northern Leg Gas Pipeline (NLGP), hvor gass fra Statfjord (britisk del) transporteres til Shells terminal ved St. Fergus
- Brent-rørledningen som transporterer olje fra Murchison til Sullum Voe på Shetland
- Brae- Forties-systemet som transporterer kondensat fra Heimdal til BPs Kinneil terminal utenfor Edinburgh.

### Gasstransport, Statpipe

#### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s.	58,25000 %
Elf Petroleum Norge AS	10,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,00000 %
Mobil Development Norway AS	7,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	5,00000 %

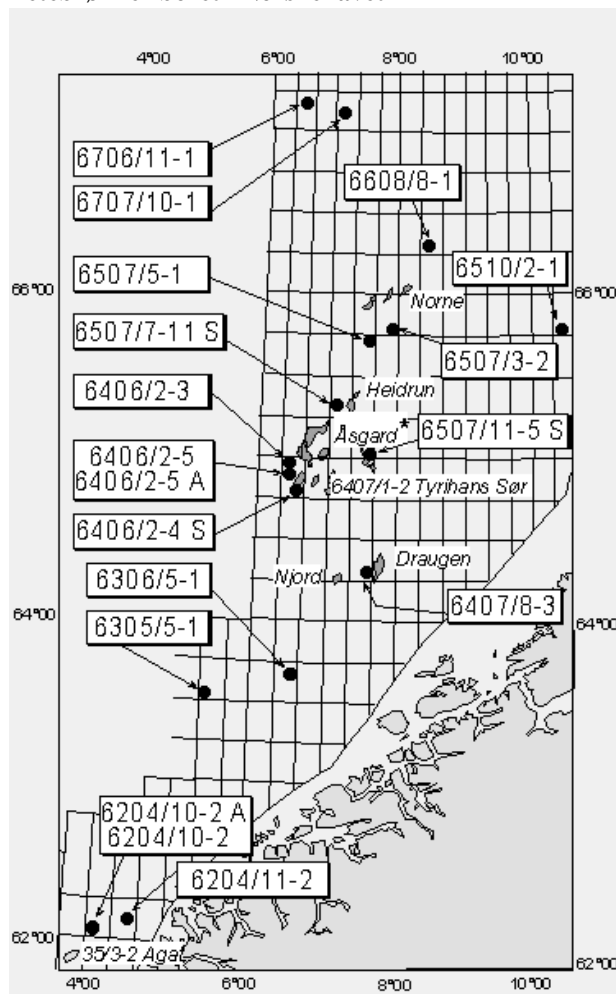
A/S Norske Shell	5,00000 %
Norske Conoco A/S	2,75000 %
Saga Petroleum ASA	2,00000 %
Total Norge AS	2,00000 %

Statoil er operatør for drift av systemet som omfatter:

- rørgassledning fra Statfjord til Kårstø. Transportkapasiteten for rørledninger fra Statfjord til Kårstø er 8 milliarder Sm<sup>3</sup> per dag. Rørledningen har en indre diameter på 710 mm (ytre diameter 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 indre diameter på 870 mm (ytre diameter 36"), tørrgassledning fra Kårstø til Draupner S med en lengde på 228 km og en indre diameter på 760 mm (ytre diameter 28"), og en rørledning fra Draupner S til stigerørsinnretningen 2/4-S ved Ekofisk Senter med en lengde på 190 km og en indre diameter på 870 mm (ytre diameter 36").

Etter produksjonsstart er Gullfaks-, Veslefrikk-, Snorre- og Bragefeltene tilknyttet Statpipesystemet oppstrøms av Kårstøanlegget. Videre er Sleipner blitt knyttet opp mot Statpipe ved en stikkledning til Draupner.

Figur 1.6.5.e  
Letebrønner boret i Norskehavet



\* Åsgard omfatter 6506/12-1 Smørbukk, 6506/11-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard

### Kårstø

Den første nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Leveringen av tørrgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Prosessanlegget på Kårstø har en kapasitet på 25 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

På Kårstø tas de tunge hydrokarbonene ut av våtgassen og selges som propan, butan, isobutan og nafta. Kondensat fra Sleipner mottas på Kårstø fra en egen rørledning fra Sleipnerfeltet. På Kårstø blir kondensatet splittet i propan, butan, isobutan og kondensat og skipet videre til kundene.

Både propan, butan, isobutan, nafta og kondensat lagres i egne tanker, før det lastes via fiskalt måleutstyr til tankskip.

### Gasstransport, Norpipe

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk Senter til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofiskområdet og Statpipe. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen.

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

Det planlegges å legge en omløpsrørledning fra Statpipe til Norpipe utenom Ekofisk Senter i forbindelse med bygging av Ekofisk II.

Gassrørledningen er 442 km og har en indre diameter 869 mm (ytre diameter 36"). På gassrørledningen er det to kompressorstasjoner som begge ligger på tysk kontinentalsokkel.

Designkapasiteten for gassrørledningen er ca 19 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Denne kapasiteten vil bli redusert etter installasjon av en ny omløpsrørledning.

### Norpipe Gas

#### Eierfordeling

Phillips Petroleum Company Norway	15,89000 %
Fina Production Licences AS	12,90000 %
Norsk Agip AS	8,62000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,04000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,43000 %
Total Norge AS	2,36000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50,00000 %
Elf Rex Norge AS	0,56000 %
Saga Petroleum ASA	0,30000 %

Gassrørledningen eies av Norpipe a.s. som igjen er et hel-eid datterselskap av Norse Gas A/S

Phillips Petroleum Norsk AS er operatør på vegne av Phillipsgruppen.

Anlegget er koplet opp mot Europipe, slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt.

### Etzel gasslager

#### Eierfordeling

Ruhrgass	74,80000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	20,10000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,40000 %
Saga Petroleum ASA	1,20000 %
Elf Petroleum Norge AS	0,68955 %
Norske Conoco A/S	0,42090 %
Total Norge AS	0,38955 %

Ruhrgass overtok per 31. desember 1995, Esso og Shell sine andeler i Etzel gasslager.

## Gasstransport Frigg

Den norske Frigg-rørledningen FNA eies av de norske rettighetshaverne til Frigg.

### Eierfordeling

Norsk Hydro Produksjon AS	32,87000 %
Elf Petroleum Norge AS	26,42000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	24,00000 %
Total Norge AS (operatør)	16,71000 %

En del britiske felt er koplet til den norske Frigg-rørledningen via MCP-01. 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.

## St. Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg-rettighetshaverne og de britiske Frigg-rettighetshaverne (Elf UK 66 2/3 prosent, Total UK 33 1/3 prosent). Total Oil Marine UK er operatør.

## Zeepipe

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	70,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,00000 %
A/S Norske Shell	7,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	6,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	3,29850 %
Saga Petroleum ASA	3,00000 %
Norske Conoco A/S	1,70150 %
Total Norge AS	1,00000 %

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 indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40") fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia. I tillegg er det lagt en ca 40 km lang ledning fra Sleipner til Draupnerinnretningen (16/11S). 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. Innvendig diameter er 966 mm (ytre diameter 40"). 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

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	70,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,00000 %
A/S Norske Shell	7,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	6,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	3,29850 %
Saga Petroleum ASA	3,00000 %

Norske Conoco A/S	1,70150 %
Total Norge AS	1,00000 %

Rørledningen går fra Draupner (16/11E) til Emden i Tyskland og er ca 620 km lang, har en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 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.

## NorFra

NorFra er en 840 km lang rørledning med en indre diameter på 1016 mm (ytre diameter 42") mellom Draupner (16/11E) og Dunkerque i Frankrike. Rørledningen har en initiell kapasitet på 11,4 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Gassleveransene er planlagt å starte 1. oktober 1998.

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 60 %)	69,70880 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,47250 %
Saga Petroleum ASA	5,17800 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	3,88350 %
Mobil Development Norway AS	3,88350 %
Total Norge AS	2,91260 %
Elf Petroleum Norge AS	2,13590 %
Norsk Agip AS	1,94170 %
A/S Norske Shell	1,29450 %
Neste Petroleum AS	1,29450 %
Norske Conoco A/S	1,29450 %

Statoil er operatør for byggefasen. Departementet vil utpeke operatør for driftsfasen på et senere tidspunkt.

## Haltenpipe

Haltenpipe er en 245 km lang rørledning med en indre diameter på 381 mm (ytre diameter 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.

## Oljetransport Norpipe

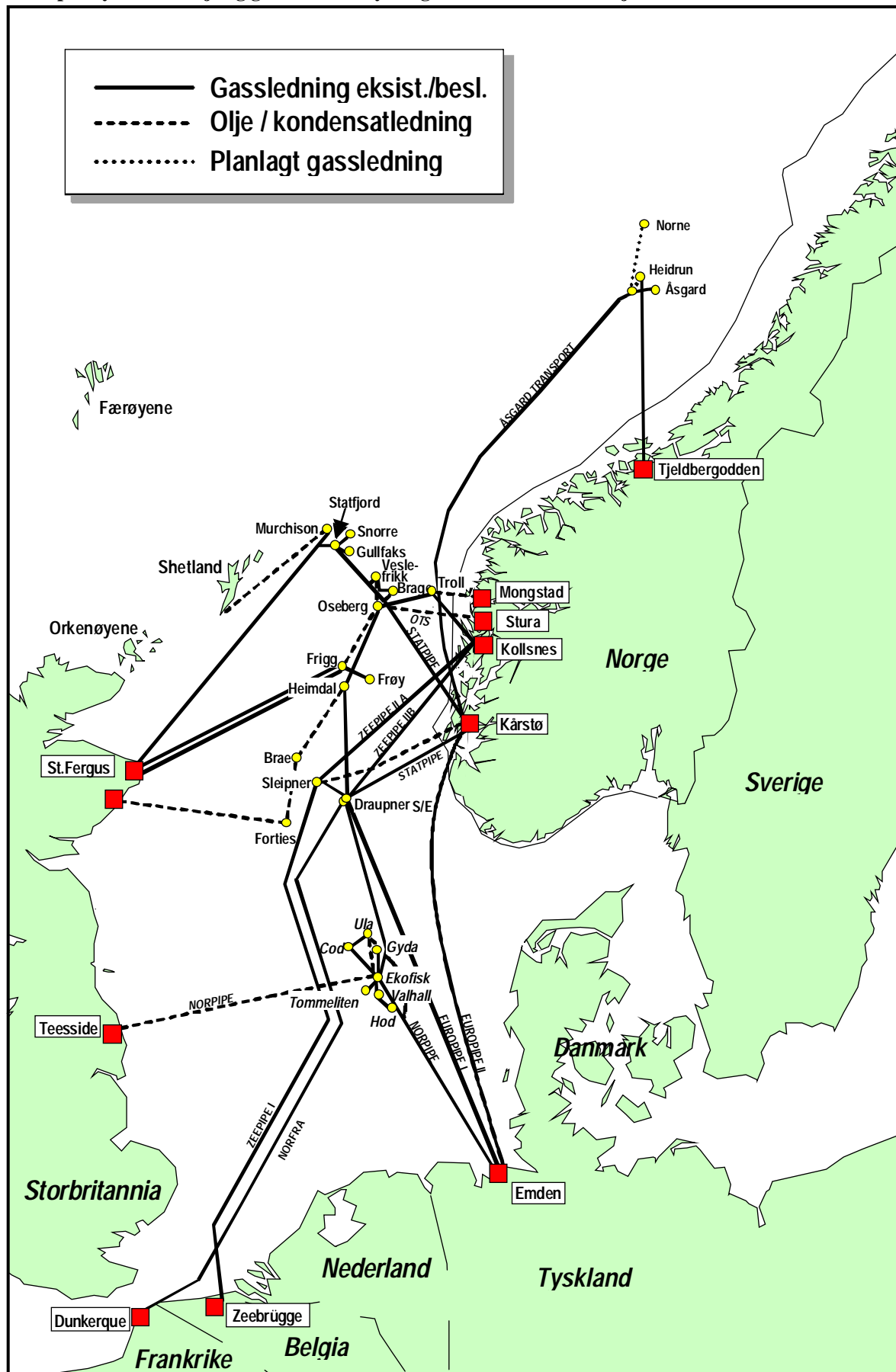
Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter til Teesside i England er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres olje fra feltene i Ekofiskområdet, og de nærliggende feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tommeliten Gamma. De britiske feltene Judy og Joanne er tilkoplede til Norpipe, og startet produksjon i oktober 1995. Videre ble Fulmar, Clyde, Auk og Gannet koplet til Judy- og Joanneledningen i 1996.

Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør for rørledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

## Teesside

Eierforholdet til anleggene ved Teessideterminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillipsgruppen, gjennom selska-

Figur 1.7.1  
Transportsystem for olje og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen



pene Norpipe Petroleum UK Ltd. og Norse Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd er operatør av anlegget.

## Oljetransport Oseberg Transport System (OTS)

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en indre diameter på 670 mm (ytre diameter 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 interessentskap 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.

## Troll Oljerør

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	74,57600 %
A/S Norske Shell	8,28800 %
Norsk Hydro Produksjon AS	7,68800 %
Saga Petroleum ASA	4,08000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,35344 %
Norske Conoco A/S	1,66113 %
Total Norge AS	1,35343 %

Troll Oljerør transporterer oljen fra Troll-oljeinnretningen der Norsk Hydro er operatør, til Mongstad-terminalen. Indre diameter er 381 mm (ytre diameter 16").

Statoil er operatør for ledningen som ble satt i drift sommeren 1995.

## Frostpipe

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	50,00000 %
Elf Petroleum Norge AS (operatør)	22,00000 %
Total Norge AS	14,25000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,75000 %

Frostpipe er en ca 80 km lang rørledning med indre diameter på 374 mm (ytre diameter 16") for transport av stabilisert olje og kondensat fra Frigg til Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på ca 16 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Produksjonsstart var våren 1994.

## Sleipner kondensatrørledning

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 29,6 %)	49,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	30,40000 %
Total Norge AS	1,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %

Leveransene av kondensat fra Sleipner Øst startet i 1993 og fra Sleipner Vest i 1997. Kondensatet transporteres uprosessert gjennom den 245 kilometer lange rørledningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukter og stabilt kondensat. Rørledningen har en indre diameter på 474 mm (ytre diameter 20"), og transportkapasiteten er 32 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Stortinget godkjente byggingen av rørledningen i desember 1989.

## 1.7.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEM

### Åsgard Transport

Åsgard Transport vil bli en 745 km lang rørledning med en indre diameter på 1 016 mm (ytre diameter 42") for transport av gass fra Åsgard og andre felt på Haltenbanken til Kårstø. Rørledningen vil ha en kapasitet på 17,5 - 18,5 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Rørledningen er planlagt satt i drift 1. oktober 2000.

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 46,9 %)	60,50000 %
Saga Petroleum ASA	7,00000 %
Norsk Agip AS	7,90000 %
Total Norge AS	7,65000 %
Mobil Development Norway AS	7,35000 %
Neste Petroleum AS	7,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,60000 %

### Europipe II

Europipe II vil bli en 653 km lang rørledning med en indre diameter på 1 016 mm (ytre diameter 42") for transport av gass fra Kårstø til Emden. Rørledningen vil ha en kapasitet på 20,8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og planlegges satt i drift 1. oktober 1999.

### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 60 %)	60,01000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,72490 %
Saga Petroleum ASA	10,63090 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	7,67790 %
Mobil Development Norway AS	1,18120 %
Total Norge AS	5,90610 %
Elf Petroleum Norge AS	0,00590 %
Norsk Agip AS	2,36240 %
A/S Norske Shell	1,18120 %
Neste Petroleum AS	3,66180 %
Norske Conoco A/S	2,65770 %

Statoil er operatør for utbyggingsfasen. Departementet vil utpeke operatør for driftsfasen på et senere tidspunkt.

### Oseberg Gass Transport

Oseberg Gass Transport vil bli en 108 km lang rørledning med en indre diameter på 869 mm (ytre diameter 36") for

transport av gass fra Oseberg til Statpipe på eller ved Heimdal. En beslutning om å knytte rørledningen opp til Heimdalinnretningen eller å knytte den direkte til Statpipe nedstrøms Heimdal, planlegges tatt tidlig i 1998. Rørledningen vil ha en kapasitet på omlag 14,5 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og planlegges satt i drift 1. oktober 2000. Norsk Hydro er operatør for rørledningen.

## Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 50,7838 %)	64,78379 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68190 %
Saga Petroleum ASA	8,55276 %
Elf Petroleum Norge AS	5,76959 %
Mobil Development Norway AS	4,32720 %
Total Norge AS	2,88480 %

## Heidrun Gass Transport

Heidrun Gass Transport vil bli en 37 km lang rørledning med en indre diameter på mellom 425-525 mm (ytre diameter 18-22") for transport av gass fra Heidrun til Åsgard Transport ved Åsgard. Rørledningen vil ha en kapasitet på 4-6 milliarder Sm<sup>3</sup> per år avhengig av valg av diameter og planlegges satt i drift 1. oktober 2000. Statoil er operatør for rørledningen.

## Eierfordeling

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

## Norne Gass Transport

Norne Gass Transport vil bli en 80 km lang rørledning med en indre diameter på 270-381mm (ytre diameter 12-16 ") for transport av gass fra Norne til Heidrun Gass Transport. En beslutning om oppknytningspunkt vil bli tatt tidlig i 1998. Rørledningen vil ha en kapasitet på 2 milliarder Sm<sup>3</sup> per år og planlegges satt i drift 1. oktober 2000. Statoil er operatør for rørledningen.

## Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 55,00000 %)	70,00000 %
Saga Petroleum ASA	9,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	7,50000 %
Norsk Agip AS	7,50000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	6,00000 %

## 1.8 PETROLEUMSØKONOMI

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til den totale verdiskaping i Norge. Sektorens andel av bruttonasjonalprodukt har de siste årene ligget på ca 13 % av BNP.

Petroleumssektoren står og for en stor og økende andel av den totale eksporten fra Norge. Andelen har i begynnelsen på 90-tallet ligget på ca 33 %, mens den de to siste årene har ligget på ca 38 %.

Petroleumsvirksomheten fører til sysselsetting både til havs og på land. Nærmere 79600 var i 1997 sysselsatt i petroleumsrettet virksomhet i Norge.

### 1.8.1 LETE- OG PLANLEGGINGSAKTIVITET

I 1997 ble det påbegynt 50 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1996 var 30. Det ble i 1997 påbegynt 38 undersøkelses- og 12 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1996 var henholdsvis 21 og 9. Gjennomsnittlig i perioden 1966 - 1997 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og 8.

Figur 1.8.1.a viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, funnevalueringer og administrasjon. I henhold til tall innrapportert til Oljedirektoratet beløper samlede letekostnader i årene 1980 - 1997 seg til ca 143 milliarder 1997-kroner.

Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for 1997 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert av operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 1.8.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftene.

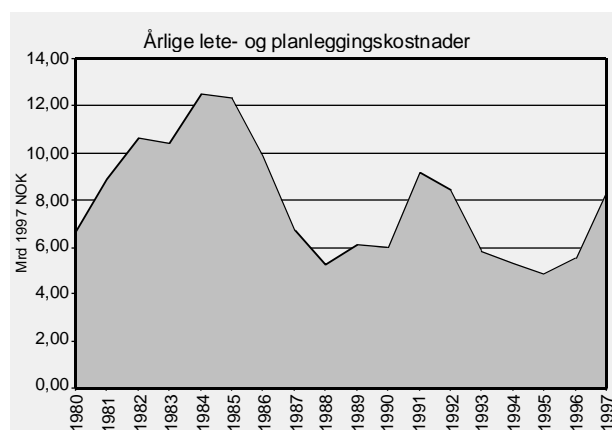
Lete- og planleggingskostnader	Millioner kroner
Leteboring	5349
Generelle undersøkelser	1024
Funnevalueringer	618
Administrasjon <sup>1</sup>	1336
<b>Totalt</b>	<b>8328</b>

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

I 1997 utgjør andelen letekostnader til leteboring 65 prosent, mens tilsvarende tall for 1996 er 50 prosent. Andelen utgifter til generelle undersøkelser er 12 prosent i 1997 og 22 prosent i 1996. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk.

Figur 1.8.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn. I 1997 ble det boret for rundt 5,3 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til ca 107 millioner kroner. Dette er en økning i forhold til 1996 da det

**Figur 1.8.1.a**  
Utgifter til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980

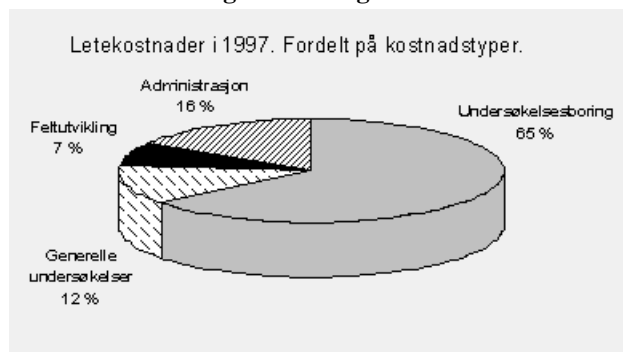




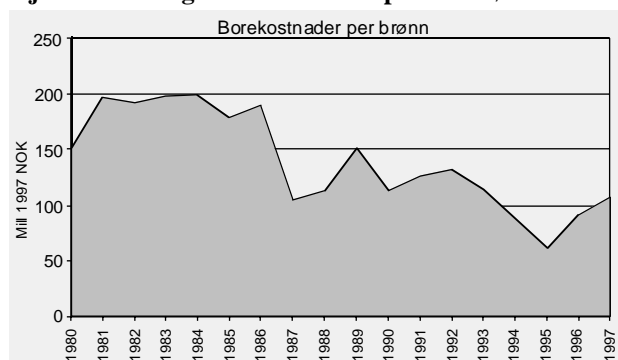
ble boret for rundt 2,7 milliarder, noe som utgjorde rundt 91 millioner kroner per brønn.

Figur 1.8.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1997.

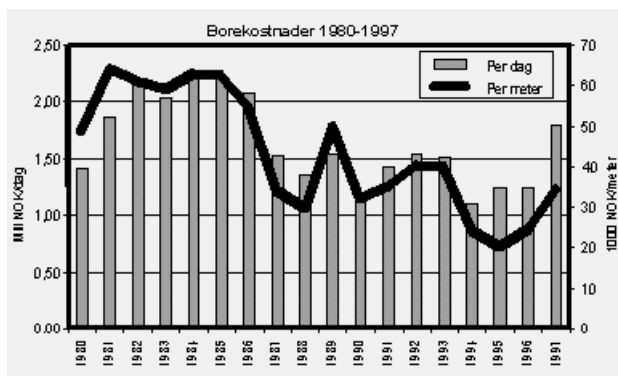
**Figur 1.8.1.b**  
Prosentvis fordeling mellom utgiftene



**Figur 1.8.1.c**  
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn



**Figur 1.8.1.d**  
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1997.



## 1.8.2 STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT

Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1985. Statoils eierinteresser ble da splittet i en økonomisk 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 petroleumspolitikken har vært at staten skal hente inn en betydelig andel av grunnrenten i oljevirksomheten. SDØE, sammen med petroleumsskattesystemet, avgifter og utbytte 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 et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen.

Statens direkte investeringer i oljevirksomheten har de senere årene hatt en høy avkastning. Økningen er en følge av at SDØE er på vei fra en oppbyggings- til en driftsfase. SDØEs netto kontantstrøm forventes å øke ytterligere de nærmeste årene. På sikt anslås SDØEs netto kontantstrøm å utgjøre over halvparten av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten.

## 1.8.3 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1997 anslått til ca 65 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) desember 1996). Dette tilsvarer vel 3,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år, og innebærer en stigning på 2,5 prosent fra 1996 til 1997. Produksjonen fra OPEC-landene økte med ca 4 prosent, det vil si godt over gjennomsnittet. OPECs produksjon i 1997 var således knapt 27 millioner fat per dag, mot knapt 26 millioner fat per dag året før. Størst økning hadde Irak. I Øst-Europa og landene i det tidligere Sovjetunionen ble produksjonen økt med vel 1 prosent, mot 1 prosent nedgang fra 1995 til 1996. Øvrige regioner, inklusiv Nordsjøen, viste samlet en økning i produksjonen.

Norges oljeproduksjon var omtrent uendret på vel 3 millioner fat per dag og utgjorde i 1997 knapt 5 prosent av verdensproduksjonen og OPECs markedsandel var vel 41,5 prosent, opp 0,5 prosent.

Verdens påviste oljeressurser var ved utgangen av 1997 i følge OGJ 162 milliarder Sm<sup>3</sup>, omtrent uendret fra 1996. Ressursene utgjør 43 års produksjon på 1997 - nivå. De fleste land viser uendrede ressursanslag i forhold til utgangen av 1996. Vurdert ut fra ressursanslagene vil framtidens største oljeproduiserende områder være OPEC og Midtøsten.

Ved inngangen av 1997 var prisen på Brent Blend - olje omtrent 24 dollar per fat, mot omtrent 18 dollar per fat i januar 1996. Oljeprisen sank utover våren til omtrent 17 dollar i midten av april. Årsaken til fallet var sterk økning i oljeproduksjonen og relativt mildt vær. Høy

etterspørselsvekst og fravær av irakisk oljeeksport bidro til å holde prisene på mellom 17 og 20 dollar fram mot høsten, da oljeprisen igjen begynte å svekkes. I desember var prisen om lag 17 dollar. Svekket oljepris målt i dollar har delvis blitt oppveid av økt dollarkurs.

Dette medførte at gjennomsnittlig normpris for norsk-produsert olje ble omtrent 19 dollar per fat; målt i kroner vel 136 kroner. Til sammenlikning var prisen i 1996 for norskprodusert olje i gjennomsnitt ca 135 kroner per fat (ca 21 dollar).

## 1.8.4 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 1997 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania, Østerrike og Tsjekkia. Figur 1.8.6.c viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland.

I 1997 utgjorde eksporten fra Norge 42,3 milliarder Sm<sup>3</sup>, en økning på ca 4,2 milliard Sm<sup>3</sup> gass fra året før.

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 gjennom opprettelsen av Troll kommersiell modell, etablert en avsetningsmulighet for assosiert gass og eventuelt mindre gassfelt.

### Organisering av norsk gassalg

I de senere år har avsetning av norsk gass vært koordinert

av et Gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga. GFU forhandler fram kontrakter med kjøpere av norsk gass. Også andre selskap har vært trukket inn ved forhandlingene av enkelte gassalgskontrakter. Innenfor rammen av den eksisterende gassorganiseringen opprettet myndighetene Forsyningsutvalget (FU) i 1993. Utvalget som består av de største ressurseierne på norsk sokkel, skal ha en rådgivende funksjon overfor Olje- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og forvaltning av gassfelt og transport-systemer for gass. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet deltar som observatører i utvalget.

### Eksisterende forpliktelser

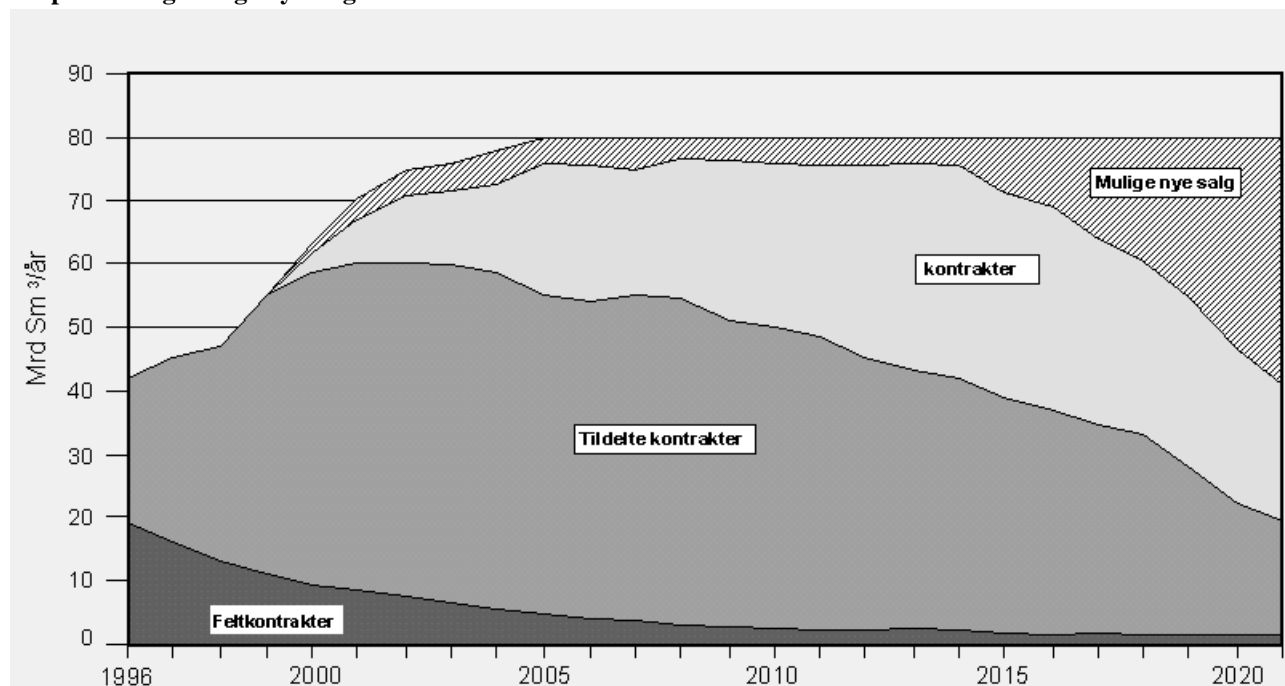
#### Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks, samt felt i Frigg- og Ekofiskområdet. Produksjonen fra disse feltene er nå i avtrappingsfasen, men de vil likevel levere gass i mange år framover. Gassleveransene fra Ekofisk- og Friggområdene 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.

**Figur 1.8.4**  
Forpliktete og mulige nye salg



## Nyere forpliktelser

I 1992 ble Electrabel-kontrakten (Belgia) inngått, mens det i 1993 ble inngått to nye kontrakter for salg av tilleggs-volumer til Ruhrgas og til VNG (Tyskland). Året etter ble det inngått kontrakter med MEEG (Tyskland) og GdF (Frankrike). I 1995 ble det inngått kontrakt om ytterligere salg til GdF (Frankrike). I løpet av 1997 er det inngått kontrakter med det italienske selskapet SNAM og det tsjekkiske selskapet Transgas.

## Mulige nye salg

Det har i løpet av 1997 pågått forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i flere land.

Oljedirektoratet mener at det er et potensial for at Norges totale gassalg på sikt kan nå 80 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Figur 1.8.4 viser forpliktete og mulige nye salg. Forpliktete volumer er fordelt mellom feltkontrakter, tildelte volumer og ikke-tildelte volumer. Det er Olje- og

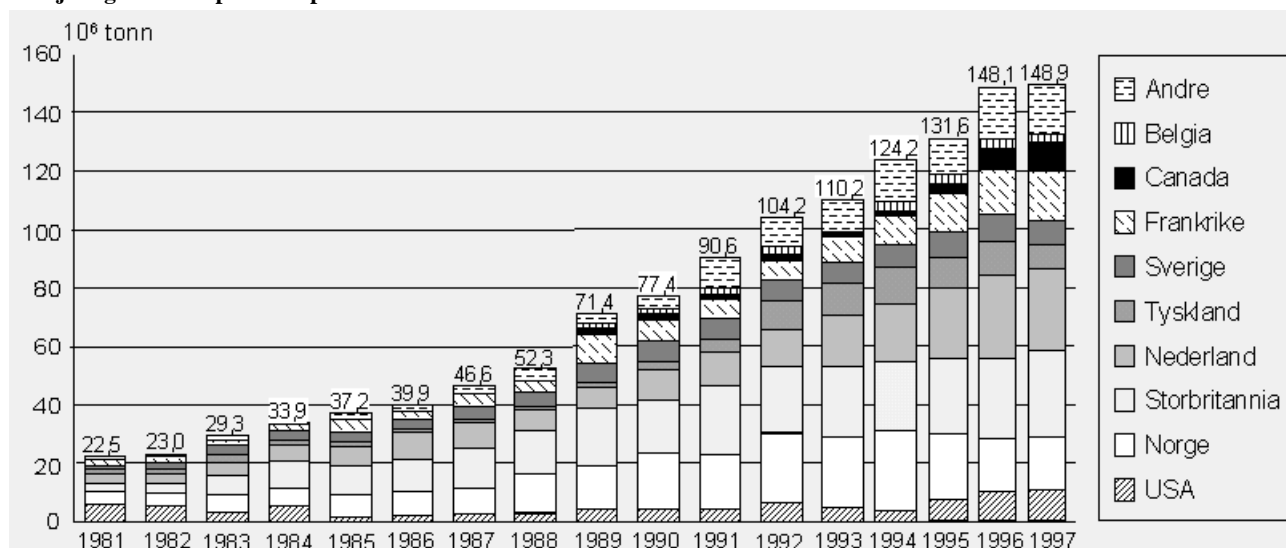
energidepartementet som tildeler volumer etter råd fra Oljedirektoratet og Forsyningsutvalget.

## Bruk av gass i Norge

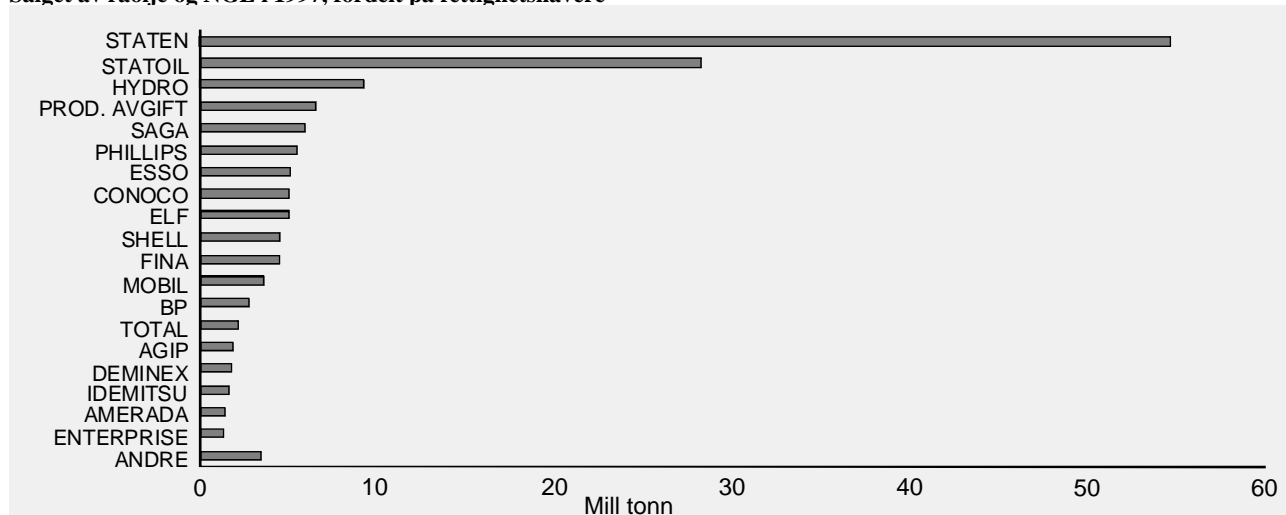
Olje- og energidepartementet la i 1995 fram en egen stortingsmelding om bruk av gass i Norge. Stortingsmeldingen redegjør for regjeringens målsetting og muligheter for bruk av naturgass i Norge.

Det viktigste norske gassmarkedet finnes nå på kontinentalsokkelen. De største kjøperne er Oseberg og Ekofisk. På Oseberg injiseres gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Ekofisk kjøper gass til brensel fra flere felt. I tillegg er gass den viktigste energikilden for drift av felt og transportsystemer. Det er primært gass produsert fra eget felt som brukes til dette. Samlet ble det i 1997 brukt 22,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til injeksjon og 3 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

**Figur 1.8.5.a**  
Råoljesalg fordelt på land i perioden 1981-1997.



**Figur 1.8.5.b**  
Salget av råolje og NGL i 1997, fordelt på rettighetshavere



Kårstø i Nord-Rogaland. Fra 1996 er det også ilandført gass til Kollsnes (Hordaland) og Tjeldbergodden (Møre og Romsdal).

Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0,7 milliard Sm<sup>3</sup> gass årlig til en metanolfabrikk på Tjeldbergodden fra 1996. 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 Vestgass vurderer distribusjon av gass fra Kollsnes.

I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har i 1996 fått konsesjon for utbygging og drift av to gasskraftverk og har nå søknad om utslippstillatelse til behandling hos Statens forurensingstilsyn. Kraftverkene planlegges etablert på Kårstø og på Kollsnes. Samlet forbruk av gass i gasskraftverkene vil bli 0,9 milliard Sm<sup>3</sup> gass per år.

## 1.8.5 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 1997 solgt 148,9 millioner tonn råolje fra norsk kontinentsokkel. Dette representerer en økning på 0,5 prosent i forhold til 1996. Storbritannia var den største mottaker med 19,7 prosent av skipningene, Nederland mottok 18,7 prosent, Norge 12,4 prosent, Frankrike 11,6 prosent og Tyskland 5,3 prosent. I 1996 mottok Norge 12,2 prosent, en oppgang i forhold til 1996. Figur 1.8.5.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1981 -1997.

Fram til 1988 er Belgia og Canada med under gruppen andre. Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1997 opp i 8,3 millioner tonn. Dette er 1,2 millioner tonn mer enn i 1996. Figur 1.8.5.b viser salget av råolje og NGL i 1997, fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 42,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i 1997. Dette er en oppgang på 11,0 prosent i forhold til 1996. Det ble

solgt 17,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 1,3 milliarder Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 10,3 milliarder Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 5,6 milliarder Sm<sup>3</sup> til Nederland, 4,2 milliarder Sm<sup>3</sup> til Belgia, 1,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Spania, 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tsjekia og 0,3 milliarder Sm<sup>3</sup> til Østerrike, jf figur 1.8.5.c. Figur 1.8.5.d viser gassalget fordelt på rettighetshavere. Salg under TGSA-kontraktene er fordelt mellom Troll-rettighetshaverne. I kolonnen "andre" er det ikke skilt ut selskaper, da denne inneholder tall fra flere små felt og det ville bli svært unøyaktig å tegne disse inn.

## 1.8.6 PRODUKSJONSAVGIFT

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

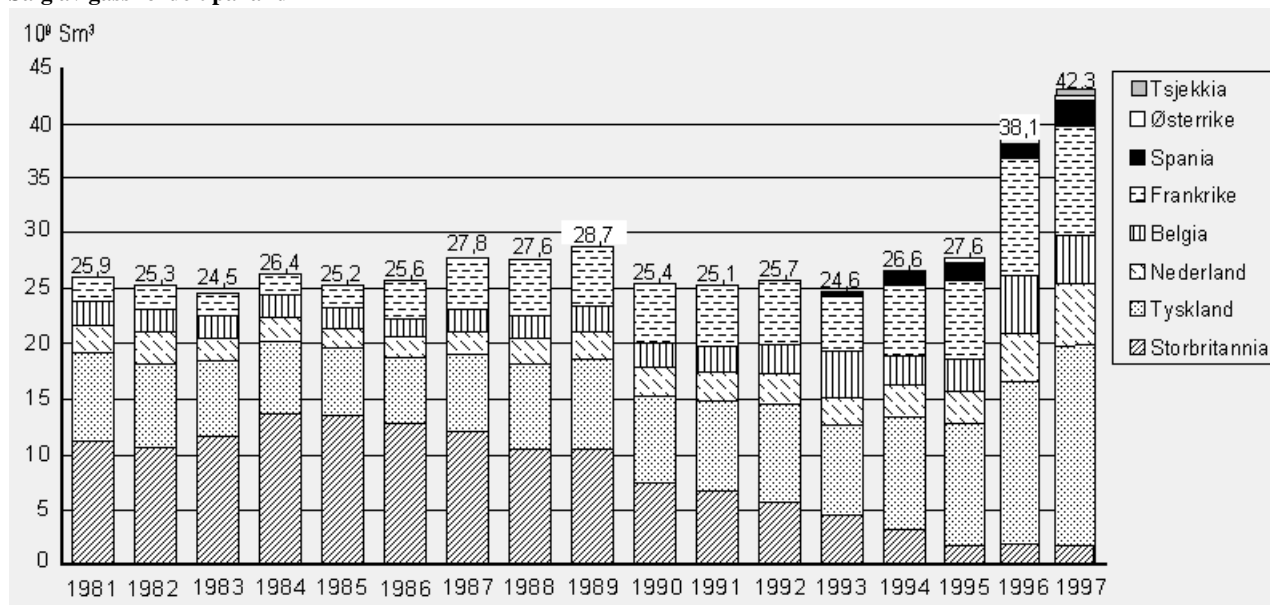
Det skal ikke betales produksjonsavgift av produksjon fra forekomster hvor utbyggingsplan godkjennes eller krav til plan for utbygging og drift frafaller etter 1. januar 1986, jf petroleumsloven § 4-9.

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

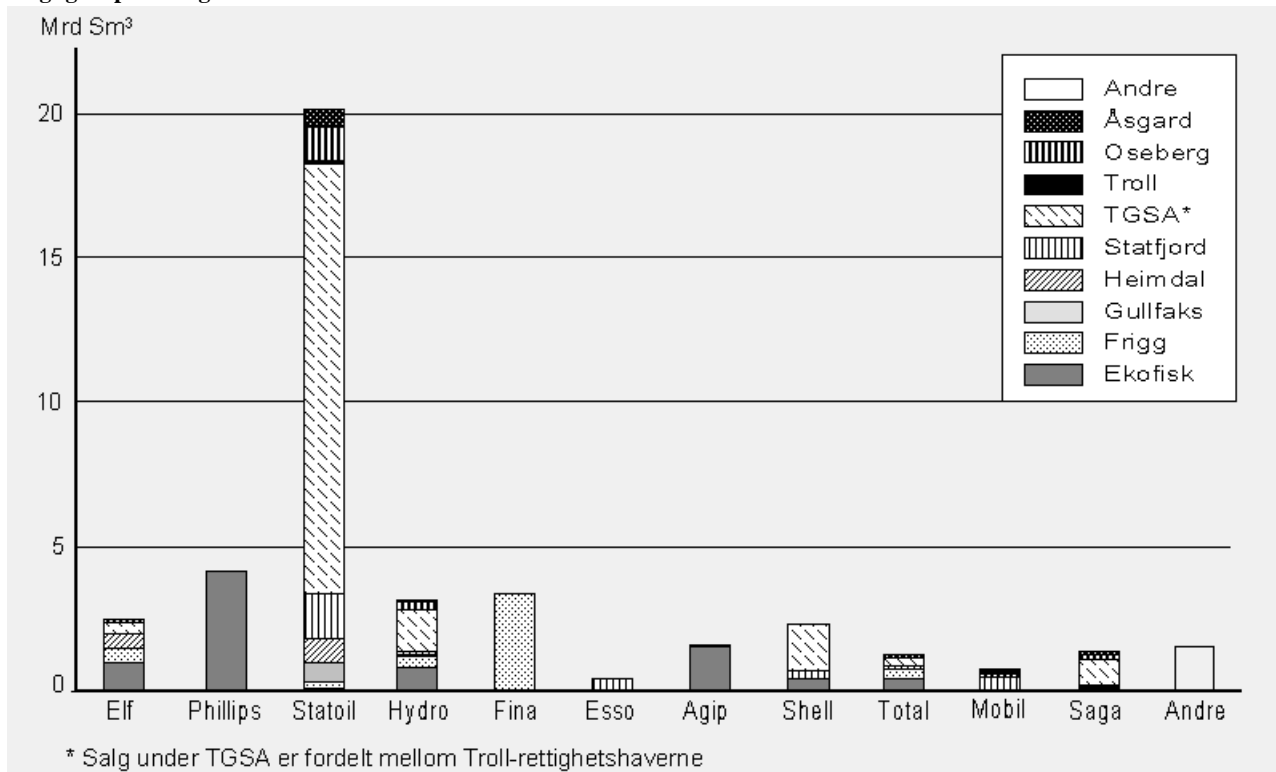
Fra 1. januar 1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf petroleumsforskriften § 31. Dette innebærer at det fra den dato kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskipningspunktet, og NGL først blir utskilt på et senere stadium, vil det for disse felts vedkommende bli betalt

Figur 1.8.5.c  
Salg av gass fordelt på land



**Figur 1.8.5.d**  
Solgt gass per rettighetshaver i 1997

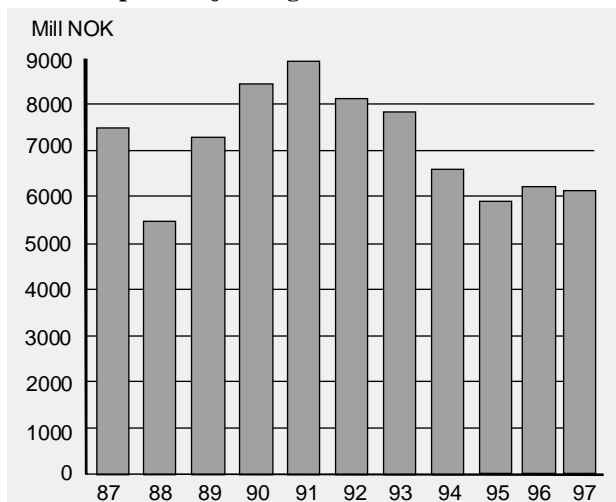


produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskipningspunktet er en del av gassen.

**Total produksjonsavgift**

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1997 innbetalt kroner 6 220 275 813,- i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.8.6.a viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1996 og 1997. Figur 1.8.6 viser innbetalt produksjonsavgift 1988 - 1997.

**Figur 1.8.6**  
Innbetalt produksjonsavgift 1988-1997



**Tabell 1.8.6.a**

**Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1996 og 1997 (millioner NOK)**

Produkt	Felt/område	1996	1997
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 766,8	1 968,7
"	Statfjord	2 457,6	2 126,7
"	Murchison	13,2	13,6
"	Heimdal	6,2	21,1
"	Oseberg	1 164,9	1 170,2
"	Gullfaks	864,7	882,9
NGL	Ekofiskområdet	21,5	27,1
"	Valhall	4,3	5,3
"	Ula	1,9	2,0
"	Murchison	0,1	1,1
"	Friggområdet	0,0	*1,6
"	Heimdal	0,1	0,0
SUM		6 301,3	6 220,3

\*Innbetalt produksjonsavgift for gass for tidligere år

**Produksjonsavgift olje**

Det er i 1997 innbetalt kroner 6 183 198 720,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet, Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 1.8.6.b. 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 månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av

petroleumsprisrådet. Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med rundt 6,5 prosent i 1997 på grunn av lavere produksjon på de feltene hvor det er produksjonsavgift. På grunn av høyere oljepriser er produksjonsavgiften for olje imidlertid bare redusert med 1,3 prosent i forhold til året før.

**Tabell 1.8.6.b**

**Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1997
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	883 635 250	1 085 087 625	1 968 722 875
Statfjord	1 039 973 065	1 086 755 647	2 126 728 712
Murchison	5 979 622	7 605 113	13 584 735
Heimdal	10 767 970	10 301 746	21 069 716
Oseberg	561 803 820	608 349 953	1 170 153 773
Gullfåks	474 955 829	407 983 080	882 938 909
SUM	2 977 115 556	3 206 083 164	6 183 198 720

**Produksjonsavgift NGL**

Det er i 1997 innbetalt kroner 37 077 093,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 1.8.6.c viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

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

Leveransene av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1. juli 1984. De innbetalte beløp fra Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

Det er en økning i innbetalt avgift på NGL fra 1996 til 1997 på nær 33 prosent.

**Tabell 1.8.6.c**

**Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1997
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	14 453 941	12 449 901	26 903 842
Amocogruppen (Tor)	21 601	93 031	114 632
Dyno/Methanor	59 110		59 110
<b>Sum Ekofiskområdet</b>	<b>14 534 652</b>	<b>12 542 932</b>	<b>27 077 584</b>
Valhall	2 559 782	2 742 777	5 302 559
Ula	1 112 112	852 279	1 964 391
Murchison	35 445	1 079 541	1 114 986
Friggområdet	1 617 573		1 617 573
<b>Sum alle felt</b>	<b>19 859 564</b>	<b>17 217 529</b>	<b>37 077 093</b>

**1.8.7 AREALAVGIFT PÅ  
UTVINNINGSTILLATELSER**

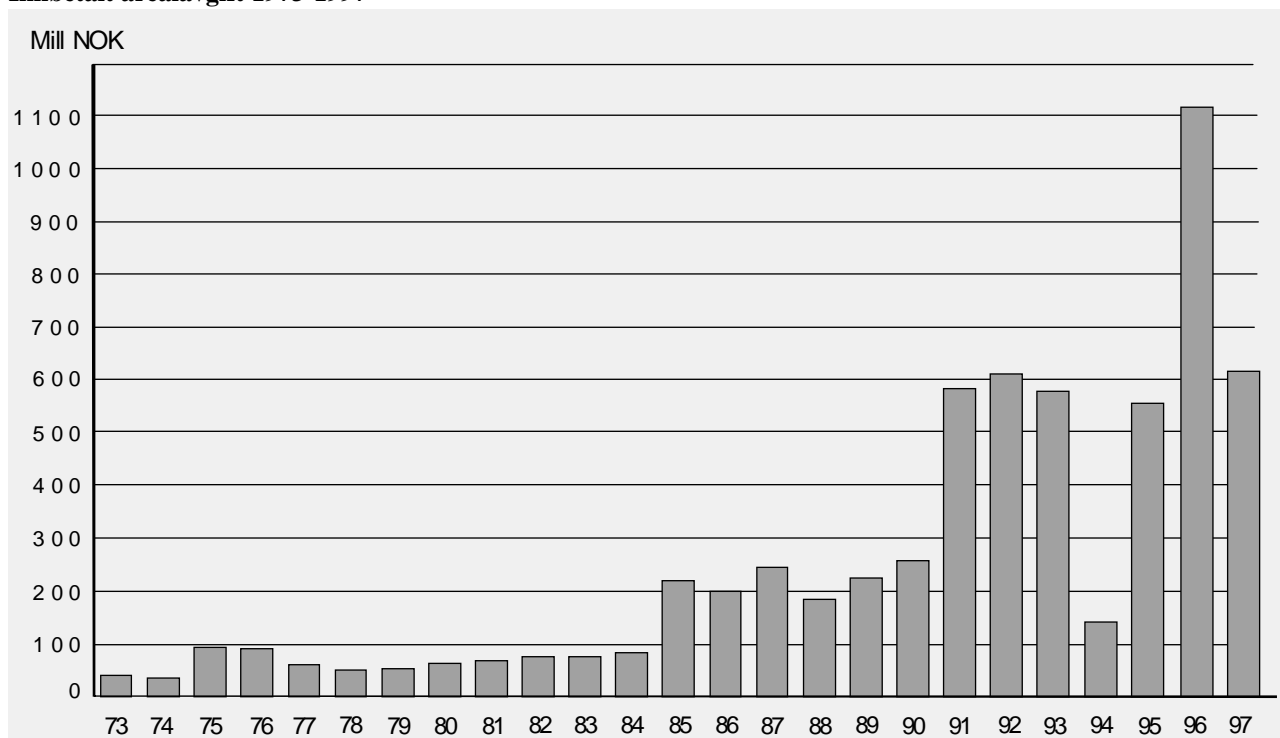
Oljedirektoratet har i 1997 innkrevd kroner 719 881 749,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger av tabell 1.8.7.

Oljedirektoratet har refundert kroner 102 817 730,- i arealavgift i 1997. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

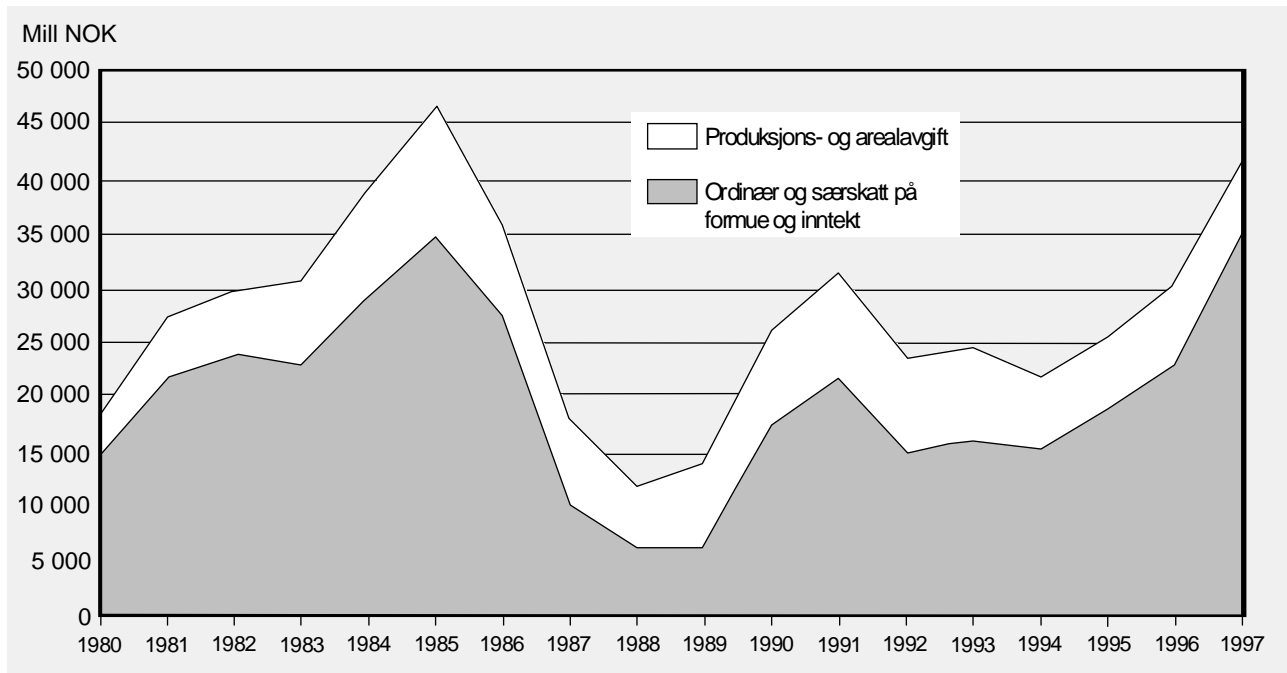
Figur 1.8.7.a viser netto innbetalt arealavgift 1974 - 1997. For 1997 er det en reduksjon fra 1996 på over 500 millioner kroner. Årsaken til dette er at det i 1997 bare har vært innbetalinger for 1998, mens det i 1996 var innbetalinger både for 1996 og 1997. Produksjons- og arealavgiften for 1997 utgjorde 16 prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel var i 1989 med 53 prosent.

**Figur 1.8.7.a**

**Innbetalt arealavgift 1973-1997**



**Figur 1.8.7.b**  
**Totalt innbetalte skatter og avgifter 1980 - 1997**



**Tabell 1.8.7**  
**Arealavgift fordelt på utvinningstillatelser**

Utvinningstillatelser tildelt per år	NOK
1965	91 929 962
1969	52 821 000
1971	4 137 000
1973	35 478 000
1975	4 981 500
1976	73 872 000
1977	35 990 704
1978	42 403 500
1979	133 407 000
1981	57 657 836

Utvinningstillatelser tildelt per år	NOK
1982	34 739 873
1984	30 348 116
1985	31 504 206
1986	11 404 415
1987	8 557 326
1988	21 375 370
1989	8 895 000
1991	40 378 941
<b>Totalt</b>	<b>719 881 749</b>

### 1.8.8 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. Avgiften er også pålagt 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.

CO<sub>2</sub>-avgiften var i 1996 og 1997 satt til henholdsvis kroner 0,85 og 0,87 per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 0,85 og 0,87 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 innretninger. Tabell 1.8.8 viser totalt innbetalt avgift i 1997. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 3 043 371 370,- i 1997.

**Tabell 1.8.8**

**Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift i 1. og 2. halvår 1997 (NOK)**

Felt:	1.halvår	2.halvår	Totalt 1997
Ekofiskområdet	357 876 826	356 115 241	713 992 067
Friggområdet	12 217 539	9 469 674	21 687 213
Gullfaks A+B+C	157 563 816	176 190 964	333 754 780
Yme	39 780 047	24 317 097	64 097 144
Gyda	16 317 135	16 481 088	32 798 223
Heimdal	24 464 183	23 140 716	47 604 899
Hod	70 210	69 339	139 549
Murchison	9 494 844	13 535 421	23 030 265
Oseberg A+B+C	152 582 492	146 806 410	299 388 902
Brage	32 787 900	32 665 020	65 452 920
Sleipner	109 771 084	143 287 050	253 058 134
Statfjord A+B+C	222 836 138	237 007 139	459 843 277
Ula	23 684 232	22 288 344	45 972 576
Valhall	39 167 378	42 464 921	81 632 299
Veslefrikk	27 297 435	28 517 083	55 814 518
Snorre	49 334 577	69 183 441	118 518 018
Draugen	24 410 498	28 343 709	52 754 207
Troll A	1 502 735	626 267	2 129 002
Troll B	37 915 356	37 058 520	74 973 876
Heidrun	64 512 152	70 998 012	135 510 164
<b>Transportsystemer:</b>			
Norpipe	68 993 779	86 080 432	155 074 211
Statpipe	3 310 849	2 834 277	6 145 126
<b>Sum</b>	<b>1 475 891 205</b>	<b>1 567 480 165</b>	<b>3 043 371 370</b>





## 2. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

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 rettighetshaverne i en utvinningstillatelse, eller mot det enkelte operatørselskap.

Oljedirektoratets myndighetsutøvelse i petroleumsvirksomheten er basert på en helhetlig forvaltning av sikkerhet, arbeidsmiljø og ressurser. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fagetater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø bygger på prinsippet om industriens styring av egen virksomhet. Dette forutsetter at regelverk og tilsyn blir utformet og gjennomført på en måte som underbygger aktørenes oppfatning av sitt ansvar for en forsvarlig virksomhet i samsvar med de formelle rammer for petroleumsvirksomheten.

Prinsippet innebærer at tilsynet rettes mot industriens plikt til styring av egen virksomhet. Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter retter seg derfor først og fremst mot rettighetshavernes styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø.

Tilsynet tar således utgangspunkt i selskapenes egne ambisjoner for videreutvikling av nivået for sikkerhet og arbeidsmiljø, slik disse kommer til uttrykk i selskapenes handlings- og tilsynsplaner. Oljedirektoratets 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 og ambisjoner.

Internasjonalisering, konkurranseutsatthet og lav oljepris over tid har ført til økte krav til kostnadseffektivisering ved utbygging og drift. Den teknologiske og organisatoriske utviklingen har bidradd til å gjøre det mulig å innfri kravene, samtidig som det skapes muligheter for leting og utvinning på nye, krevende områder. Utviklingen representerer like fullt en rekke utfordringer for industrien og i myndighetenes utøvelse av forvaltningsoppgavene knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø.

### 2.1 SITUASJONEN PÅ MARKEDET FOR BOREINNRETNINGER - KONSEKVENSER FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

#### 2.1.1 STANSING AV BOREINNRETNINGER

Oljedirektoratet har i løpet av 1997 grepet formelt inn i virksomheten på to flyttbare boreinnretninger. Operatørene som hadde kontrakter med de aktuelle selskapene, ble pålagt å sende ny søknad om samtykke til leteboring med disse innretningene. I praksis innebærer dette at virk-

somheten stanses, inntil de uakseptable forholdene er bragt i orden.

Oljedirektoratets beslutninger i disse sakene har vært basert på en totalvurdering, der summen av en rekke kritikkverdige forhold - hvorav enkelte ble ansett som graverende - har ført til den konklusjon at forutsetningene for de opprinnelige samtykkene ikke var til stede.

Forholdene omfattet blant annet:

- dårlig vedlikehold - både med hensyn til styring/planlegging og selve utførelsen,
- mangelfulle sikkerhetsmessige forholdsregler ved utførelse av kritisk arbeid, (tillatelse til varmt arbeid, sikker-jobb-analyser, arbeid over åpent vann, etc.),
- mangelfull oppfølging av pålegg fra Oljedirektoratet
- liten kunnskap om eksisterende avvik fra regelverk og selskapsinterne krav.

Når det gjelder flyttbare innretninger, synes utviklingen å reflektere det paradoksale i at næringen i gode tider *ikke har tid* til å utføre forsvarlig vedlikehold, mens man i dårlige tider *ikke har råd*. Operatørselskapenes prosesser for kvalifisering av innretninger må bli bedre. Det er ingen formelle krav i regelverket som utelukker innretninger over en bestemt alder. Oljedirektoratet mener likevel selskapene må bli mer bevisst på kostnadene forbundet med oppgradering, vedlikehold etc., og ta dette med i totalregnskapet. Erfaringene viser at en ensidig fokusering på lave dagrater kan gi dårlig totaløkonomi.

#### 2.1.2 BORING PÅ STORE HAVDYP

I løpet av 1997 er det boret tre letebrønner på store vandyp - fra 889 til 1274 meter. To av boringene ble gjennomført uten problemer som har noen spesiell sammenheng med vanddybden. Under den siste boringen oppsto det en del problemer under installering av brønnhodet. Operatøren hadde valgt brønnhodeutstyr som var lite kjent hos operatøren og hos boreentreprenøren.

De tre brønnene ble boret fra en utenlandsk innretning, som er spesialutrustet for boring på dypt vann, og med en boreentreprenør som har betydelig erfaring med dypvannsboring. Før innretningen ble tatt i bruk på norsk sokkel, ble den oppgradert blant annet med hensyn til norske regelverkskrav, i første rekke kravet til automatisk borerørhåndtering.

Videre ble det identifisert en del avvik fra regelverket hvor Oljedirektoratet fant å kunne fravike dette. En betydelig del av disse avvikene har blitt korrigerert i løpet av perioden. De resterende avvikene er av mindre sikkerhetsmessig betydning, og oppgraderingskostnadene til samstemmighet med regelverket, er for høye i forhold til nytteverdien av oppgraderingen.

Innretningen er utstyrt med et dynamisk posisjoneringsanlegg med egenskaper som tilsier såkalt utstyrsklasse 2. Oljedirektoratet vurderer denne type operasjon slik at regelverkets krav innebærer at anlegget må være i utstyrsklasse 3. Oljedirektoratet fant etter nøye vurdering å kunne

fravike dette kravet. Det ble imidlertid knyttet vilkår om kompensierende tiltak til vedtaket om fravik.

Oljedirektoratet har overfor næringen indikert at fravik fra kravet om utstyrsklasse 3 kan påregnes i en overgangsperiode tilsvarende boring av fem brønner fra denne boreinnretningen, forutsatt at nødvendige kompensierende tiltak, tilpasset den enkelte aktivitet, iverksettes inntil avviket er permanent korrigert. Eieren av innretningen har derfor utarbeidet en plan for iverksettelse av korrigerende tiltak som vil innebære en heving av det totale sikkerhetsnivået på innretningen. Den enkelte operatør som er ansvarlig for de aktuelle boringene, må se til at disse tiltakene blir iverksatt i henhold til denne planen.

### 2.1.3 ARBEIDSMILJØ PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

Oljedirektoratet har også i 1997, som en del av det løpende tilsynet, undersøkt status for etterlevelse av *forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten*, med særlig vekt på forholdene på flyttbare innretninger. Generelt registrerer Oljedirektoratet at næringen nå er godt kjent med forskriften, som ble fastsatt i 1995. De berørte selskapene har stort sett etablert tilfredsstillende systemer for å ivareta kravene i forskriften.

Målene som selskapene etablerer for arbeidsmiljøet er godt egnet til å styre mot og er realiserbare. I arbeidet utarbeides det arbeidsmiljøprogram med utgangspunkt i resultater av kartlegging av arbeidsmiljøet.

Oljedirektoratet har imidlertid registrert at det ikke alltid er samsvar mellom de ressursene som brukes til kartlegging av arbeidsmiljøet og de ressursene som blir avsatt til å iverksette tiltak. I tilsynet har Oljedirektoratet derfor rettet søkelyset mot hvordan selskapene følger opp de gjennomførte kartleggingene med konkrete tiltak, hvilke tiltak som er blitt prioritert, hvilke ressurser som er stilt til rådighet, hvem som har ansvaret for oppfølging, og hvilke tidsfrister som er satt for å gjennomføre tiltakene.

### 2.1.4 KAPASITET OG KOMPETANSE

Generelt har oppdragsmengden i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel økt mer enn tilgangen på arbeidskraft. Dette har skapt økende utfordringer knyttet til arbeidstakernes kompetanse og kapasitet. Oljedirektoratet har registrert en rekke til dels bekymringsfulle virkninger av denne utviklingen med betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø.

- Arbeidstidsreglene utnyttes stadig tettere opp mot lovverkets begrensninger
  - Antall søknader om utvidet oppholdsperiode har økt
  - Større antall utenlandske arbeidstakere har medført språkproblemer
  - Linjeledere har som følge av økende arbeidspress, for lite tid til linjemessig oppfølging av arbeidsmiljøet
  - Verneombud får ikke utført sin funksjon innenfor normal arbeidstid, og må ta i bruk overtid til dette formål.
- Oljedirektoratet er gjennomgående tilfreds med selska-

penes kontroll med daglig arbeidstid og overtid på de enkelte innretningene.

### 2.1.5 STØY

Støy er den arbeidsmiljøfaktoren som det har vist seg vanskeligst å forbedre på flyttbare innretninger. Problemet er størst på eldre innretninger, som ofte har mye støyende utstyr integrert i selve strukturen på innretningene. Støy er også fortsatt et gjennomgående problem på faste innretninger. Hørselsskader kan bare forebygges, fordi skader som forårsakes av støy, er permanente og kan dermed ikke kureres.

Oljedirektoratet henvendte seg i 1997 til næringen for å få en status på støyområdet og for å se hvilke muligheter som forelå for ytterligere tekniske forbedringstiltak på de enkelte innretningene.

Det viste seg at de fleste selskapene har utarbeidet områdevis støykrav og har gjennomført kartlegging av støyforholdene. De fleste selskaper har arbeidet med å identifisere avvik fra forskriftskrav. Noen av selskapene er i ferd med å kartlegge i hvilket omfang arbeidstakerne eksponeres for støy, og planlegger nye kartlegginger.

Mange selskaper har gjennomført tiltak i form av kampanjer, prosedyrer for bruk av hørselsvern og gjennomgått merkingen av områder med støy. Imidlertid ser det ut til at både operatør- og entreprenørselskapene i liten grad følger opp med tekniske og økonomiske vurderinger, prioritering av tekniske støybekjempingstiltak og med gjennomføring av slike tiltak på innretninger i driftsfasen. Oljedirektoratet vil derfor i 1998 føre tilsyn med hvordan næringen følger opp identifiserte avvik og prioriterer og gjennomfører tekniske støybekjempingstiltak.

## 2.2 TIDLIGE FORBEREDELSE TIL BOREAKTIVITETER

Oljedirektoratet har i 1997 satt søkelys på operatørselskapenes ivaretagelse av sikkerhet og arbeidsmiljø under forberedelser til såvel tradisjonelle boreaktiviteter som mer spesielle aktiviteter, for eksempel boring på store vanddyp og i særlig miljøfølsomme områder. Tilsynet har omfattet både langsiktige samarbeidsrelasjoner mellom operatør/reder og mer tidsavgrensede samarbeidskonstellasjoner.

Etter dette tilsynet har Oljedirektoratet konkludert med at operatørselskapene har et forbedringspotensial med hensyn til

- forståelse av hvor forpliktende en søknad om samtykke er for selskapet,
- samsvar mellom informasjon som kommer fram i søknad om samtykke og den faktiske tekniske tilstanden på innretningene,
- klarhet i fordelingen av oppgaver mellom de ulike aktørene med hensyn til verifikasjoner, oversikt over avvik fra regelverket og oppfølging av disse avvikene,
- overholdelse av frister for å etterkomme pålegg fra flaggstatsmyndighet eller klassifiseringsinstitusjon,

- forståelse av at avvik fra maritimt regelverk også kan innebære avvik fra sokkelregelverket og behandles som sådant,
- omsetting av resultater fra risiko- og beredskapsanalyser i praksis,
- vedlikehold på flyttbare innretninger, særlig innretninger som gjennom en tid ikke har vært i virksomhet på norsk sokkel,
- oppfølging av myndighetenes pålegg og av observasjoner i eget tilsyn,
- kulturen hos enkelte redere med hensyn til styring med og prioritering av sikkerhetsmessige forhold.

Tilsynet har imidlertid også vist at det er oppnådd forbedringer på en rekke punkter. De positive erfaringene Oljedirektoratet har gjort mot selskapenes forberelser til boreaktiviteter kan omfatte blant annet:

- Kvaliteten på samtykkesøknadene er gjennomgående forbedret. Denne forbedringen er klarere hos noen operatører enn hos andre. Enkelte av forbedringene som registreres i søknadene reflekterer en reell forbedring i selskapenes forberedelse av og kontroll med de forestående aktivitetene.
- Oljedirektoratet har registrert at det er blitt bedre kommunikasjon i forbindelse med endringer, for eksempel av tidsfrister for korrigerende avvik.
- Det er observert en mer systematisk oppfølging av avvik og oppdatering av avvikellistene etter hvert som avvikene fjernes.
- Hos enkelte selskaper er det utviklet risikoanalysemetoder for arbeid i denne fasen, og det er igangsatt arbeid for å klargjøre og styrke interne krav til risikoanalyse og beredskapsanalyse og til samspill med reders risikoanalyse i denne sammenheng.
- Operatørene har intensivert eget tilsyn mot redere og deres tjenesteleverandører. Operatørens boreavdelinger er også i større grad gjenstand for tilsyn fra høyere selskapsnivå. Enkelte operatører har intensivert tilsynet mot støtteapparatet til boreavdelingene og har tilført større ressurser. Enkelte selskaper har revidert inntaksprosedyrer og kontraktsvilkår med redere.
- Bruken av konsortium for innretninger ("pool"-ordning) har ført til bedre samarbeid, mer kontinuitet i tilsynet og bedre erfaringsoverføring mellom operatørene.
- Innsatsen overfor samtykkesøknader i forkant av boreoperasjoner har også hatt en positiv effekt på kvaliteten av andre typer samtykkesøknader hos enkelte operatører.
- Oljedirektoratets økte innsats i tilsynet med flyttbare innretninger har medført at direktoratet i enkelte tilfeller har nøye fulgt opp operatører som har overtatt en innretning etter at denne hadde vært i annen operatørs tjeneste i lengre tid. De operatørene som har foretatt grundige vurderinger har gjerne avdekket avvik fra regelverket som tidligere har blitt oversett, eller i hvert fall har vært ukjent for myndighetene.

## 2.3 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ MOT SLUTTEN AV DRIFTSFASEN

Stadig flere innretninger befinner seg i eller nærmer seg slutten på sin produksjonsfase. I denne fasen har operatørselskapene et særlig motiv for å søke å minimalisere driftskostnadene, for derved å kunne forlenge den lønnsomme driften. Dette gir en økt ressursutnyttelse, noe som er i samsvar med et sentralt prinsipp i forvaltningen av de norske petroleumsressursene. Denne utviklingen medfører imidlertid ofte at både innretninger og utstyr blir benyttet utover den opprinnelige planlagte levetid. Oljedirektoratet har derfor i 1997 prioritert tilsyn med at sikkerhet og arbeidsmiljø blir forsvarlig opprettholdt i denne fasen.

Gjennom tilsynet har direktoratet registrert flere positive utviklingstrekk i selskapenes styring med sine aktiviteter i denne fasen, for eksempel:

- Tilsynet synes å ha bidratt til at næringen selv har økt oppmerksomheten omkring vedlikehold.
- Ledelsen i selskapene engasjerer seg i større grad i utarbeidelse og gjennomføring av vedlikeholdsstrategier.
- Selskapene har igangsatt ulike forbedrings- og utviklingsprosjekter på området vedlikehold og vedlikeholdsstyring.
- "Basisstudie - vedlikeholdsstyring", som er en metodikk for helhetlig og systematisk vurdering av eget styringssystem for sikkerhetsrelatert vedlikehold, er blitt testet ut av fire operatører i 1997. Så langt har prosjektet fått en positiv oppmerksomhet i næringen.
- Flere operatørselskaper med utfordringer knyttet til aldrende innretninger, har blitt bedre til å utvikle og utnytte risikoanalysene som et aktivt verktøy for kontroll med forskjellige typer risiko i driftsfasen.

## 2.4 NYE ORGANISASJONS- OG SAMARBEIDSMODELLER

For å møte økte krav til lønnsomhet, har næringen i stadig økende grad gjennomført organisatoriske endringer og omstillinger for å oppnå mer effektiv utbygging og drift. Nye utbyggingsprosjekter har ambisiøse planer for gjennomføringstid og økonomi. Det er blitt tatt i bruk nye prosjektgjennomføringsmodeller som karakteriseres av nye kontrakts- og samarbeidsformer mellom operatør og entreprenør, samt større grad av parallelle aktiviteter.

Hittil har alle operatørselskapene på norsk sokkel, med unntak av ett, vært utpekt blant rettighetshaverne. Petroleumslovgivningen gir imidlertid Olje- og energidepartementet anledning til å utpeke en operatør som ikke er blant rettighetshaverne. Slike løsninger kan bli aktuelle for utbygging og drift av mindre funn, eventuelt også for siste del av produksjonsfasen på større felt.

Det er særlig løsninger som innebærer bruk av flyttbare produksjonsinnretninger som aktualiserer at andre enn rettighetshaverne kan være operatør, for eksempel redere/eiere av flyttbare innretninger, entreprenørselskaper og/eller sammenslutninger av slike.

I den grad det blir aktuelt å bruke denne muligheten i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, vil en slik søker til operatørskap bli gjenstand for de samme krav til kompetanse, kapasitet og lignende som for operatører som på tradisjonell måte utpekes blant rettighetshaverne til den aktuelle utvinningstillatelsen. Omfanget av og prioriteringer for myndighetenes tilsyn er basert på at operatørselskapene har etablert de nødvendige styringssystemer for selv å sikre forsvarlig virksomhet i alle faser, uten noen form for detaljstyring fra myndighetenes side. Andre selskaper/konstellasjoner enn rene oljeselskaper må derfor kunne fremvise fullgode styringssystemer for å kunne ivareta sine plikter etter regelverket på en helhetlig måte.

Endringer som kan ha betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø, finner sted på alle organisatoriske nivåer. De fleste operatørselskapene har gjennomført eller planlegger omstillinger som omfatter hele organisasjonen, det vil si både på land og på innretningene på sokkelen. I andre selskaper er det hovedsakelig organiseringen om bord på innretninger som gjennomgår endringer, for eksempel gjennom omlegging av systemer og rutiner for drift og vedlikehold. De minst omfattende endringene, som like fullt kan ha store konsekvenser med hensyn til sikkerhet og arbeidsmiljø, dreier seg for eksempel om reduksjon av bemanning innenfor ulike faggrupper på innretningene og endring eller fjerning av enkeltposisjoner eller funksjoner.

Typiske utviklingstrekk i forbindelse med organisatoriske omstillinger er:

- Organisasjonene endres fra tradisjonelle, hierarkiske linjeorganisasjoner til flattere organisasjonsformer med utstrakt bruk av prosjektgrupper,
- De organisatoriske enhetene endres fra funksjonsrettede avdelinger til tverrfaglige grupper,
- Den enkeltes arbeidsoppgaver endres fra spesialisering til tverrfaglighet,
- Arbeidets karakter preges av større og mer helhetlige oppgaver,
- Ledernes kontrollspenn øker - rollen endres fra "sjef" til "lagleder",
- Medarbeidernes arbeidssituasjon endres fra å være styrt og kontrollert, til å bli informert og dyktiggjort.

Generelt vil en slik utvikling kunne være positiv for den enkeltes sikkerhet og arbeidsmiljø. Dette betinger imidlertid at selskapene, arbeidstakerorganisasjonene og myndighetene sammen engasjerer seg i hvordan det kan sikres kontinuitet i arbeidet med å skape og videreutvikle sikkerhet og arbeidsmiljø.

Verneombudstjenesten og fagforeningene representerer to ulike kanaler inn i bedriftenes beslutningssystemer. Manglende kunnskap om de roller og oppgaver de to systemene har, vil kunne skape frustrasjon og samarbeidsproblemer mellom partene og i forhold til myndighetene.

Myndighetenes rolle i arbeidet med å videreutvikle gode samarbeidsrelasjoner er å bidra med veiledning og ved å

utøve kontroll gjennom tilsynsvirksomhet. Dette gjøres blant annet ved å bidra til å utvikle kompetanse hos partene, ved å legge til rette for erfaringsutveksling og gjennom møter. Oljedirektoratet har erfart at operatørselskaper som har etablert gode samarbeidsforhold, har bedre mulighet for å gjennomføre omstillingsprosesser med konstruktive bidrag fra begge parter og derved oppnå gode resultater.

Det foregår også en utvikling hvor operatørselskapene analyserer sin virksomhet med tanke på å skille ut enkelte tjenester fra egen organisasjon, for så å kjøpe inn tilsvarende tjenester ut fra behovet til enhver tid. Hensikten med slike endringer er dels å oppnå innsparinger ved enklere å kunne tilpasse bemanningen til aktivitetsnivået til enhver tid, dels ut fra en generell trend i retning av å rendyrke virksomheten til selskapets primære virksomhet, som er å produsere og omsette olje og gass.

Dette betyr at selskapene i økende grad setter ut tjenester som er perifere i forhold til den primære virksomheten, som for eksempel helsetjenester, forpleining og lignende, men i en viss utstrekning også mer teknisk pregede aktiviteter, for eksempel innenfor vedlikehold.

Petroleumslovgivningen krever at enhver aktør i petroleumsvirksomheten har et selvstendig ansvar for å etterleve lover og forskrifter for sikkerhet og arbeidsmiljø. Regelverket pålegger imidlertid operatørselskapet en særlig plikt til oppfølging og kontroll med at alle som deltar i virksomhet, som operatør har det overordnede ansvaret for, er kompetente og kvalifiserte til å utføre de aktuelle tjenestene på en forsvarlig måte. Slik kontroll må gjennomføres både før og under kontraktsinngåelse og under gjennomføring av virksomheten.

For tilsynsmyndighetene kan utviklingen innebære økt ressursbruk ved at det blir et større antall aktører å forholde seg til ved tilsynsutøvelsen. Hovedtyngden av tilsynsvirksomheten vil fortsatt være rettet mot operatøren som hovedansvarlig for virksomheten. Det vil imidlertid bli gjort oppfølging mot leverandører av varer og tjenester, for å verifisere at operatøren stiller tilstrekkelige krav til tjenestene og at disse etterleves.

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 ressursforvaltning såvel som med sikkerhet og arbeidsmiljø.

## 2.4.1 ARBEIDSTAKERMEDVIRKNING

I løpet av året har Oljedirektoratet mottatt klager fra arbeidstakere over at de ikke blir involvert i endringsprosesser slik regelverket krever. Etter å ha undersøkt forholdene, har Oljedirektoratet i noen av tilfellene gitt arbeidstakerne medhold i sine klager, og pålagt arbeidsgiverne å endre arbeidsmåten i slike prosesser.

Det har også vært noen tilfeller av at verneombud,

hovedverneombud og tillitsvalgte har vurdert å trekke seg fra sine verv med begrunnelse i dårlige samarbeidsforhold. Oljedirektoratet har i disse sakene minnet om at verneombud og hovedverneombud ikke uten videre kan trekke seg fra slike verv, idet arbeidstakere har en plikt til å påta seg disse funksjonene. Oljedirektoratet ser imidlertid med bekymring på at det i enkelte selskaper synes å kunne være en belastning å påta seg disse vervene. I løpet av 1998 har direktoratet hatt flere møter med partene for å diskutere hvordan arbeidsgiveren kan legge forholdene til rette, slik at de lovpålagte ombudsfunksjoner kan bli mer attraktive for arbeidstakerne å påta seg, og dermed fungere bedre.

## 2.5 FLYTTBARE PRODUKSJONS- INNRETNINGER - OPERATØRENE'S STYRING I PROSJEKTFASEN

I løpet av 1997 har Oljedirektoratet prioritert tilsyn med operatørselskapenes styring av prosjekter som innebærer planlegging og bygging av flyttbare produksjonsinnretninger.

Oljedirektoratet har registrert at det fra deler av næringen hevdes at sokkelregelverket er kostnadsdrivende og lite forutsigbart. Dette står i kontrast til at næringen samlet sett støtter opp under prinsippene i regelverket gjennom det etablerte samarbeid om regelverksutvikling.

Nærmere undersøkelse viser at misnøyen i de fleste tilfeller bygger på mangelfull kunnskap og forståelse av sokkelregelverkets krav.

I denne sammenheng har det også vist seg at både operatørselskaper og andre involverte aktører, ofte har en uklar forståelse av klasseinstitusjonenes rolle og ansvar i forhold til flyttbare produksjonsinnretninger.

Kompleksiteten i utbyggingsprosjektene såvel som antall aktører som deltar i disse, fører i noen tilfeller til uklarheter i forståelsen av ansvars plasseringen.

De korte prosjektgjennomføringstidene, som blant annet innebærer høy grad av parallelle aktiviteter, har i en del tilfeller ført til at resultatene fra risiko- og beredskapsanalyser ikke foreligger tidsnok til å påvirke sentrale beslutninger som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø.

Hos flere operatører er det nå tendens til å forlate dagens praksis når det gjelder systemtilsyn og kvalitetssikring til fordel for mer tradisjonelle metoder for kvalitetskontroll. Systemrettet tilsyn blir til en viss grad erstattet med tradisjonelle inspeksjoner, samt en tettere oppfølging på byggeplassene og hos leverandørene. Byggeplasslagene har nå en bemanning som er langt større enn hva som har vært vanlig i et mer systemrettet tilsyn. Oljedirektoratet ser på denne utviklingen som en nødvendig justering på bakgrunn av en del erfaringer som operatørselskapene har gjort, som viser at enkelte deler av leverandørindustrien ennå ikke er fullt beredt til å levere ønsket kvalitet innenfor en ramme av funksjonskrav.

Stramme tidsplaner og lav bemanning i prosjektene synes å medføre at selskapene ofte kommer på etterskudd i sine forberedelser. Manglende driftserfaringer fra slike

prosjekter på norsk sokkel representerer også betydelige utfordringer, kombinert med introduksjon av nye aktører og derved nye drifts- og samarbeidsmodeller. Det oppstår for eksempel ofte samarbeidsproblemer på grunn av "kulturkollisjon" mellom maritimt mannskap og personell med erfaring fra arbeid på faste innretninger.

Kvaliteten på utført arbeid og den tekniske tilstanden på innretningene som bygges, har i flere tilfeller skapt vanskeligheter for næringen. Kvalifisering og bruk av nye materialer har også vist seg å være en utfordring hos disse aktørene. Det har vært nødvendig å gjøre omfattende modifikasjoner og reparasjoner fordi innretningene ikke har tilfredsstillt myndighetskrav og operatørens egne krav.

Som følge av dette, har flere prosjekter erfart til dels store kostnadsoverskridelser. Dette skyldes dels selve kostnadene ved utbedringsarbeidene, og dels at prosjektene dermed er blitt forsinket i henhold til opprinnelige planer, slik at produksjonsstarten er blitt utsatt.

Oljedirektoratets tilsyn på dette området har imidlertid også vist flere positive utviklingstrekk, som for eksempel:

- Det er observert bedre erfaringsoverføring mellom aktørene, da spesielt de norske, som har utbyggingsprosjekter som omfattes av tilsyn under dette satsingsområdet.
- Det er registrert at operatørene har fokusert bedre på eget tilsyn og at dette er bedre i samsvar med myndighetenes oppfatning av hva som bør prioriteres.
- Næringen viser en klarere forståelse av klassifiseringsinstitusjonens avgrensede rolle og ansvar i forhold til petroleumsregelverket anvendelse for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten.
- Operatørene og næringen for øvrig har tilbakemeldt nytteverdi av myndighetens tilsyn.

Flere innretninger for flytende produksjon er under planlegging og bygging med sikte på mulig engasjement på norsk sokkel, men uten at eierne har inngått kontrakter med operatørselskap om konkret anvendelse. Disse har ikke vært gjenstand for tilsynsaktiviteter fra Oljedirektoratets side. Direktoratet har imidlertid hatt en rekke møter med redere, eiere og byggere av slike innretninger, hvor det er gjort rede for hovedprinsippene for regelverksanvendelse, og for hovedtrekkene i regelverk og tilsynsordning. Videre har enkelte faglige problemstillinger vært drøftet på et generelt grunnlag.

## 2.6 OPERATØRSKIFTE PÅ HEIMDAL

Oljedirektoratet har ført tilsyn med hvordan sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold er blitt ivaretatt under forberedelsene til operatørskifte på Heimdal. Norsk Hydro overtok operatøransvaret fra Elf 1.1.1998.

Det har vært et godt samarbeid mellom myndighetene, selskapene og de ansatte som blir berørt av endringen. Mannskapet på innretningen er i sin helhet blitt ansatt i Norsk Hydro, og innretningen vil i all hovedsak bli operer-

ert på samme måte som tidligere.

Norsk Hydro har gjennomført en kartlegging av innretningens tekniske tilstand og av operasjonelle forhold, og funnet dette tilfredsstillende. Oljedirektoratet har ikke registrert noen problemer knyttet til skiftet, og har gitt den nye operatøren samtykke til bruk uten at det er knyttet noen spesielle forutsetninger til dette.

## 2.7 SIKKERHETSBEMANNING UNDER ARBEIDSKONFLIKT

Etter at mekling mellom Oljearbeidernes Fellessammenlutning (OFS) og Norges Rederiforbund brøt sammen, varslet OFS plassfratredelse for 343 medlemmer på fem flyttbare innretninger fra 23.8.1997. OFS utvidet fra 10.9.1997 konflikten til å omfatte ytterligere tre flyttbare innretninger og 113 medlemmer.

Norges Rederiforbund varslet lockout fra 8.10.1997 for ytterligere 270 OFS-medlemmer på 13 flyttbare innretninger. Dermed kunne det se ut som at totalt 21 flyttbare innretninger ville bli omfattet av konflikten. Lov om lønnsnemdbehandling av tvisten ble imidlertid godkjent i statsråd 3. oktober 1997. Konflikten var dermed over og arbeidet ble gjenopptatt.

Arbeidskonflikter er primært av privatrettslig karakter. Forutsatt at regelverkets krav til sikkerhet etterleves, har Oljedirektoratet, som offentlig forvaltningsorgan, ikke noen rolle å spille i selve konflikten. Oljedirektoratets rolle blir dermed informasjon og regelverksfortolkning når partene er uenige om forhold innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde.

Under konflikten ble det reist spørsmål om petroleumslovens virkeområde, idet arbeidsgiversiden mente at flyttbare innretninger som må trekke ankerne ved storm, eller som av annen grunn fjerner all forbindelse med brønnen, ikke kommer inn under petroleumsregelverket og sikkerhetsforskriften. Oljedirektoratets regelverksfortolkning i dette spørsmålet er at selv om all forbindelse med brønnen fjernes, men uten at innretningen flyttes fra feltet, er virksomheten fremdeles å anse som petroleumsvirksomhet.

En spesiell situasjon oppsto for en flyttbar lagerinnretning. Besetningen, som er relativt liten, inngikk i sin helhet i sikkerhetsbemanning ved arbeidskonflikt. Rederiet mente imidlertid at bare deler av besetningen var nødvendig for å opprettholde driften. Etersom arbeidskonflikten bare omfattet deler av mannskapet, oppsto uenighet om driften kunne opprettholdes under konflikten. Oljedirektoratet krevde at operatøren for feltet måtte fremlegge dokumentasjon for at det var forsvarlig å opprettholde driften med vesentlig lavere bemanning enn det som var beskrevet i de opprinnelige planene for driften.

Det oppsto uenighet mellom partene om tolking av sikkerhetsforskriftens § 39 om "sikkerhetsbemanning ved arbeidskonflikt". OFS hevdet at inngåtte avtaler var mangelfulle i forhold til petroleumsloven i og med at sykepleier, radiooperatør eller vernetjeneste ikke alltid inngikk i sikkerhetsbemanningen.

*Forskrift om helsetjenester i petroleumsvirksomheten* krever at det til enhver tid skal være sykepleier om bord på innretningen. Slik kravet er utformet, gjelder det ubetinget, det vil si også under en arbeidskonflikt. Oljedirektoratet vil i ettertid, samråd med helsemyndighetene, vurdere om regelverket skal endres på dette punkt.

Når det gjelder radiooperatørens deltakelse i sikkerhetsbemanningen, følger det av forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer at det skal være to uavhengige kommunikasjonsveier til land. Videre kreves det at det skal være mulig å ha kommunikasjon med fartøy, herunder luftfartøy. Vedkommende som skal operere aktuelt kommunikasjonsutstyr, skal ha den kompetanse og/eller sertifikater som det aktuelle utstyret krever.

Når det gjelder vernetjenesten, vil aktiviteten og de aktuelle verneområdene være sterkt redusert under en arbeidskonflikt. Dersom det ikke allerede er et verneombud som inngår i sikkerhetsbemanningen, vil det være naturlig at verneombud utpekes/velges av det personell som inngår i sikkerhetsbemanningen for konflikten varighet.

Som ved en rekke tidligere tilfeller, oppsto det også ved denne arbeidskonflikten uenighet mellom partene om hva som er sikkerhetsmessig forsvarlig nedstenging av brønner, og hva det innebærer at arbeidstakerne er forpliktet til å delta i nødvendig sikringsarbeid. Oljedirektoratet gjorde det klart for partene at regelverket er å forstå slik at kravet gjelder det sikringsarbeidet som er nødvendig for å stenge brønnen så fort som mulig på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte. Operatøren har dermed ikke anledning til å bruke nedstengningsprosedyrer som det kan ta flere uker å gjennomføre, så lenge det finnes sikkerhetsmessige forsvarlige framgangsmåter som tar langt kortere tid.

Oljedirektoratet anser at partene under arbeidskonflikten ivaretok hensynet til sikkerhet og arbeidsmiljø på en tilfredsstillende måte, selv om "temperaturen" mellom partene tidvis var høy. Sikkerhetsbemanning ble innført i henhold til etablerte avtaler.

Oljedirektoratet ser det imidlertid som alvorlig at fire av de berørte innretningene ikke hadde etablert avtale om sikkerhetsbemanning ved arbeidskonflikt.

Oljedirektoratet ser det videre som viktig at direktoratets rolle som koordinerende organ på myndighetssiden også blir respektert under arbeidskonflikt.

## 2.8 TEKNOLOGISKE UTFORDRINGER

### 2.8.1 MIKROBIOLOGISK KORROSJON

Tidlig i 1997 måtte Phillips stanse produksjonen på Ekofisk to ganger som følge av såkalt mikrobiologisk influert korrosjon. Dette er korrosjon som er påvirket av bakterier som produserer den giftige gassen hydrogensulfid ( $H_2S$ ) av svovelinnholdet i vann som produseres sammen med oljen. Når  $H_2S$  løses i vann dannes en korrosiv blanding, som forsterker korrosjon av stål.

På norsk sokkel har dette fenomenet vært betraktet som et lite aktuelt problem, noe som også var en av kon-

klusjonene etter et tidligere samarbeidsprosjekt mellom operatørselskapene, Sintef og Oljedirektoratet om korrosjon og erosjon i rørsystemer.

Phillips har fastslått at den mikrobiologisk influerte korrosjonen har oppstått som en følge av endrede driftsbetingelser, blant annet endringer i bruken av kjemikalier, og endrede operasjonelle forhold knyttet til behandlingen av produsert vann. Selskapet har også konkludert med at det må regnes med at lignende skader vil oppstå videre framover.

I motsetning til vanlig korrosjon, kan mikrobiologisk influert korrosjon være vanskelig å oppdage gjennom tradisjonell tilstandskontroll, fordi skadene konsentreres i små og glatte halvkuleformede groper i overflaten.

Phillips har derfor, i tillegg til forebyggende arbeid for å forhindre eller redusere sannsynligheten for at slike skader skal oppstå, startet et omfattende arbeid for å optimalisere inspeksjonsprogrammene, forbedre inspeksjonsmetodene, innføre nye inspeksjonsmetoder og trene inspektørene med tanke på observasjon av denne typen korrosjonsskader.

Oljedirektoratet antar at denne korrosjonsmekanismen også vil kunne forekomme på andre felt på norsk sokkel, og vil følge med i hvordan de øvrige operatørene forholder seg til erfaringene som her er gjort.

## 2.8.2 STORSKALA EKSPLOSJONSFORSØK I STORBRIANNIA

I forbindelse med et industriprosjekt i Storbritannia, hvor tre norske oljeselskap og to norske vitenskapelige institusjoner deltok, er det utført en rekke storskala brann- og eksplosjonsforsøk. Det første målet for prosjektet var å fremstille informasjon om karakteristiske egenskaper til branner og eksplosjoner, samt metoder for å redusere farene. Det andre målet var å frembringe nøyaktige informasjoner og data til bruk ved evaluering og forbedring av brann- og eksplosjonsmodeller. Prosjektet ble avsluttet i 1997, og de vesentligste konklusjonene ble da offentliggjort. Disse var i korthet:

- Det ble målt høyere eksplosjonstrykk enn det som beregningsmodellene tilsa
- Det ble målt enkelte høyere branntemperaturer enn det som var beregnet.
- Bruk av vann (sprinkleranlegg og "deluge") hadde en gunstig effekt på alle typer branner og eksplosjonstrykk

Konklusjonene fra prosjektet representerer en utfordring for operatørselskapene, kanskje særlig i forhold til eksisterende innretninger hvor dimensjonert kan vise seg å være basert på for lave eksplosjonstrykk. Oljedirektoratet har ikke selv deltatt i prosjektet, men er blitt informert blant annet gjennom britiske myndigheter. Det er innledet et samarbeid med de britiske myndighetene med sikte på å komme fram til mest mulig samordnede tiltak.

## 2.8.3 IT-PROBLEMER VED ÅRTUSENSKIFTET

Det har lenge vært kjent at overgangen til år 2000 vil medføre problemer for mange informasjonsteknologi- og automasjonsløsninger som benyttes i oljeindustrien. Disse problemene kan få konsekvenser for sikkerheten for mennesker, miljø og økonomiske verdier, herunder driftsregularitet. Hver innretning har et stort antall slike løsninger, og det er derfor et omfattende arbeid å kartlegge hvilke som kan skape problemer. På bakgrunn av dette sendte Oljedirektoratet et likelydende brev til alle operatører på norsk sokkel. I dette brevet ble operatørene bedt om å redigjøre for organisering av arbeidet, fremdriftsplaner, bruk av analyser og verktøy, ivaretagelse av ansvar ovenfor entreprenører og leverandører samt interne tilsynsplaner innenfor ovennevnte problemstillinger. Oljedirektoratet vil i den videre oppfølgingen benytte konsulent for å vurdere hvordan operatøren ivaretar sikkerheten i denne forbindelsen.

## 2.8.4 LØFTEINNRETNINGER

Det har også i 1997 vært flere alvorlige uønskede hendelser ved operasjon av løfteinnretninger i petroleumsvirksomheten. Hendelsene har inntruffet både på faste og flyttbare innretninger. Hendelser er også relatert til lasting og lossing av forsyningsfartøyer.

En av hendelsene medførte personskade, og flere av hendelser hadde stort farepotensial.

Utilstrekkelig tilrettelegging og planlegging av løfteoperasjoner, samt mangelfull kontroll og vedlikehold anses som årsak til flere av hendelsene.

Med det høye farepotensialet som det er ved løfteoperasjoner, må det ytterligere fokuseres på totalplanlegging av løfteoperasjoner, bruk og vedlikehold av løfteinnretninger. Dette vil være en prioritert tilsynsaktivitet for Oljedirektoratet i 1998.

## 2.8.5 FJERNOPERERT BOREUTSTYR

På bakgrunn av de siste års erfaringer, har Oljedirektoratet satt i gang en intern utredning for å få innhentet status og erfaringer relatert til fjernoperert rørhåndtering på faste og flyttbare innretninger. Utredningen vil ta utgangspunkt i søknader om fravik fra regelverket i perioden 1992 -1997 og annen informasjon som er innhentet fra næringen. I tillegg vil direktoratet gjennomgå interne databaser og informasjon om ulykker og hendelser, for å se på eventuelle trender i skader og ulykker relatert til denne typen utstyr og operasjoner. Resultatet fra denne utredningen vil være av betydning for regelverksutvikling og tilsyn på dette området.

## 2.8.6 FLYTTBARE PRODUKSJONSINNRETNINGER

De særskilte forhold som en flyttbare produksjonsinnretning blir utsatt for, blant annet ved å ligge konstant i én



retning i forhold til bølger og vind, medfører imidlertid at belastningene blir annerledes enn for handelsskip. Det er derfor nødvendig med kraftigere dimensjonering mot utmatting i bestemte partier i skroget.

Utmatningskapasiteten er blant annet avhengig av utforming av langsgående stivere på skipssiden, samt innbyrdes avstand mellom disse, og innbyrdes avstand mellom tverrgående rammer. Kapasiteten varierer derfor fra skip til skip.

Ved verifikasjon av den flyttbare Balderinnretningen avdekket operatøren for liten utmatningskapasitet i en del områder og fant det nødvendig å foreta forsterkninger av skroget. Dette bidro sammen med flere andre forhold til forsinkelse og kostnadsoverskridelser i prosjektet.

## 2.9 MYNDIGHETSSAMARBEID OM SKADESTATISTIKK

Det britiske Health & Safety Executive (HSE) og Oljedirektoratet innledet for et par år siden et samarbeid i forbindelse med utarbeidelse av skadestatistikk som de to myndighetene kan utveksle. Formålet var å presentere statistikk på samme form og å eventuelt avdekke felles problemstillinger. Dette viste seg i utgangspunktet å være vanskelig på grunn av forskjellig ansvarsområder, regelverkskrav og registreringsmetoder. Statistikk ble derfor til å begynne med presentert i separate rapporter. Samarbeidet har likevel ført til at Oljedirektoratet i slutten av 1997 kunne presentere en felles rapport med britiske og norske ulykkesdata. Gruppen som har arbeidet med dette foreslo også at felles statistikk på sikt skal kunne forelegges næringen.

Det er som nevnt en god del forskjeller mellom det britiske og det norske systemet for rapportering og registrering av ulykkeshendelser. Både HSE og Oljedirektoratet er nå i ferd med og revidere registreringssystemene, og skal prøve disse ut i 1998. Etatene har startet et samarbeid, og vil så godt det lar seg gjøre, prøve å utvikle mest mulig kompatible klassifikasjoner for beskrivelse av ulykkeshendelser. Dette vil føre til bedre muligheter for sammenstilling av ulykkesstatistikk. Samarbeidet startet allerede i 1997 da HSE og Oljedirektoratet hadde et felles møte med Arbejdstilsynet i Danmark som er sentrale i forbindelse med harmonisering av ulykkesstatistikk i Europa. Det tas sikte på å utarbeide felles statistikk som kan presenteres for næringen, når tilstrekkelig registreringer foreligger i de nye systemene, forhåpentligvis ved årsskiftet 1998-99.

## 2.10 RAMMER FOR VIRKSOMHETEN

Ny petroleumslov med tilhørende forskrifter fastsatt ved kongelig resolusjon, trådte i kraft 1.7.1997. I forholdet til sikkerhetsforvaltningen innebærer det nye overordnede regelverket ingen vesentlige endringer som får direkte betydning for sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten.

Loven klargjør imidlertid på en bedre måte enn tidligere den enkelte deltakers ansvar for styring av egen virksomhet og pålegger denne en plikt til å etablere styringssystem for å sikre at dette gjøres på en systematisk måte.

Oljedirektoratet har sammen med Statens forurensningstilsyn og Statens helsetilsyn igangsatt et større arbeid med revisjon av sitt underliggende regelverk på områder som berører sikkerhet, arbeidsmiljø og ytre miljø. Målsettingen er at det framtidige underliggende sokkelregelverket skal bestå av fire forskrifter for områdene:

- styring
- operasjon
- teknologi
- dokumentasjon

Det er videre et mål at de fire nye forskriftene skal utgis og håndheves av de tre myndighetene i fellesskap i samsvar med prinsippene som er nedfelt i ordningen med det koordinerte tilsynet på sokkelen.

Forslaget har også vært forelagt partene i det etablerte tre-parts regelverksforumet "Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling" (ERR) som har gitt sin prinsipielle tilslutning til dette.

Revisjonsarbeidet har ikke som mål å skjerpe de tekniske kravene til virksomheten, men 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, bedre 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.

### 2.10.1 ÅRLIG OPPDATERING AV REGELVERKET

Oljedirektoratet gjennomfører årlige oppdateringer av regelverket for å sikre at dette til enhver tid er mest mulig hensiktsmessig og tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling. Således er det også i 1997 foretatt en vurdering av behov for endringer og oppdatering av gjeldende regelverk for sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning. Forslag til endringer i regelverket som vil bli gjort gjeldende i 1998 har vært ute til høring i næringen. Forslag til innarbeidelse av referanser til 36 NORSOK-standarder med korresponderende forslag om å redusere omfanget av direktoratets veiledninger på samme områder, har vært på høring. Ni av de faglige veiledningene vil utgå i sin helhet. Innholdet i disse veiledningene vil for en stor del bli erstattet av henvisning til relevante anerkjente normer, herunder NORSOK-standarder. I tillegg foreslås at tre andre faglige veilednin-

ger blir sterkt forkortet, i tillegg til at det blir gjort henvisninger til anerkjente normer.

## 2.10.2 REFERANSER TIL NASJONALE OG INTERNASJONALE INDUSTRI-STANDARDSER I SOKKELREGELVERKET

Oljedirektoratet er opptatt av at det samlede regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten utformes mest mulig rasjonelt blant annet ved at det så langt mulig gis referanser til anerkjente nasjonale og internasjonale industristandarder i regelverket. Oljedirektoratet har således videreført samarbeidet med Norsk Teknologistandardisering (NTS) med sikte på å innarbeide referanser til NORSOK-standarder i sokkelregelverket. Videre har det også i 1997 vært en løpende oppfølging av internasjonalt standardiseringsarbeid i regi av ISO/IEC og CEN/CENELEC på de områdene som grenser inn mot regelverket.

## 2.11 SKADER OG ULYKKER

### 2.11.1 PERSONSKADER

Oljedirektoratet mottar fortløpende rapporter om personskader på faste og flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten. Avhengig av omstendighetene dreier det seg enten om varsling eller melding om slike skader.

#### *Varsling*

Ved dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser av betydning for sikkerheten skal direktoratet varsles umiddelbart. Formålet med den øyeblikkelig varslingen er at direktoratet så raskt som mulig skal kunne vurdere behov for tiltak og videre oppfølging. Oppfølging kan skje ved granskning av hendelsen i samarbeid med politiet på ulykkesstedet, gjennomgang av operatørselskapets egen granskning av ulykken eller annen tilsynsaktivitet.

#### *Melding*

I tillegg til varsling om alvorlige personskader og dødsulykker skal alle personskader som medfører medisinsk behandling eller fravær inn i neste 12 timers skift meldes til Oljedirektoratet. Det er den enkelte arbeidsgiver for ansatte i petroleumsvirksomheten som skal rapportere skadene. Rapporteringen danner grunnlag for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen.

Regelverket krever også at operatørselskapene skal ha oversikt over ulykker og hendelser på egne innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet på bakgrunn av den enkelt arbeidsgivers meldeplikt, sammenholdes derfor årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underrapportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. Kontrollen for 1997 førte blant annet til at 67 innmeldte skader er omklassifisert til førstehjelpstilfeller eller nestenulykker, som ikke er med

i oversikten som presenteres i årsberetningen. Dette er hendelser som er innrapportert med tanke på eventuelle senere komplikasjoner eller fordi det på rapporteringstidspunktet ikke var klart hva konsekvensen ville bli. Oljedirektoratet mottar også meldinger om personskader som selskapene i ettertid har vurdert å oppfylle kriteriene for rapportering. I 1997 ble det således rapportert inn 15 skader som inntraff 1996. Disse skadene er inkludert i årets statistikk.

En rapporteringsordning så omfattende som denne, har flere mulige feilkilder og direktoratet registrerer fortsatt varierende forståelse for og kunnskap om rapporteringskriterier og rutiner. De statistiske oversiktene som presenteres i årsberetningen burde likevel gi et temmelig korrekt uttrykk for skadebildet på kontinentalsokkelen.

### 2.11.2 DØDSULYKKER

Den 8. september 1997 inntraff en tragisk ulykke som krevde 12 menneskeliv, da et Super Puma helikopter havarerte på vei fra Brønnøysund til Nornefeltet utenfor Helgelandskysten.

Transport av personell fra og til innretningene er å betrakte som lufttrafikk, og faller således ikke direkte inn under petroleumsmyndighetenes forvaltningsområde. Hendelsen har imidlertid bidratt til å rette søkelyset mot tilstrekkelig boligkapasitet på innretningene som alternativ til helikoptertransport. Tidspress i utbyggingsprosjektene har i flere tilfeller resultert i at innretninger installeres på feltet før disse er ferdigstilt. Dette fører til et stort behov for arbeidskraft som må dagpendle fordi boligenheten ikke er dimensjonert for en midlertidig forhøyet bemanning. Tilsvarende problemstillinger opptrer også ofte i forbindelse med modifikasjons- og vedlikeholdsarbeider på innretninger i driftsfasen.

Oljedirektoratet har derfor tatt initiativ til kontakt mellom de involverte partene for å vurdere problemstillinger knyttet til dagpendling til og mellom innretninger offshore. Dette inkluderer blant annet forhold knyttet til innkvartering. Fra arbeidstakerhold har det blitt pekt på at dagpendling utgjør en "særrisiko" som enkelte arbeidstakergrupper utsettes for, idet det i første rekke er personell fra entreprenørselskap som blir utsatt for dagpendling.

### 2.11.3 PERSONSKADER PÅ FASTE INNRETNINGER

Oljedirektoratet har for 1997 registrert 539 personskader på faste innretninger, mot 560 i 1996. Antall arbeidstimer utført på faste innretninger økte med ca 1%. Dette innebærer at den totale skadefrekvensen er redusert fra 26,5 til 25,3 skader per million arbeidstimer. Andelen skader som medførte fravær inn i neste 12 timers skift er for 1997 ca 25 prosent, det samme som året før. Det er rapportert 37 fritidsskader i 1997 mot 38 for 1996. Dette er som tidligere hovedsakelig skader i forbindelse med trimaktiviteter.

**Tabell 2.11.3.a**  
**Skadde/forulykkede per million arbeidstimer på faste innretninger (1988-97)**

År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per million arbeidstimer	Antall døde
1988	19 878 727	638	32,1	0
1989	19 935 637	597	29,9	1
1990	19 852 093	571	28,8	1
1991	22 263 572	589	26,5	0
1992	22 203 641	583	26,3	0
1993	25 411 735	642	25,3	2
1994	21 542 463	554	25,7	1
1995	21 902 897	590	26,9	1
1996	21 123 859	560	26,5	0
1997	21 337 937	539	25,3	0
<b>Total/snitt</b>	<b>215 452 561</b>	<b>5863</b>	<b>27,2</b>	<b>6</b>

Tabell 2.11.3.a viser en oversikt over personskader per million arbeidstimer på faste innretninger for perioden 1988-1997. Tallene inkluderer også flyttbare innretninger med broforbindelse til faste innretninger som inngår i produksjonsaktivitetene. For statistikk fra perioden før 1987 viser Oljedirektoratet til tidligere årsberetninger.

Figur 2.11.3.a viser utviklingen av personskade-frekvensen i skader per million arbeidstimer for de forskjellige hovedaktivitetene de siste ti årene. For 1997 er det registrert en reduksjon i skadefrekvensen innenfor alle aktiviteter i forhold til 1996. Bore- og brønnoperasjoner har den laveste skadefrekvens noensinne. Det samme er tilfelle for den totale skadefrekvensen som er nede på samme nivå som for 1993.

Tabell 2.11.3.b viser fordeling av skader, arbeidstimer og skadefrekvens per million arbeidstimer innenfor hovedaktivitetene fordelt på operatør- og entreprenøransatte de

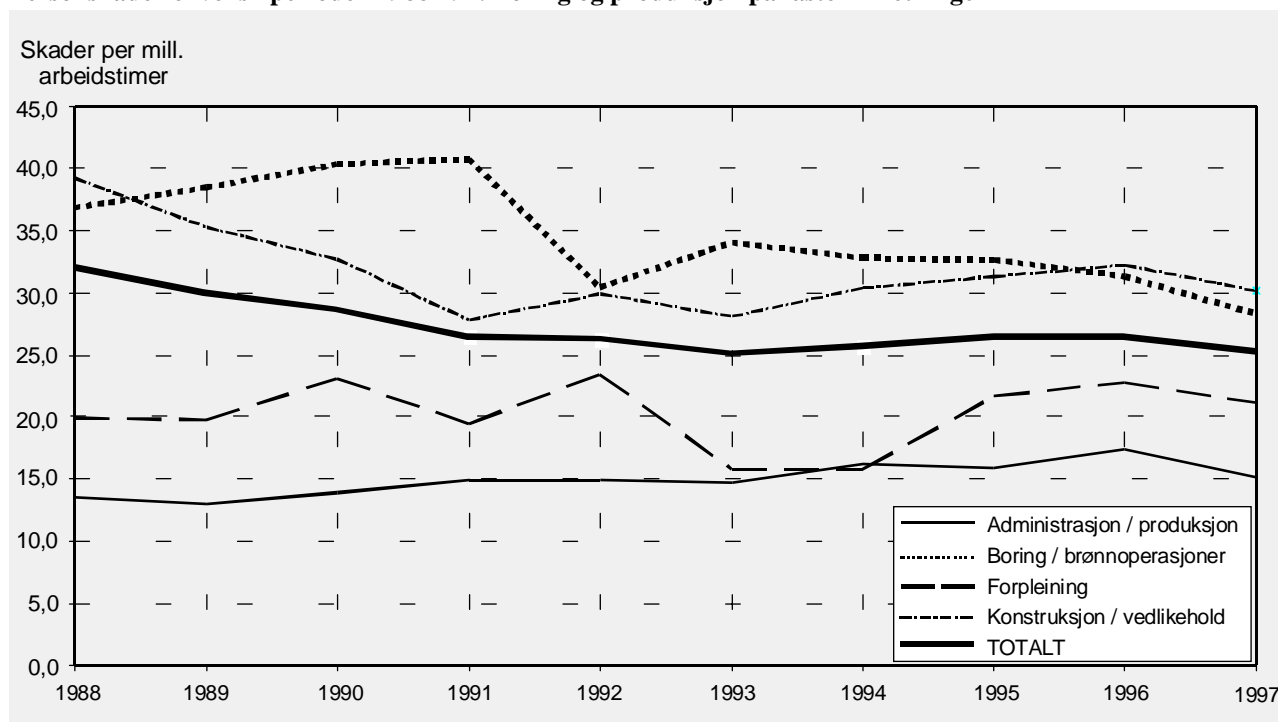
siste ti årene. Alle grupper har hatt en reduksjon i skadefrekvensen fra 1996 til 1997. Entreprenørselskapene står for ca 60 prosent av det totale antall arbeidstimer på faste innretninger, mens over 76 prosent av skadene rammer denne gruppen.

Imidlertid er det gruppen av entreprenøransatte innenfor konstruksjon og vedlikehold som har hatt den største reduksjonen i skadefrekvens. Skadetyperne i denne gruppen fordeler seg som i 1996 med sår-, kutt- og klemskader som de vanligste skadene, og med hendene som den mest utsatte kroppsdelen. Det har vært en relativ økning i frekvensen av hodeskader, men en reduksjon av øyeskader forårsaket av splinter og sprut i denne personellgruppen. Andelen av alvorlige skader blant konstruksjon- og vedlikeholdsarbeidere har økt litt.

Forpleining representerer ca 10 prosent av arbeidstimerne og ca 9 prosent av totalt antall skader på faste innretninger. Skadene i denne gruppen er hovedsakelig kutt- og klemskader på hendene i forbindelse med håndtering av kjøkkenutstyr. En del av skadene medfører forholdsvis alvorlige kutt og det er registrert tre tilfeller hvor fingre er kuttet av.

Bore- og brønnoperasjoner sto i 1997 for ca 23 prosent av arbeidsmengden og ca 26 prosent av skadene. Skadefrekvensen på 28,3 skader per million timer er den nest laveste direktoratet har registrert for denne kategorien. Den vanligste skadetyper var også i 1997 klemskader i forbindelse med håndtering av verktøy og utstyr, men det har vært en betydelig reduksjon i antall kutt- og sårskader. Den nest hyppigste skadetyper i 1997 innenfor bore- og brønnoperasjoner var dermed forstuinger, i de fleste til-

**Figur 2.11.3.a**  
**Personskade-frekvens i perioden 1988 - 97. Boring og produksjon på faste innretninger**



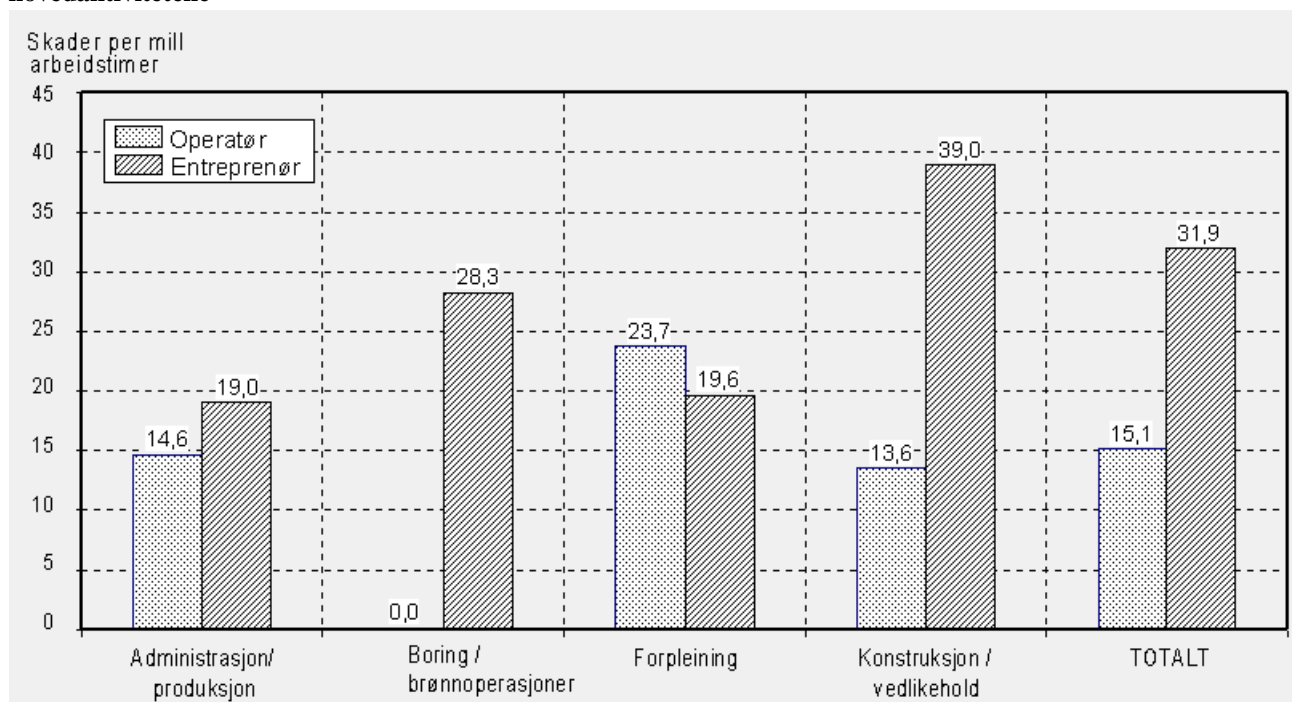
**Tabell 2.11.3.b**

**Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1988 - 1997)**

FUNKSJON		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	
Administrasjon produksjon	Arbeidstimer	3 199 820	3 383 588	3 641 508	3 813 992	4 028 388	4 202 484	4 869 852	4 737 668	4 497 590	4 445 400	Operatør
		731 848	473 928	806 000	683 488	594 828	776 984	754 416	1 065 532	2 053 363	630 756	Entreprenør
	Skader	47	44	50	53	54	59	76	72	72	65	r
	Skadefrekvens	14,7	13,0	13,7	13,9	13,4	14,0	15,6	15,2	16,0	14,6	o
Boring brønnoperasjon er	Arbeidstimer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o
		3 035 396	3 430 336	3 267 524	3 609 268	3 772 080	4 175 080	4 268 576	4 676 412	4 670 118	4 913 477	e
	Skader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o
	Skadefrekvens	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	o
Forpleining	Arbeidstimer	336 908	548 080	638 352	720 564	747 968	802 776	731 848	707 668	779 369	842 930	o
		1 421 784	1 431 456	1 399 216	1 536 236	1 429 844	1 541 072	1 352 468	1 381 484	1 281 085	1 329 453	e
	Skader	4	3	13	13	17	12	10	19	21	20	o
	Skadefrekvens	11,9	5,5	20,4	18,0	22,7	14,9	13,7	26,8	26,9	23,7	o
Konstruksjon vedlikehold	Arbeidstimer	3 867 188	3 838 172	3 810 768	3 999 372	4 088 032	4 342 728	3 199 820	3 149 848	3 137 696	3 171 689	o
		7 286 240	6 830 044	6 288 412	7 898 800	7 542 548	9 570 444	6 365 788	6 183 632	4 704 639	6 004 233	e
	Skader	51	70	63	65	80	39	48	45	46	43	o
	Skadefrekvens	13,2	18,2	16,5	16,3	19,6	9,0	15,0	14,3	20,7	13,6	o
TOTALT	Arbeidstimer	7 403 916	7 769 840	8 090 628	8 533 928	8 864 388	9 347 988	8 801 520	8 595 184	8 414 655	8 460 019	o
		12 475 268	12 165 764	11 761 152	13 727 792	13 339 300	16 063 580	12 741 248	13 307 060	12 709 204	12 877 918	e
	Skader	102	117	126	131	151	110	134	136	139	128	o
	Skadefrekvens	13,8	15,1	15,6	15,4	17,0	11,8	15,2	15,8	16,5	15,1	o
												e
		43,0	39,5	37,8	33,4	32,4	33,1	33,0	33,4	33,1	31,9	e

**Figur 2.11.3.b**

**Personskadefrekvens 1997 på faste innretninger, fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor hovedaktivitetene**



felle forårsaket av våte og glatte dekkflater. De fleste av disse skadene skjedde ikke på boredekk, men i andre dekksonråder. Antallet skader forårsaket av fallende gjenstander var bare to i 1997 mot 15 i 1996 for bore- og brønnpersonell.

Funksjonen administrasjon/produksjon hadde den laveste skadefrekvensen med 15,7 skader per million arbeidstimer. Dette er en reduksjon på 2,2 skader per million ar-

beidstimer i forhold til 1996. Ulykker i forbindelse med håndtering av verktøy har vært mest vanlig i denne gruppen. Registreringene for 1997 viser en halvering av slike hendelser. Det har dermed også vært en betydelig reduksjon av klem- og sårskader innenfor gruppen. Det ser ut til at skader for denne personellkategorien ofte forårsakes av ergonomiske feil og vanskelig tilkomst til arbeidsstedet.

Tabell 2.11.3.c

Arbeidsulykker 1992-96 og 1997 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke

Yrke	ÅR	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrument-tekniker	Kokk	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Plataarbeider/isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Sjillisbygger	Sveiser	Tårnmann	Andreuspesifisert	TOTALT	%
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1992-96	17	74	14	23	31	96	7	7	8	13	48	25	16	27	28	32	22	9	1	498	17,0%
	1997	1	13	2	6	7	17	2		3		5	12	1	5	6	6	1			87	16,1%
Brann Eksplosjon ol	1992-96						1					3		2							6	0,2%
	1997														1			1			2	0,4%
Fall til lavere nivå	1992-96	6	9	1	10	5	22	2		6	15	14	14	6	6	13	6	4	1		140	4,8%
	1997	1	3				2			1	1		4	2	1	2	1				18	3,3%
Fall på samme nivå	1992-96	3	10	1	6	19	13	4	4	6	7	14	8	4	7	8	8	7	1	1	131	4,5%
	1997		4	1	1	4	1			1	1	2	3	3	1	1	1	3	1		27	5,0%
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1992-96	15	17	5	19	11	30	5		7	10	22	17	10	12	16	14	11	2	2	225	7,7%
	1997		4		1	1	7	1	1		3	1	2		3	5	3	1			33	6,1%
Fallende gjenstander	1992-96	4	14	4	8	9	25	3	4	2	5	15	3	10	3	13	18	14	1		155	5,3%
	1997		1		1	5	1					2	1	1			3		1		16	3,0%
Annen kontakt med gjenstand i ro	1992-96	17	9	3	36	11	32	17	3	7	16	38	30	22	19	15	32	17	5	1	330	11,3%
	1997	3	6	1	10	2	4	4	1	2	4	11	5	2	2	4	9	1	3	1	75	13,9%
Håndteringsulykker	1992-96	18	31	9	42	30	51	10	24	14	25	74	18	37	41	26	31	41	11		533	18,2%
	1997	1	8	1	10	8	14	5	8	1	2	12	13	11	11	9	6	11	2	1	134	24,9%
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1992-96	1	5		5	9	17	2	1	3	15	13	18	1	4	11	2	10	1	1	119	4,1%
	1997	1			2	1	3				3	2	3		3	2	1	9	5		35	6,5%
Overbelastning av kroppsdel	1992-96	15	17	3	14	14	23	8	6	5	8	37	22	9	14	13	22	7	4		241	8,2%
	1997	6	3	1	5	4	5				1	2	6	1	1	3	3	2	1		44	8,2%
Splinter, sprut	1992-96	12	17	3	19	9	41	3	3	4	80	42	17	46	60	8	17	116	6		503	17,2%
	1997		1		2	2	2				5	2	5	10	10	2	2	12	2	1	58	10,8%
Elektrisk strøm	1992-96				2																2	0,1%
	1997	1																			1	0,2%
Ekstreme temperaturer	1992-96	1			5	7	1		5	1	1	5	4	2	5		1	5			43	1,5%
	1997							2				1						1			4	0,7%
Annet	1992-96	1			1	1															3	0,1%
	1997	1						1					1								5	0,9%
TOTALT	1992-96	110	203	43	190	156	352	61	57	63	195	325	176	165	198	151	183	254	41	6	2929	100,0%
	1997	15	43	6	39	35	56	15	10	8	20	40	55	28	40	34	35	42	15	3	539	100,0%
%	1992-96	3,8%	6,9%	1,5%	6,5%	5,3%	12,0%	2,1%	1,9%	2,2%	6,7%	11,1%	6,0%	5,6%	6,8%	5,2%	6,2%	8,7%	1,4%	0,2%	100,0%	
	1997	2,8%	8,0%	1,1%	7,2%	6,5%	10,4%	2,8%	1,9%	1,5%	3,7%	7,4%	10,2%	5,2%	7,4%	6,3%	6,5%	7,8%	2,8%	0,6%	100,0%	

Figur 2.11.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1997 innenfor hovedaktivitetene.

Tabell 2.11.3.b viser fordeling av ulykkestyper på de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser siste år mot akkumulerte verdier for de fem foregående år. Oljedirektoratet henviser til tidligere årsberetninger for tall som viser akkumulerte verdier siden registreringen startet i 1979.

2.11.4 PERSONSKADER PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

Det var også i 1997 en betydelig økning i aktiviteten med flyttbare innretninger i forhold til året før. Antallet arbeidstimer økte med ca 24 prosent. Det er registrert 208 personskader hvorav 10 alvorlige, mot henholdsvis 178 totalt og 14 alvorlige i 1996. Den totale skadefrekvens på flyttbare innretninger for 1997 er dermed 31,8 skader per million arbeidstimer mot 35,7 for 1996. Direktoratet har regis-

trert fem fritidsskader på flyttbare innretninger for 1997, mot sju i 1996.

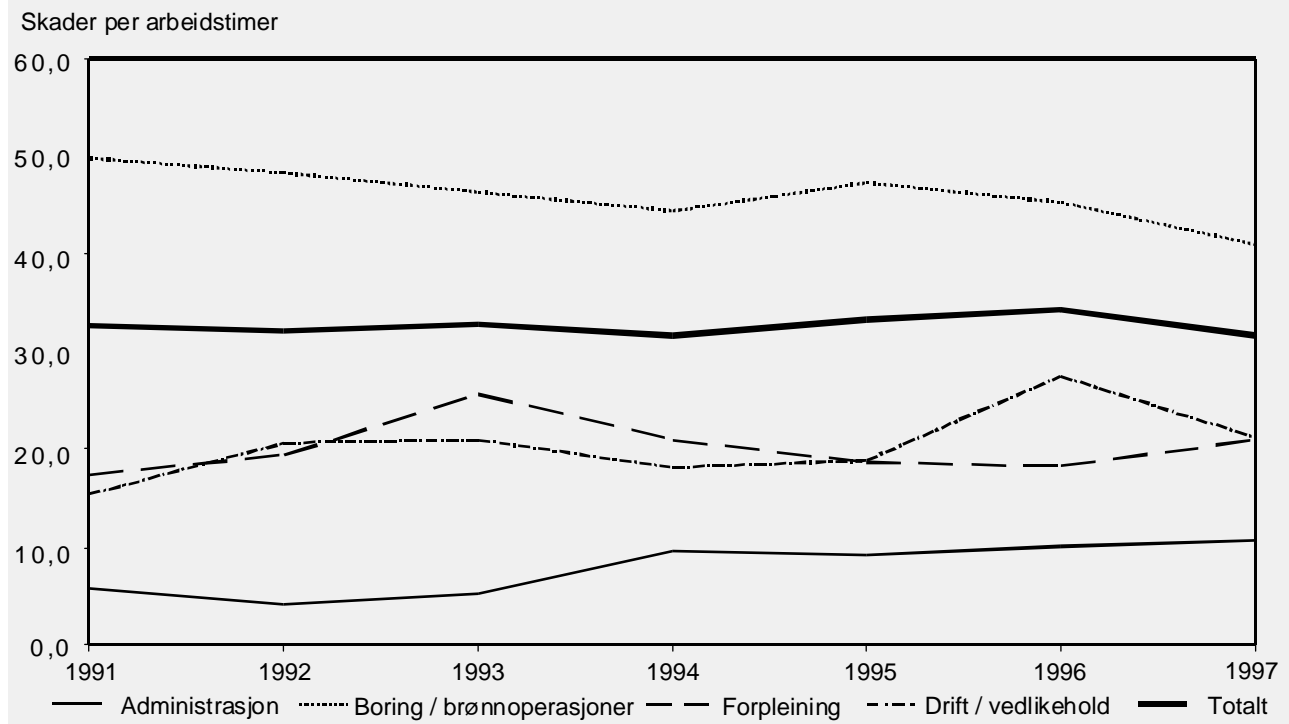
Tabell 2.11.4.a viser en oversikt over personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger i de siste ni årene.

Figur 2.11.4 viser skadefrekvenser for hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de sju siste årene.

Tabell 2.11.4.a Skadde/forulykkede per million arbeidstimer (1989-97) på flyttbare innretninger

År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per million arbeidstimer	Antall døde
1989	3584740	92	25,7	2
1990	4328907	139	32,1	1
1991	4878152	159	32,6	0
1992	4380013	141	32,2	0
1993	4205431	138	32,8	2
1994	3513753	111	31,6	0
1995	2821541	94	33,3	0
1996	4989985	178	35,7	0
1997	6541619	208	31,8	0
<b>Totalt/snitt</b>	<b>39244141</b>	<b>1260</b>	<b>32,1</b>	<b>5</b>

**Figur 2.11.4**  
Skadefrekvens 1991-96 innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger



Bore- og brønnaktivitetene står for ca 59 prosent av arbeidsmengden og ca 76 prosent av skadene. Dette førte likevel til en reduksjon i skadefrekvens på nesten 5 skader per million arbeidstimer. Registreringene viser en økende andel av klem- og sårskader i forhold til 1996. Skadene inntreffer oftest i forbindelse med feil håndtering av utstyr på boredekk og når den skadede inntar en uhensiktsmessig plassering i forhold til utstyr og materiell som er i bevegelse. Andelen av skader for bore- og brønnpersonell som faktisk finner sted på boredekk, er derimot redusert fra ca 60 prosent i 1996 til ca 40 prosent av innrapporterte skader i 1997. Hender og fingrer er fortsatt de mest utsatte kroppsdeler.

Innenfor vedlikehold og drift på flyttbare innretninger har det vært en markant reduksjon i skadefrekvensen.

Totalt antall skader i denne kategorien er 34. Det dreier seg hovedsakelig om klemskader. Endringene i skadefrekvens for personell innenfor forpleining og administrasjon på flyttbare innretninger er små og antall skader er få, henholdsvis 12 i forpleining og 7 for administrativt personell.

På flyttbare innretninger står operatøransatte bare for ca 5 prosent av arbeidsmengden, og denne er hovedsakelig av administrativ karakter. Det er rapportert én skade på operatøransatte forbindelse med arbeid på flyttbare innretninger i 1997.

Tabell 2.11.4.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper for de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser tall for 1997 sammenholdt med akkumulerte tall for de fem foregående årene.

**Tabell 2.11.3.b**

**Arbeidsulykker 1992-96 og 1997 på flyttbare innretninger. Skadehendelse / Yrke**

Skadehendelse	År	Administrasjon	Boredekkarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Kokk	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormar	Operatør	Platearbeider/isolatør	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert	TOTALT	%
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1992-96	4	69	12	2	2	49		2		10	6			13		3	14	1	187	28,2%
	1997	1	16	1		1	14	1	1		3	2				1	1	2		44	21,2%
Brann Eksplosjon ol	1992-96						1													1	0,2%
	1997																			0	0,0%
Fall til lavere nivå	1992-96	4	5	2	1		7				3				3		5	3		33	5,0%
	1997		2				3		1	1		2			1		1	1		12	5,8%
Fall på samme nivå	1992-96	3	4	2		1	8	1	3		1				4		2	2	1	32	4,8%
	1997		2				2	1			1	1			2			1		10	4,8%
Trakk på ujevnheter, feiltrakk	1992-96	3	13	3	1		7	1	4					1	9	1		7		50	7,6%
	1997		2			1	5					1			2			1		12	5,8%
Fallende gjenstander	1992-96	1	12	3		1	6	1	4		2				6	1	4	2		43	6,5%
	1997	1	5				2		1			1			1			1		12	5,8%
Annen kontakt med gjenstand i ro	1992-96	4	10	2	3	2	4	1	1		1	1		1	8		2	7		47	7,1%
	1997	1	6		3	1	4		2		3	1	1		4		2	3		31	14,9%
Håndteringsulykker	1992-96	4	44	4	1	5	19	10	1		10	1		2	7	1	5	6	1	121	18,3%
	1997	2	14	1		1	8	4	1		5	3		1	2	1	1	1	3	48	23,1%
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1992-96	1	2		1	1	2				5			1	6		1	1		21	3,2%
	1997		2		1		3				1				1		1	1		10	4,8%
Overbelastning av kroppsdel	1992-96	3	23	5	2	2	9		4		2	1			13				9	73	11,0%
	1997	2	6		1		1	1				1			1			2		15	7,2%
Splinter, sprut	1992-96	3	8		3	1	5	2	1	1	5	1	1		3		10	3		47	7,1%
	1997		1				3						1		1		2			8	3,8%
Elektrisk strøm	1992-96																		1	1	0,2%
	1997																			0	0,0%
Ekstreme temperaturer	1992-96					1		1			1			1			1			5	0,8%
	1997	1						1			1									3	1,4%
Annet	1992-96			1																1	0,2%
	1997	1					2													3	1,4%
TOTALT	1992-96	30	190	34	14	16	117	17	20	1	40	10	1	6	72	3	33	55	3	662	100,0%
	1997	9	56	2	5	4	47	8	6	1	14	12	2	1	15	2	8	13	3	208	100,0%
%	1992-96	4,5%	28,7%	5,1%	2,1%	2,4%	17,7%	2,6%	3,0%	0,2%	6,0%	1,5%	0,2%	0,9%	10,9%	0,5%	5,0%	8,3%	0,5%	100,0%	
	1997	4,3%	26,9%	1,0%	2,4%	1,9%	22,6%	3,8%	2,9%	0,5%	6,7%	5,8%	1,0%	0,5%	7,2%	1,0%	3,8%	6,3%	1,4%	100,0%	

### 2.11.5 OPPSUMMERING

Den totale skadefrekvensen ser fortsatt ut til å ha stabilisert seg på et nivå i overkant av 25 skader per million arbeidstimer for faste innretninger og 30 skader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger. Det er likevel positivt å registrere en reduksjon i skadefrekvens for de fleste personellkategorier og at andelen alvorlige skader ser ut til å ha stabilisert seg på et lavere nivå en tidligere år.

Klemeskader er fremdeles den vanligste skadetypen. Denne type skader inntraff i 1997 hovedsakelig i forbindelse med håndtering av tyngre utstyr og materiale. Oljedirektoratet har også registrert en dobling av ryggskader utløst av overbelastning og feil arbeidsstilling. Andelen skader i forbindelse med bruk av håndverktøy er betydelig mindre i 1997 enn i 1996. Dette har medført færre rene kutt- og sårskader som har krevd medisinsk behandling.

Oljedirektoratet vil i 1998 ta i bruk et nytt registreringssystem for personskader i petroleumsvirksomheten. I løpet av året vil det også komme en ny blankett for innmelding av personskader til Rikstrygdeverket og Oljedirektoratet. Direktoratet håper det positive samarbeidet med næringen vedrørende rapporteringsordningen kan fortsette.

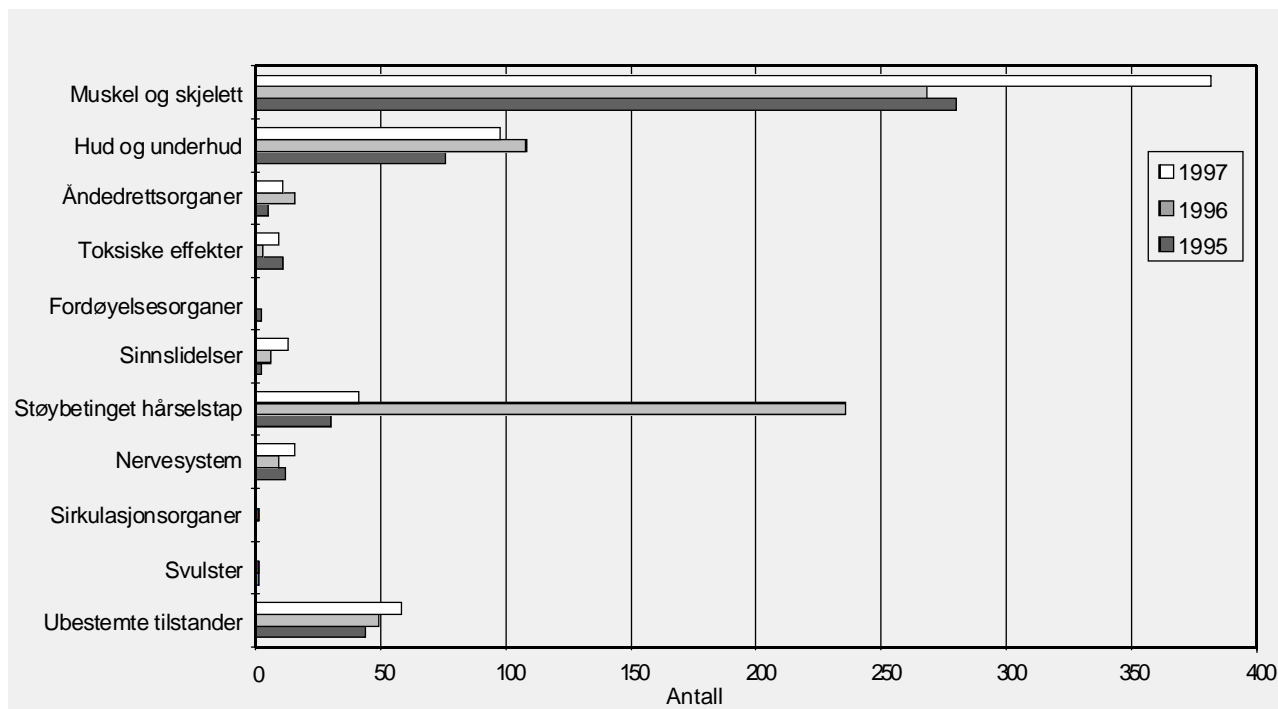
Korrekt og fullstendig utfylte meldeblanketter er avgjørende for å oppnå tilstrekkelig kvalitet på registrerte data. Direktoratet ønsker derfor en kontinuerlig dialog for å oppnå felles forståelse for rapporteringsrutiner og kriterier.

### 2.12 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

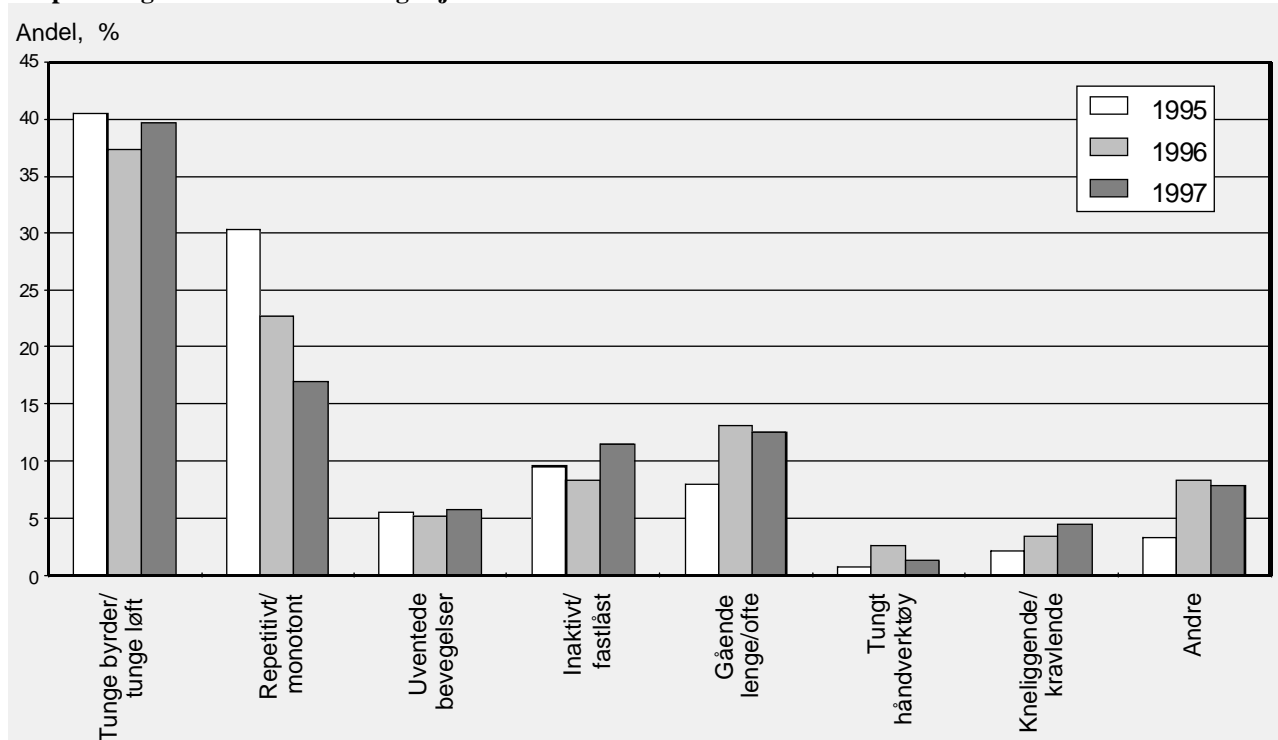
Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Oljedirektoratet har i de siste årene arbeidet for at selskapene skal etablere dette som arbeidsmiljøindikator, og bruke denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet. Det er derfor positivt at flere selskaper er i ferd med å sidestille frekvens av arbeidsbetingede sykdommer med skadefrekvens.

I 1997 mottok Oljedirektoratet 628 meldinger om arbeidsbetinget sykdom, fordelt med 154 på operatørsatte og 474 på entreprenørsatte. Dette er en nedgang på nær 10% fra 1996, og gir en meldefrekvens på 29,4 tilfeller per million arbeidstimer. Nedgangen skyldes at det er mottatt vesentlig færre meldinger om støvindusert hørselstap; 41 i 1997 mot 236 i 1996. Dette kan skyldes at meldeplikten for

**Figur 2.12.a**  
**Diagnosegrupperfordeling arbeidsbetingede sykdommer, 1995 - 1997**



**Figur 2.12.b**  
**Eksponeringsfaktorer - muskel - og skjelettlidelser**

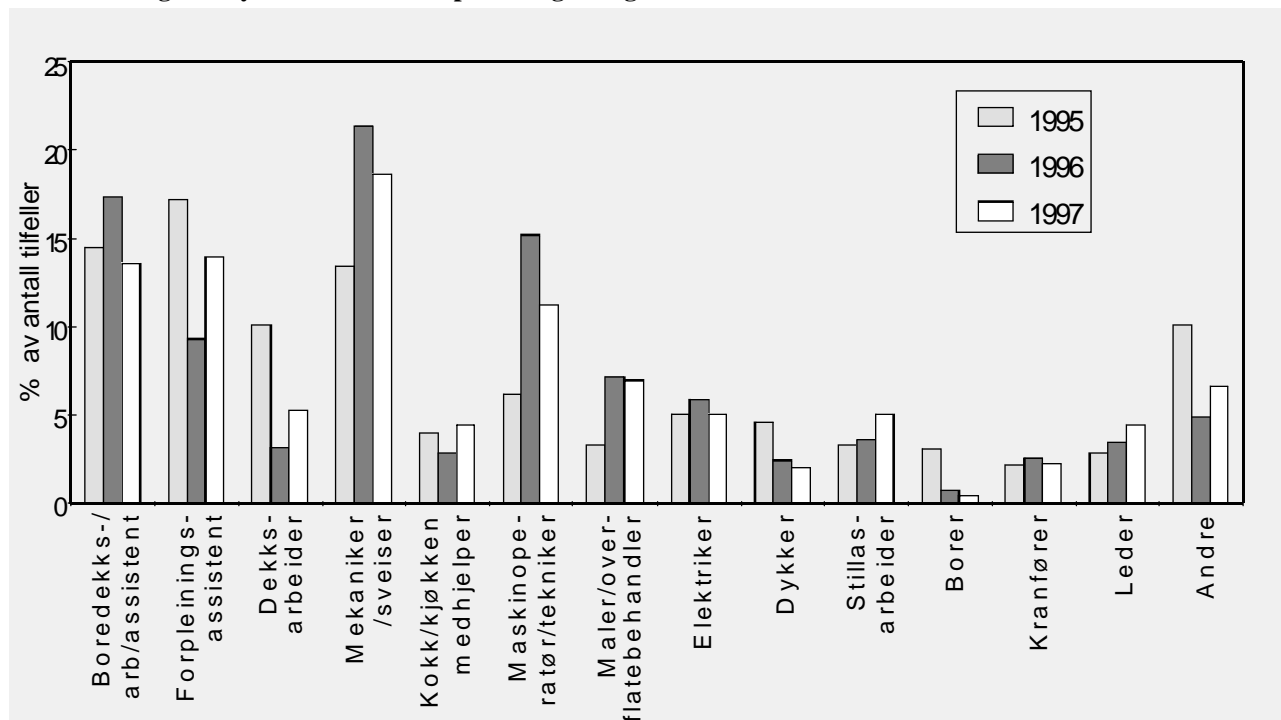


denne typen sykdommer ble endret i perioden i samsvar med Arbeidstilsynets regelverk. Mens disse tilfellene tidligere skulle meldes summarisk, skal de nå meldes enkeltvis. Dette vil gi bedre muligheter for oppfølging av enkelttilfeller. Antall meldte tilfeller av andre sykdommer enn hørselsskade på grunn av støy har økt med 28%.

Dersom en ser bort fra hørselsskader på grunn av støy, blir frekvensen av andre sykdommer 27,5 tilfeller per million arbeidstimer. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien. Det kan likevel fremdeles være en viss underrapportering, ettersom det fortsatt kommer få meldinger fra enkelte selskaper med mange ar-



**Figur 2.12.c**  
Arbeidsbetingende sykdommer fordelt på stillingskategorier



beidstakere på sokkelen. Oljedirektoratet vil arbeide for å få til en mer ensartet meldepraksis gjennom kontakten med selskapene blant annet i tilsynssammenheng.

Figur 2.12.a viser diagnosegruppedelingen (iht ICD-klassifikasjon) av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1995-1997. Som følge av endringen i kravet til rapportering av støyindusert hørselstap, er dette nå skilt ut som egen gruppe. Det er imidlertid grunn til å anta at det er blitt registrert vesentlig flere nye slike tilfeller enn det som blir rapportert inn til direktoratet.

Som tidligere er muskel-skjelettlidelser (inkludert lidelser i bindevev) dominerende. Denne typen lidelser benævnes vanligvis som belastningslidelser. Disse innbefatter ryggsykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Antallet og andelen av belastningslidelser er økt i forhold til foregående år. Det er vanskelig å si om dette skyldes endring i rapporteringspraksis eller en reell økning i antall tilfeller, men rapportene viser uansett at det er viktig å satse på forebyggende arbeid i forhold til denne typen lidelser. Ikke uventet er de angitte årsakene 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 2.12.b. 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 den viktigste årsaken til sykdomer i muskel-skjelettsystemet i 1997, og at denne andelen var tilnærmet uendret i forhold til foregående år. En annen viktig årsak til denne typen lidelser var repetitivt monotont arbeid, selv om det kan synes som dette er blitt mindre viktig som årsak de tre siste årene. Både tungt og

repetitivt monotont arbeid er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen av tilfeller slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag er relativt stor, men uendret fra året før. Dette kan ha sammenheng med en generell aldring av arbeidsstokken på sokkelen. 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.

Hudlidelser er en annen stor diagnosegruppe, og antallet tilfeller i denne gruppen var tilnærmet uendret fra året før. Over 50% av tilfellene (49 av 97) er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam. Endel tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, mens epoxy er angitt som årsak til ni tilfeller av kontakteksem, det samme som året før. Andre tilfeller i denne gruppen er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier.

Sykdommer i åndedretsorganene er astma og bronkitt, og tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter som for eksempel oljedamp og sveiserøyk. I tillegg er det rapportert inn fem tilfeller av asbestbetinget lungesykdom. Dette er arbeidstakere som har blitt eksponert i tidligere arbeid, spesielt på skip, og som nå har utviklet asbestspesifikke forandringer i lungehinnen.

Diagnosene gruppert som toksiske effekter er en samling av ulike symptomer oppstått etter eksponering for ulike kjemikalier eller gasser.

I 1997 var det en økning i antall innrapporterte tilfeller av psykiske sykdommer. Dette er arbeidstakere som er plaget av angst, stress- og tilpasningsproblemer. En del av

disse har vært utsatt for traumatiske opplevelser, mens andre får problemer på grunn av stort arbeidspress og vanskelige samarbeidsforhold. I denne gruppen er ledere overrepresentert i forhold til totalt antall ansatte.

Støyskader er nevnt ovenfor. Når det gjelder nervesystem for øvrig, inneholder denne gruppen et vidt spekter av tilstander som løsemiddelskade (fra tidligere arbeidsforhold), vibrasjonsbetinget nerveskade og irritasjonsskader av øyet.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvntilstander. Det synes åpenbart at mange får søvntilstander etter å arbeide såkalt sving-skift, da denne skiftordningen ble angitt som årsak til 43 slike tilfeller.

De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer er angitt i figur 2.12.c. Siden det de siste år har blitt sendt inn relativt mange meldinger for arbeidstakere i ledende stillinger, er dette skilt ut som egen kategori. Ut fra figuren kan det synes som om arbeidere innenfor boring var utsatt, men tatt i betraktning at denne funksjonen utførte over 23 % av antall årsverk er andelen tilfeller vesentlig lavere enn det som kunne forventes. Andelen meldinger for forpleiningsarbeiderne gikk noe opp i forhold til 1996 og tilsvarte om lag antallet årsverk for denne gruppen. I 1997 var det en viss nedgang av rapporterte tilfeller innenfor gruppen konstruksjon og vedlikehold. Gruppen utførte 43% av antallet årsverk, men stod for 32,9% av meldte sykdomstilfeller.

## 2.13 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

### 2.13.1 GASSLEKKASJER

Oljedirektoratet mottok i 1997 rapport om 186 lekkasjer av hydrokarbongass, mot 156 i 1996. Se figurene 2.13.1.a og b og tabellene 2.13.1.a og b.

Tre av lekkasjene er karakterisert som store, basert på en vurdering av blant annet utslippsmengde, farepotensial og årsaksforhold. To av lekkasjene var forårsaket av korrosjon/erosjon, mens én skjedde på grunn av feiloperering av utstyr.

Sett i forhold til antall innretninger i drift og produsert petroleum, vurderes situasjonen og farebildet å være stabilt med hensyn til utvikling av antall og alvorlighetsgrad av rapporterte lekkasjer. Det er rapportert en økning av mindre lekkasjer som tyder på en økt villighet til også å rapportere de minste lekkasjene.

Det er en utfordring både for aktørene i petroleumsvirksomheten og for Oljedirektoratet å videreføre og å øke innsatsen for å redusere antallet lekkasjer. Utveksling av informasjon mellom operatørselskapene om årsaksforhold kan i denne sammenheng være et godt grunnlag for å vurdere de dominerende og gjentatte årsakene til lekkasjer for dermed å iverksette effektive og målrettede tiltak.

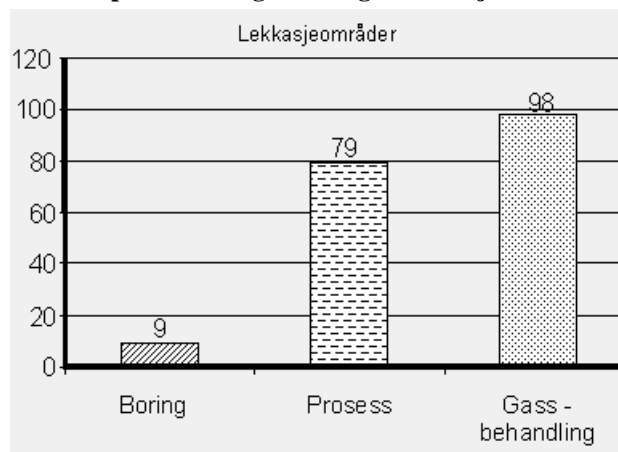
En ny database for registrering av gasslekkasjer er under etablering av oljeselskapene på norsk sokkel. Formå-

let med databasen er å gi et bedre datagrunlag for å bestemme tennsannsynlighet for gasslekkasjer, men dataen vil også gi et viktig bidrag i arbeidet med å forebygge gasslekkasjer.

**Tabell 2.13.1.a**  
**Fordeling av gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte**

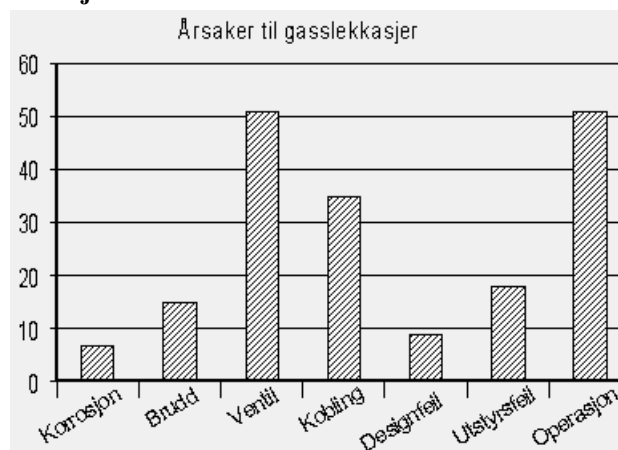
Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Automatisk deteksjon	Manuell deteksjon
Stor	3	3	0
Middels	27	14	13
Liten	156	52	104
Totalt	186	69	117

**Figur 2.13.1.a**  
**Område på innretningen hvor gasslekkasjene inntraff**



Prosess (olje): Systemer som inneholder olje (brønner og separatorer)  
 Boring: Systemer for boring og brønnaktiviteter  
 Gassbehandling: Systemer som inneholder kun gass (kompressjon, fakkell, gassinjeksjon)

**Figur 2.13.1.b**  
**Figuren angir hovedtyper av feil som medfører gasslekkasjer**



Kobling: Flenser, pakninger, rørdeler  
 Utstyrsfeil: Feil på utstyr og instrumenter  
 Operasjonell feil: Prosedyrefeil, operasjonell feilhandling

**Tabell 2.13.1.b**  
**Gasslekkasjer - årsak og alvorlighetsgrad**

	Stor	Middels	Liten	Totalt
Korrosjon/erosjon	2	1	4	7
Brudd (sprekk/hull)	0	5	10	15
Ventil	0	2	49	51
Flens	0	5	30	35
Uheldig design	0	0	9	9
Utstyr/instrumenter	0	3	15	18
Operasjonell feilhandling	1	12	38	51
Totalt	3	28	155	186

Det er få hendelser som skyldes korrosjon, men disse er ofte alvorlige hendelser når inntreffer. To av de tre store hendelsene som kategoriseres som store, skyldes således korrosjon og/eller erosjon.

Den tredje av de store gasslekkasjene skyldes en manglende blindflens på et rør i fakkelsystemet. Gass lekket ut i et område hvor det foregikk varmt arbeide. Dersom gassen hadde blitt antent, ville skadene kunne blitt meget omfattende.

Sammen med feil på ventiler, som oftest lekkasje i pakninger og serviceplugg, står operasjonelle feilhandlinger for det største antallet mindre gasslekkasjer. Typiske operasjonelle feilhandlinger er:

- ventil glemt i feil posisjon
- manglende isolering mot fakkeldrenering
- lekkasje under avblødning, faking og drenering
- mangelfull planlegging og bruk av sikker-jobb-analyse
- kommunikasjonssvikt
- utilstrekkelige prosedyrer

### 2.13.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

Oljedirektoratet har registrert 25 branner og branntilløp i 1997 mot 19 i 1996.

**Tabell 2.13.2**  
**Årsaker til branner fordelt på størrelsesorden**

	Tennkilder				Totalt
	Sveising	Brenning	Elektrisk/kortslutning	Temperatur	
Stor		1			1
Middels				2	2
Liten	6		2	14	22
Totalt	6	1	2	16	25

De fleste brannene i 1997 var forårsaket av høy temperatur. Høy temperatur skyldes:

- varmgang i motorer, pumper, lagere etc.
- varme eksoskanaler
- svikt i termostat for varmeelement

### Brann på Transocean Arctic

Brannen som er karakterisert som stor, inntraff på Transocean Arctic 19.6.1997. Brannen ble forårsaket av skjærebrenning, sannsynligvis ved at rester fra brenningen falt ned i et underliggende rom og antente kabler eller oljerester i rommet. Brannen var bragt under kontroll etter ca 1/2 time. Skadeomfanget var begrenset til ødelagte kabler, armatur, slanger og lignende. Dersom brannen hadde vart lenger, kunne en tank med boreslam i området blitt antent,

og skadeutviklingen kunne da blitt betydelig mer omfattende.

## 2.14 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer. Opplysningene blir samlet i databasen CODAM, som nå inneholder data om ca 3200 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og ca 2200 til rørledningssystemer.

### 2.14.1 RØRLEDNINGER 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 "buckling" på rørledninger, samt utvendig og innvendig korrosjon etc, avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

I 1997 inntraff to større hendelser knyttet til rørledninger:

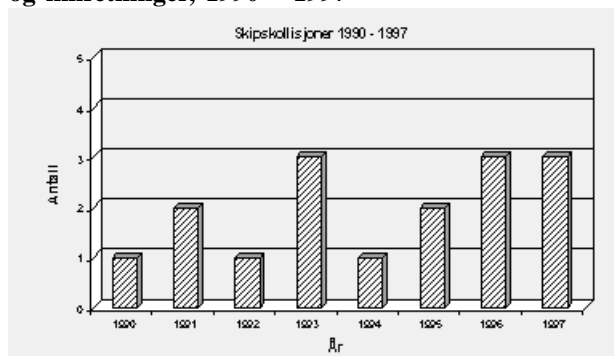
I kategorien 'Lekkasje' ble det i 1997 rapportert én hendelse som er klassifisert som 'stor'. Det oppsto lekkasje i et fleksibelt vanninjeksjonsstigerør under trykktesting. Nærmere undersøkelse avdekket en åpning i trykkarmeringen. Den eksakte årsak til skaden har foreløpig ikke blitt påvist, men det mest sannsynlige er enten for stor bøyning av røret eller skade som følge av en fallende gjenstand.

I det andre tilfellet ble det oppdaget at en steinblokk i størrelsesorden 5-10 m<sup>3</sup> delvis lå hvilende på en 16-tommers kondensatrørledning. Steinblokken ble fjernet i september og inspeksjon i etterkant avdekket ikke skader av betydning på rørledningen.

### 2.14.2 BÆRENDE KONSTRUKSJONER

Figur 2.14.2 viser antall tilfeller skipskollisjoner med innretninger i perioden 1990-97 på norsk sokkel. I 1997 ble tre skipskollisjoner innrapportert til direktoratet, det samme antall som i 1996.

**Figur 2.14.2 Totalt antall kollisjoner mellom fartøy og innretninger, 1990 - 1997**



Et beredskapsfartøy støtte borti beskyttelsesrammen for stigerør på en bunnfast innretning, mens fartøyet utførte lasteoperasjon. Sammenstøtet forårsaket et bøyd stag i beskyttelsesrammen.

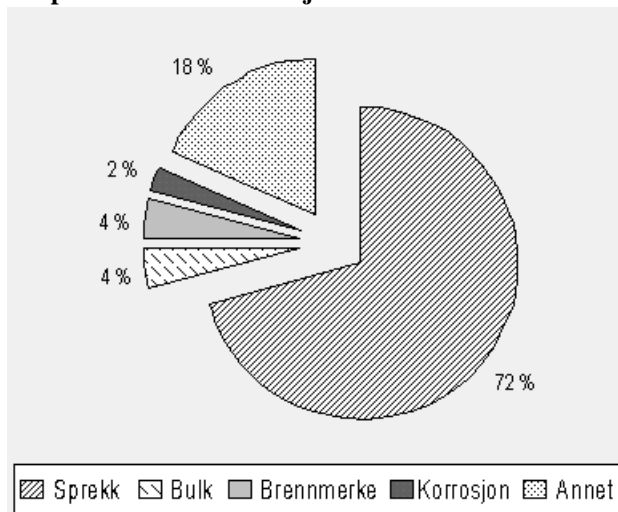
De to andre tilfellene i 1997 skriver seg fra sammenstøt mellom boreinnretninger og henholdsvis et beredskapsfartøy og et forsyningskip. Disse hendelsene forårsaket bare mindre skader på innretningene.

### 2.14.3 SPREKKDANNELSER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER

Direktoratet har fått rapport om et alvorlig tilfelle av oppsprekking i en tank i overgangen mellom søyle og pontong, som medførte en lekkasje av sjøvann inn i tanken på ca 3-8 m<sup>3</sup> pr døgn. Sveisearbeid ble igangsatt for å utbedre sprekkene og dette arbeidet ble ferdigstilt henholdsvis i april og juni 1997.

Figur 2.14.3 viser at sprekker utgjør omtrent ¾ av totalt antall rapporterte hendelser for bærende konstruksjoner. Hendelsene fordeler seg med hensyn til alvorlighetsgrad med ca 97% av tilfellene i kategorien 'ubetydelig' eller 'liten' og 3% i kategorien 'stor'.

**Figur 2.14.3 Prosentvis fordeling av skader og hendelser på bærende konstruksjoner**



## 2.15 DYKKING

### 2.15.1 AKTIVITETSNIVÅET FOR DYKKING

I løpet av 1997 ble det foretatt 527 overflateorienterte dykk og 870 klokkeløp med til sammen ca 101 000 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger som går over utenlandsk sokkel. Dette utgjør omtrent en ti-dobling av overflateorientert dykking og en tre-dobling av metningsdykking i forhold til 1996.

Gjennomsnittlig klokkeløpstid for metningsdykking var i 1997 på 5,0 timer, som er 1,4 timer mindre enn i 1996. Gjennomsnittlig metningsperiode var på 14,1 døgn, en økning på 1,7 døgn fra året før. Gjennomsnittlig vannetid for overflateorientert dykking i 1997 var på 1,3 timer,

som er omtrent det samme som i 1996. Dykkeoperasjonene har vært utført fra 9 ulike fartøyer/innretninger.

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeid på felt der Elf, Saga, Phillips, Statoil og Amoco er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten. Dette arbeidet har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og til assistanse ved installasjon av innretninger.

### 2.15.2 OPPLÆRING

Det ble ikke utdannet noen metningsdykkere i Norge i 1997. Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykkerskole har i løpet av 1997 til sammen utdannet 69 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

### 2.15.3 FORSKNING OG UTVIKLING

Oljedirektoratet har også i 1997 deltatt i styret og prosjektledelsen for det dykkerrelaterte forskningsprogrammet OMEGA. Dette engasjement bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orienterte om pågående FoU-aktivitetet på området.

I november 1997 ble det årlige dykkeseminalet gjennomført som et felles seminar for både utaskjærs og inna-skjærs dykking.

### 2.15.4 PERSONSKADER I DYKKEVIRKSOMHETEN

Figurene 2.15.4.a og 2.15.4.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1997 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke. Ulykke er her definert som alle hendelser som har ført til en eller annen form for personskade. Infeksjoner, som for eksempel ytre øregangsbetennelse, blir således også registrert som ulykke.

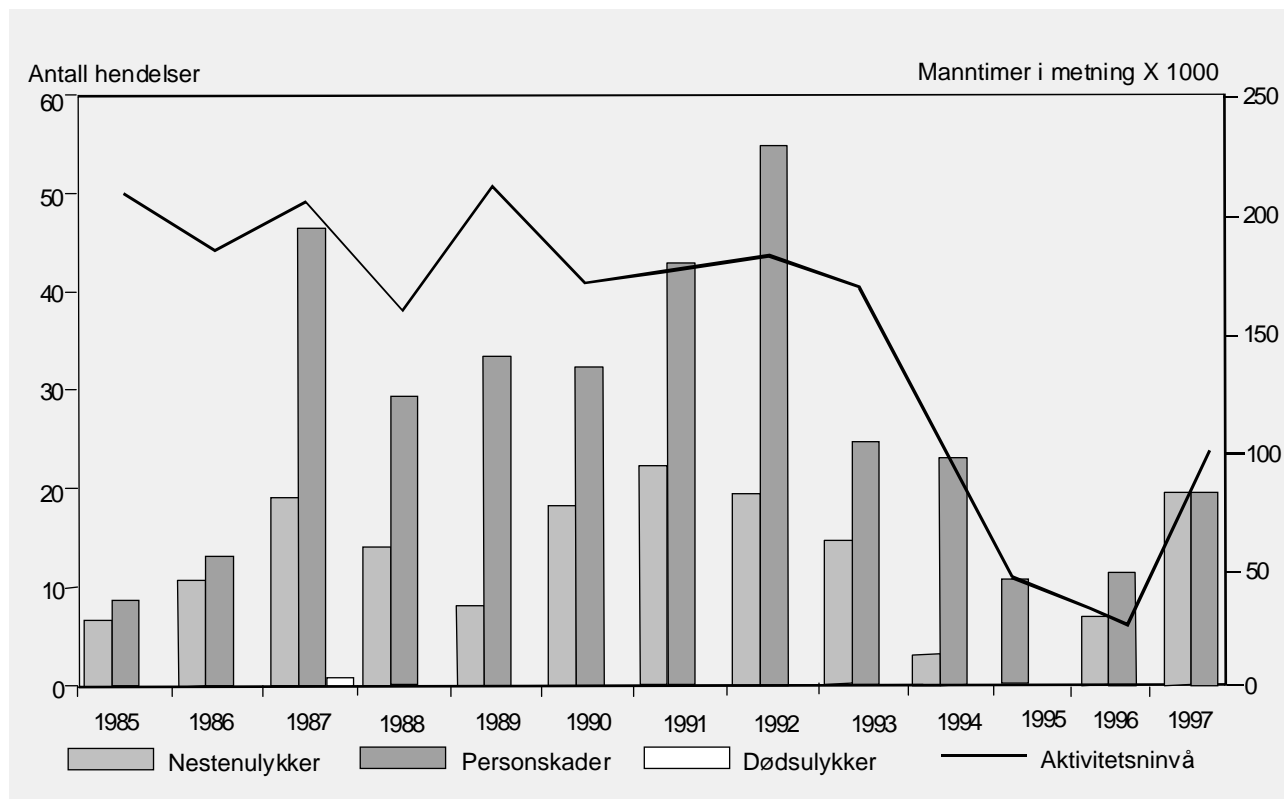
Det har ikke inntruffet noen dødsulykke i dykkevirksomheten siden 1987. Antall rapporterte ulykker med personskader ved metningsdykking har økt i forhold til 1996, noenlunde i samsvar med økningen i aktivitetsnivået. Av de 19 rapporterte personskadene er ingen av alvorlig karakter. De fleste (11 hendelser) gjelder infeksjoner i form av ytre øregangsinfeksjoner og hudinfeksjoner

Av de 19 nestenulykkene som er rapportert i forbindelse med metningsdykking i 1997, er seks karakterisert som alvorlige.

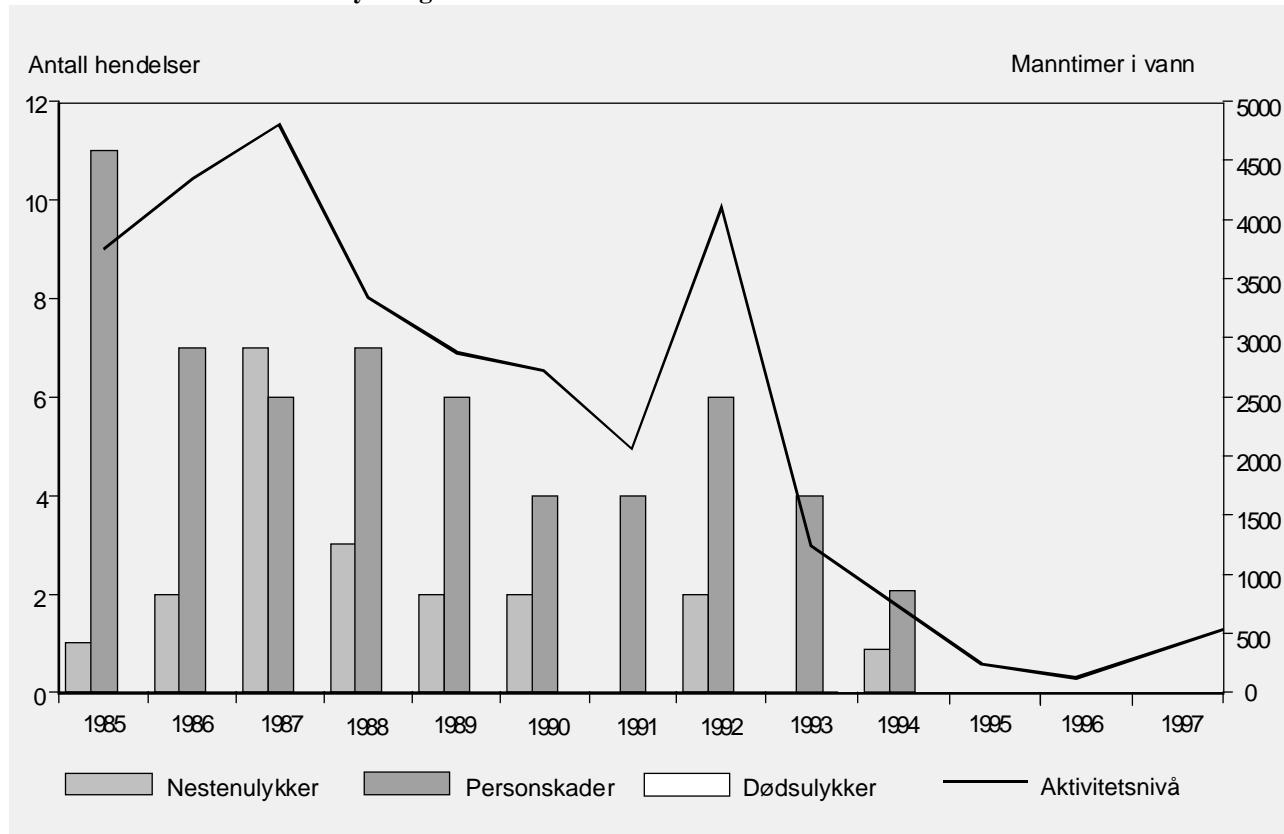
### 2.15.5 ERFARINGER FRA TILSYN MED DYKKEVIRKSOMHETEN

I 1997 har Oljedirektoratet rettet oppmerksomhet mot industriens tiltak for å gjøre dykkerne kjent med arbeidsplaner, utstyr, prosedyrer og erfaringer, som en del av forberede-

**Figur 2.15.4.a**  
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



**Figur 2.15.4.b**  
Hendelser overflateorientert dykking



delsene til årets sesong og til de enkelte oppdrag ("familiarisering").

Oljedirektoratet mener etter dette at disse aktivitetene kan forbedres med hensyn til å ivareta konklusjoner fra erfaringsrapporter, samt rent generelt i større grad å omfatte sikkerhetsrelatert informasjon.

Tilsynet har også vært rettet mot industriens strategier for hyperbar evakuering, som er i ferd med å endres. Et aktuelt tema i denne sammenheng er om utstyrsenheter som inngår i beredskapen for nødsituasjoner ved hyperbar dykking, må være tilgjengelig der dykkingen foregår, eller om det er tilstrekkelig at utstyret er tilgjengelig i land.

Videre har Oljedirektoratet registrert at det hersker usikkerhet i næringen om godheten av utstyr og prosedyrer som inngår i evakuering av dykkere. Det gjenstår ennå arbeid med å få beredskapen for hyperbar evakuering opp på et tilfredsstillende nivå.

Når det gjelder utstyr for reservegass til dykker, har Oljedirektoratet i løpet av de to siste årene fått innrapportert 13 hendelser, hovedsakelig tilknyttet lekkasje- og aktiveringsproblemer. Oljedirektoratet planlegger derfor å følge opp dette problemområdet i 1998. Det er nødvendig at både produsenter, entreprenører/brukere og opera-

tørselskaper inntar en aktiv holdning til å få løst problemene knyttet til utstyr for reservegassforsyning.

I løpet av 1997 har flere operatører søkt om utvidelse av begrensningen av tid i vann fra 4 timer til 6 timer. Oljedirektoratet har fraveket forskriftskravet på dette punktet under en rekke forutsetninger. En av disse har vært at dykkeren returnerer til klokken og gis en pause med tilgang på væske etter 3-4 timer i vann. Oljedirektoratet har fått positiv tilbakemelding fra dykkere med hensyn på denne utvidelsen. Oljedirektoratet har i denne sammenheng satt i gang et forskningsprosjekt om væsketapet ved dykking, som har gitt de nødvendige bakgrunnskunnskaper for å behandle søknadene om fravik. Direktoratet vil på bakgrunn av ny kunnskap og erfaringene vurdere om forskriftene bør endres på dette punktet.

Tilsynet med dykkevirksomheten har vist at det fremdeles er et forbedringspotensial med hensyn til å integrere sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold i arbeidsrutinene. Selskapene utfører ofte risikoanalyser og andre sikkerhetsmessige vurdering av høy kvalitet, men synes å ha vanskeligheter med å omsette konklusjonene i konkrete tiltak.



## 3. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

### 3.1 HENSYNET TIL MILJØET

Oljedirektoratet har merket seg at oppmerksomheten omkring miljøaspekter har økt betydelig i løpet av året og hensynet til miljøet har etter hvert fått en sentral plass i utformingen av petroleums- og energipolitikken. Direktoratets nye overordnede mål og resultatmål reflekterer tydeligere Oljedirektoratets ansvar og oppgaver på miljøområdet og hensynet til miljøet ivaretas som en del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsressursene på en forsvarlig måte.

Hovedaktivitetene i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, utredninger for og rådgivning til overordnede departementer og tilsyn med de aktivitetene som operatørselskapene driver. Andre aktiviteter er deltaking i nasjonale og internasjonale fora som arbeider med miljøhensyn, informasjonsarbeid og samarbeid med andre myndigheter, spesielt Statens forurensningstilsyn (SFT).

### 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 desember 1996. Rapporten gir en omfattende miljøstatus og beskrivelse av miljøutfordringene for norsk petroleumsvirksomhet, en gjennomgang av tekniske/økonomiske handlingsalternativer og en evaluering av virkemiddelbruk i klima- og miljøpolitikken.

Neste fase av MILJØSOK startet i oktober 1997. Da ble det opprettet et sekretariat, tilknyttet OLF, og et eget råd og samarbeidsforum. Oljedirektoratet deltar i MILJØSOK-rådet og direktoratet legger vekt på et godt samarbeid og en aktiv deltagelse i MILJØSOK-sammenheng.

Oljedirektoratet har i 1997 fulgt opp MILJØSOK-rapporten i samarbeid med Olje- og energidepartementet og andre berørte myndighetsorganer.

### 3.3 MYNDIGHETER OG RAMMER

Oljedirektoratet har sammen med Statens forurensningstilsyn en selvstendig myndighet i petroleumsvirksomheten etter petroleumsloven og forurensningsloven. Oljedirektoratet håndhever også loven om CO<sub>2</sub>-avgift.

Petroleumslovgivningen 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 trivselen eller skader naturens evne til produksjon og selvfornyning.

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. Tilsyn-

sansvaret mellom myndigheter er fordelt gjennom instruksjonen om ordningen av tilsynet.

### 3.4 TILSYN MED AKTIVITETENE

Sikkerhetsbegrepet slik det anvendes i sokkelvirksomheten, omfatter sikkerhet mot forurensning, og tilsynet med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter er en integrert del av tilsynsvirksomheten. Oljedirektoratet fører 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 og akseptkriterier i selskapene. Oljedirektoratet vurderer de samlede sikkerhetsmessige, ressursmessige og økonomiske sidene ved miljøtiltak.

Helheten i myndighetenes tilsynsarbeid sikres gjennom Oljedirektoratets koordinerende rolle i forhold til Statens forurensningstilsyn i tilsynsvirksomheten. De felles føringene for myndigheten som blant annet ligger i Oljedirektoratets forvaltning av tilsynsordningen og forskriftene om styringssystem, risikoanalyse og beredskap, bidrar også til dette. Området er for øvrig nærmere redegjort for i kapittel 2 om sikkerhet og arbeidsmiljø.

I tilsynet med leteboring i miljøfølsomme områder har Oljedirektoratet særlig sett på forebyggende tiltak som operatører setter i verk, og det er satt i gang et arbeid som ser på hvordan selskapenes risiko- og beredskapsanalyser ivaretar hensynet til miljøfølsomhet i selve planleggingen av boreoperasjoner. Oljedirektoratet har ellers fulgt opp operatørene i deres arbeid med å fastsette 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, og direktoratet foretar en årlig vurdering av avgiften som bidrar til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp på en effektiv måte. I 1997 har avgiftssatsen vært 87 øre per Sm<sup>3</sup> naturgass brent og kaldventilert og 87 øre per liter forbrukt diesel.

CO<sub>2</sub>-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet var 8.4 millioner tonn i 1997, mens de totale utslippene fra sektoren var om lag 10 millioner tonn. For avgiftsbelagt virksomhet er dette en økning på 0,7 millioner tonn i forhold til 1996. Det er små forandringer i CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert enhet som vist i figur 3.4.a. Figur 3.4.b viser hvordan utslippene fordeler seg på kilder.

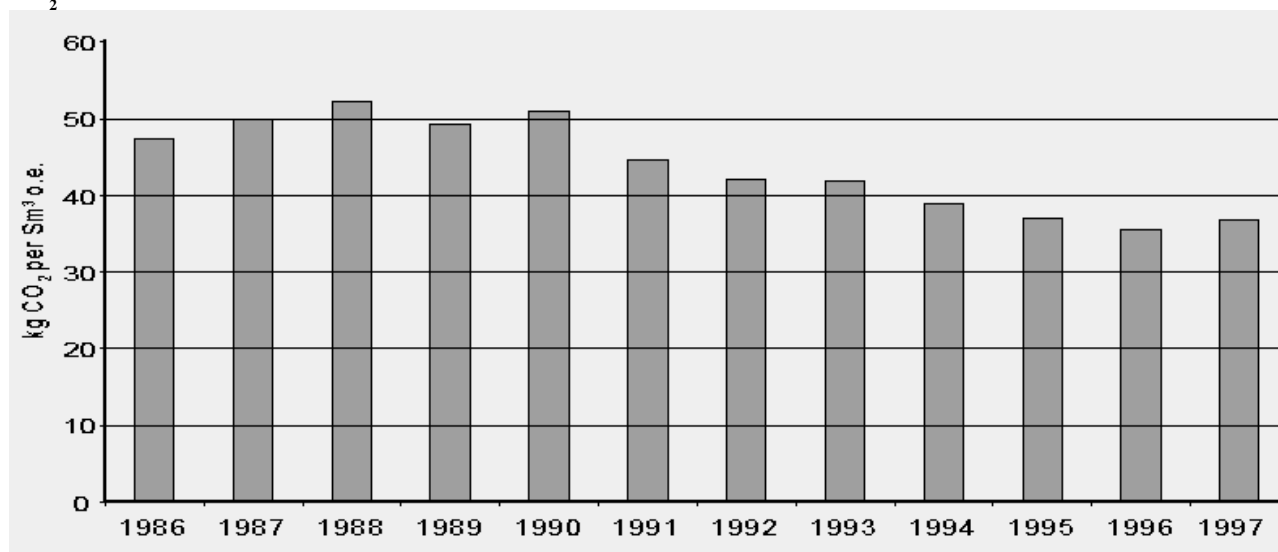
### 3.5 DET YTRE MILJØET

Når Oljedirektoratet vurderer konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift og samtykkesøknader er miljøaspektene en naturlig del av og fullt integrert med resten av Oljedirektoratets vurdering. Det legges stor vekt på muligheten for å ta i bruk teknologi som reduserer mengden av utslipp, elektrifisering, CO<sub>2</sub>-separasjon og injeksjon.

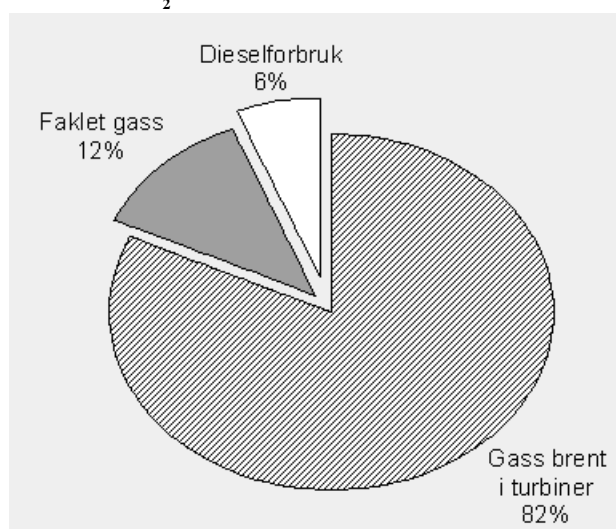
Innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde følger



**Figur 3.4.a**  
CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet



**Figur 3.4.b**  
Kilder til CO<sub>2</sub>-utslipp



Oljedirektoratet opp de miljørelaterte vilkårene som går fram av dokumenter til Stortinget. I 1997 har Oljedirektoratet i samarbeid med Norges vassdrags- og energiverk utarbeidet studien 'Elektrisitet fra land til olje- og gassvirksomheten' som ser på kostnadene ved å forsyne innretningene til havs med elektrisk kraft fra land. Dette arbeidet er en oppfølging av St meld nr 41 (1994-95), Innst S nr 144 (klimameldingen).

Oljedirektoratet utarbeider også prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, nitrogenoksider, metan, KFK og NMVOC. Det er brukt betydlige ressurser for å implementere nye rutiner for prognosering av utslipp til luft. Omleggingen vil på sikt medføre en rasjonaliseringsgevinst og bedret kvalitet på

prognosene. Prognosene er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp. Det har videre vært et samarbeid med SFT i forbindelse med rapportering av utslipp. Samarbeidet vil bli videreført i 1998.

Som en del av myndighetenes oppfølging av MILJØSOK-arbeidet, arrangerte Oljedirektoratet i samarbeid med operatørselskapene et seminar om erfaringsoverføring på miljøområdet. Seminaret samlet 170 deltagere og skal følges opp i nært samarbeid med MILJØSOKs råd og sekretariat.

I tillegg arbeider Oljedirektoratet for å påvirke industrien til å utvikle effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig gir best mulig økonomi.

### 3.6 DISPONERING AV INNRETNINGER

I den nye petroleumsloven som trådte i kraft 1. juli 1997, er det tatt inn ett eget kapittel om avslutning av petroleumsvirksomheten. I henhold til denne loven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan 2-5 år før bruken av en innretning forventes å opphøre eller tillatelse 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 bidrar også til det pågående internasjonale arbeid, hovedsakelig under Oslo- og Paris-konvensjonen (OSPAR).

Det er også satt i gang et utredningsprogram for å vurdere disponering av rørledninger. Det tas sikte på å ferdigstille programmet i år 2000. Oljedirektoratet er en sentral

premissleverandør til Olje- og energidepartementet..

Retningslinjene til International Maritime Organization (IMO) legger også føringer i forbindelse med disponering av innretninger som er tatt ut av bruk. To sentrale forhold i disse retningslinjene er:

- Innretninger med en bærestruktur som veier mindre enn 4 000 tonn, og som står på mindre enn 75 m vanddyb skal fjernes. (For innretninger som utplasseres etter 1. januar 1998, er krav til vanddyb økt til 100 meter).

- Dersom en innretning fjernes til under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle på minimum 55 meter ned til den delen av innretningen som står igjen.

For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt. I 1997 har plan for disponering av Øst Frigg og Tommeliten Gamma blitt behandlet.



## 4. Internasjonalt samarbeid

### 4.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets Norad-bistand i 1997, som var på ca 5,1 årsverk, ble finansiert av Norad. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Namibia, Sør-Afrika, Mosambik, Eritrea, India, Vietnam og Nicaragua. Oljedirektoratet har også fortsatt samarbeidet med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and South-east Asia (CCOP). En av Oljedirektoratets medarbeidere har i 1997 vært stasjonert som prosjektkoordinator ved det tekniske sekretariatet i Bangkok.

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, og det arbeides med eller vurderes nye avtaler for Angola, Sør-Afrika og Bangladesh.

I tillegg til personell fra Oljedirektoratet benyttes i stor utstrekning norske leverandører av varer og konsulenttjenester i forbindelse med gjennomføring av de enkelte prosjektene. Konsulenter velges oftest ut i konkurranse med internasjonale selskaper. Innenfor denne type tjenester er norsk kompetanse fullt på høyde i internasjonal sammenheng.

I det følgende gis en kort oversikt over aktiviteter i hovedbistandsland og nye prosjekter som planlegges:

#### Namibia

Oljedirektoratet har bistått med utforming av forskrifter og oppfølging av boreoperasjoner. Namibia har bygd opp en liten, men godt kvalifisert petroleumsforvaltning. Beslutning i 1997 om første fase utbygging av gassfeltet Kudu og videre oljeleting er hovedutfordringer. NAMCOR (statsoljeselskap) er hovedsamarbeidspartner på vegne av Ministry of Mines and Energy.

#### Mosambik

Oljedirektoratet har fortsatt støtten i forbindelse med utforming av lovgivning, ressurs-, rørlednings- og sikkerhetsregelverk og modellkontrakter for petroleumsvirksomheten. Traktatsforhandling med Sør-Afrika er også slutført under norsk ledelse. Dette arbeidet utføres ved bruk av norske og internasjonale konsulenter i tillegg til Oljedirektoratets egen ekspertise. En spesiell utfordring har bestått i å assistere Mosambik med å skille ut forvaltningsfunksjonene fra statsoljeselskapet ENH og overføre disse til DNCH (Direktorat og hovedsamarbeidspartner) og samtidig assistere ENH i å videreføre sine kommersielle oppgaver.

Planer for utbygging av gassfeltet Pande og oppbygging av gassbasert jern- og stålindustri i Maputo (Mosambik) basert på malm fra Sør-Afrika, ble fremmet i desember og norske eksperter assisterer Mosambik i vurderingen av disse. Dersom prosjektet blir realisert, blir dette et av de største industriprosjektene i Afrika.

I tillegg har oppfølging av boreoperasjoner, datasikring og generell institusjonsstøtte vært viktige aktiviteter. Videre ressurskartlegging er en viktig oppgave for de

mosambikanske samarbeidsinstitusjonene. Et økende antall internasjonale selskaper viser interesse for leting etter olje, særlig i de dype havområdene, og for utvikling av gassressurser.

Et nytt 4 års program for institusjonsstøtte ble besluttet av NORAD i 1997.

#### Tanzania

Bistanden har omfattet forhandlingsstøtte vedrørende utvikling av gassfeltet Songo-Songo, og bistand vedrørende dataforvaltning. TPDC er hovedsamarbeidspartner (statsoljeselskap). NORAD har besluttet ikke å videreføre institusjonsstøtten innenfor petroleumssektoren.

#### Eritrea

Oljedirektoratet har bistått vedrørende etablering av rammebetingelser, ressursplanlegging, utredning av miljøkonsekvenser, promotering av letearealer, datalagring og seismisk kartlegging. Ministry of Energy and Mineral Resources er hovedsamarbeidspartner.

#### India

Oljedirektoratet har bistått vår samarbeidspartner DGH med erfaringsoverføring innenfor en stor del av Oljedirektoratets ansvarsområde. Lagring av store datamengder, dataforvaltning generelt, ressursvaluering, utbyggingsplanlegging og gjennomføring av sikkerhetsrevisjoner er fokusområder for bistanden. Flere delegasjoner fra DGH har besøkt tilsvarende fagmiljøer i Oljedirektoratet og fagfolk fra Oljedirektoratet har besøkt DGH. Det vurderes nå om programmet, som planlegges avsluttet i 1998, skal videreføres for en ny 3 års periode.

#### Vietnam

Oljedirektoratet har videreført bistand vedrørende utvikling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Hovedsamarbeidspartner er Petrovietnam (statsoljeselskap). SFT samarbeider om samme prosjekt.

#### 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 ekspert fra Oljedirektoratet har arbeidet ved CCOPs sekretariat i Bangkok som rådgiver. Det er arrangert en rekke fagseminarer i området, blant annet i Korea og Kambodsja (våren 1997), for medlemmer i organisasjonen. Det er også gitt bistand i form av programvare og opplæring i bruk av moderne analysemetoder.

#### Nicaragua

Oljedirektoratet har ytt bistand vedrørende promotering, kartlegging av ressurspotensialet og sikring av data. Det er også, i samarbeid med Petrad, arrangert seminarer i landet. INE er hovedsamarbeidspartner (kontor underlagt energi-

ministeriet). Den videre aktiviteten i Nicaragua er avhengig av den endelige godkjenningen av ny petroleumslov.

## Bangladesh

Den nyopprettede "Hydrocarbon Unit" i Olje- og energidepartementet i Dhaka har anmodet Norad om bistand. Oljedirektoratet har assistert Norad i å vurdere anmodningen og et institusjonssamarbeid vurderes.

## Sør-Afrika

Oljedirektoratet har bistått Norad og Department of Mineral Resources and Energy i forbindelse med identifisering av bistandsbehov til petroleumssektoren og utforming av prosjektsøknad. 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 eventuell fremtidig norsk bistand.

## Angola

I samarbeid med Petrad ble det arrangert et "petroleum policy seminar" i Luanda. Planer for et videre samarbeid er under utarbeidelse, slik at beslutning om et eventuelt mer omfattende institusjonelt samarbeid sannsynligvis vil bli tatt i 1998.

I tillegg er det gitt generell bistand til Norad i vurdering av andre nye prosjektplaner og en har forsøkt å forbedre utvekslingen av erfaringer med andre institusjoner som yter liknende bistand

## 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 femtital 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 1997 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 47 deltakere fra 27 nasjoner.

Oljedirektoratet har i 1997 også bidratt ved gjennomføringen av følgende seminarer:

- Seminar on Petroleum Policy and Management, Bangkok, Thailand
- Seminar on Petroleum Policy and Management, Phnom Penh, Cambodia
- Seminar on the Petroleum Industry, Managua, Nicaragua
- Petroleum Economic, workshop for participants from Kazakhstan, Stavanger
- Workshop on Commercialisation of Natural Gas, Nairobi, Kenya
- Seminar on Petroleum Policy and Management, Hanoi, Vietnam
- Reservoir Management, Baku, Azerbaijan
- Upstream Petroleum Policy and Fiscal Framework, Riga, Latvia
- Petroleum Resource Management, Luanda, Angola
- Advanced Reservoir Management, Kunming, Kina

Denne aktiviteten bidrar til faglig eksponering mot og forståelse for andre kulturer, samtidig som den øker totalkompetansen for de involverte av direktoratets medarbeidere.

Oljedirektoratet er også involvert i Petrads engasjement i forhold til Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert under Norsk-Russisk forum for energi og miljø, som ledes av Olje- og energidepartementet. Det er under forumet opprettet flere arbeids- og ekspertgrupper som administreres av Petrad med deltakelse fra russisk og norsk side. Direktoratet er med i samtlige av disse ekspertgruppene. Arbeidet foregår gjerne i form av aktive arbeidsseminarer.

## 4.3 SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

### Årlige møter med danske og britiske myndigheter

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen i hovedsak delt mellom Storbritannia, 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 de tre land.

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 noen år foran oss med deres 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 i disse områdene lagt opp til et nært samarbeid.

Det ble i løpet av 1997 avholdt ett møte med danske myndigheter og ett med britiske. Møtet med danskene ble i år lagt til Svalbard den 16.-19. august. Hovedtema var leting og utbygging i nye områder. Danskene holdt et innlegg om sine erfaringer ved Grønland, mens vi fra vår side redegjorde for planene for områdene utenfor Midt-Norge. Geologisk representerer disse områdene på mange måter de samme utfordringene. Ved siden av utveksling av informasjon om status på respektive områder, ble det under møtet på Svalbard spesielt fokusert på miljøforhold og de problemstillinger vi står overfor i denne sammenheng. De spesielle omgivelsene på Svalbard la en fin ramme om møtet.

Møtet med britene ble i 1997 holdt i London 2-3 desember. Gjennomgående tema var denne gangen leting, utbygging og produksjon samt miljømessige forhold. Britene redegjorde for sine erfaringer, mens vi fra vår side bidro med en redegjørelse om forholdene på norsk sokkel.

## **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.

I begynnelsen deltok England, Irland, Danmark, Tyskland, Nederland og Norge på disse møtene. Siden har Frankrike, Isle of Man og Færøyene kommet til.

Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene to ganger (1988 og 1995).

På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, lete-teknologiske, dataforvaltningsmessige problemstillinger,

samt utfordringer som de ulike land står overfor i sine bestrebelser etter 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 på 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 samarbeidsavtaler med tyske og belgiske myndigheter. I 1997 ble en samarbeidsavtale med Frankrike ferdigforhandlet. Endelig undertegnelse vil skje i løpet av 1998. Det er også tatt initiativ overfor britiske myndigheter med henblikk på å utarbeide en måleteknisk samarbeidsavtale under eksisterende traktater.

## **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 er samarbeidsprosjektene finansiert via RESERVE-programmet til Norges forskningsråd.

Oljedirektoratet har siden 1986 ivaretatt norsk representasjon i den internasjonale styringskomiteen for dette IEA-samarbeidet.

## **Foredragsvirksomhet**

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1997 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 et 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 ARBEIDSMILJØ-FORVALTNING

##### **BORIS - utvikling av sikkerhetsregelverk petroleumsvirksomhet til havs i Russland**

Oljedirektoratets samarbeidsprosjekt med det russiske tilsynsorganet for sikkerhet i industrien, Gosgortekhnadzor, ble avsluttet ved utgangen av 1997, slik det var planlagt. Gjennom det treårige Borisprosjektet (Bilateral Cooperation on Development on Russian Regulations Concerning Industrial Safety) har Oljedirektoratet bistått de russiske myndighetene i deres utviklingsarbeid for å etablere en tilsynsordning og tilhørende regelverk som skal ivareta sikkerheten i petroleumsvirksomheten på russisk kontinentalsokkel. Prosjektaktiviteten på norsk side har vært finansiert av Utenriksdepartementet.

Målet for prosjektet har vært å utvikle et grunnlag for at russiske myndigheter skal kunne møte petroleumsvirksomheten i sine nordlige farvann med en moderne sikkerhetsforvaltning av internasjonal standard. For Russland er dette spesielt viktig siden landet ønsker å trekke til seg internasjonale oljeselskap som investorer og samarbeidspartnere.

I 1997 har prosjektaktivitetene i stor grad vært konsentrert om å bearbeide et forslag til framtidig tilsynssystem for petroleumsvirksomheten på russisk sokkel. Viktige – og for russiske myndigheter - nye elementer i prosjektforslaget har vært presiseringen av industriens eget ansvar for sikkerheten, anbefaling om at selskapene etablerer styringssystemer som innbefatter sikkerhet, introduksjon av en samtykkeordning, samt vektlegging av effektivisering av tilsynet ved i større grad å koordinere de ulike tilsynsetaters regelverk, aktiviteter og beslutninger. Prosjektforslaget er sendt fra Gosgortekhnadzor til videre behandling hos relevante politiske organ i Russland.

Som en viktig delaktivitet i denne sammenheng, har det vært gjennomført studier på både russisk og norsk side for å se på hvordan selskapene ivaretar sikkerheten ved sine anlegg. På bakgrunn av de russiske prosjektdeltakernes forståelse av erfaringene selskapene på norsk sokkel har med sikkerhetsstyring og de anbefalinger Oljedirektoratet har gitt etter studier av russisk petroleumsvirksomhet, ønsker Gosgortekhnadzor å endre strategien fra kontroll til styring i forvaltningen av sikkerhet i russisk petroleumsvirksomhet til havs.

I tillegg til forslaget om tilsynsordning, er det lagt fram et forslag til en overordnet rammeforskrift for sikkerheten i petroleumsvirksomheten på den russiske kontinentalsokkelen. Dette forslaget er på russisk side lagt til grunn for utarbeidelse av et sikkerhetsregelverk.

Gjennom de tre årene Borisprosjektet har vart, har de to samarbeidspartnerne opparbeidet omfattende kunnskaper om hverandres filosofi, metodikk og organisering når det gjelder regulering av petroleumsvirksomheten. For Oljedirektoratet betyr dette økt innsikt i russiske myndigheters rammeverk for de planlagte petroleumsaktiviteter i våre

nabofarvann i nord. For Gosgortekhnadzor har det – i tillegg til de konkrete forslag som er lagt fram - betydning en mulighet til å lære av andres erfaring og skape seg et bredt grunnlag for de videre beslutninger som skal fattes i utviklingen av en framtidrettet forvaltning av sikkerheten på sokkelen.

##### **RUN ARC – helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassvirksomhet på russisk kontinentalsokkel**

Erfaringene og kunnskapene fra Oljedirektoratets og Gosgortekhnadzors engasjement i Borisprosjektet vil bli videreført i et nytt utvidet samarbeidsprosjekt der Oljedirektoratet, Gosgortekhnadzor og flere andre russiske myndighetsorgan, samt det amerikanske Minerals Management Service (MMS), deltar.

I dette trepartssamarbeid mellom Russland, USA og Norge (RUN) skal de amerikanske og norske fagmyndighetene bistå sine russiske kolleger med å utvikle et helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassaktivitetene på den del av russisk kontinentalsokkel som ligger i Arktis (ARC). På russisk side leder Ministeriet for Naturressurser prosjektarbeidet. Ministeriet samarbeider nært med andre myndighetsorganer i Russland som på ulike måter har ansvar for reguleringen av olje- og gassvirksomheten i landet. Fra USA deltar MMS, som er fagmyndighet på sikkerhet og miljø for blant annet olje- og gassvirksomheten til havs. På bakgrunn av erfaringene fra Borisprosjektet har norske politiske myndigheter bedt Oljedirektoratet ha 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 avvikles fra september 1997 til september 1998. Dette er en forstudie for å undersøke dagens situasjon i Russland på områder som sikkerhets- og miljølovgivning, sikkerhetsstyring, beredskap, miljøovervåking ol. Forstudien innebatter også en kartlegging av andre nasjonale og internasjonale prosjekt innenfor samme problemområde. I tillegg skal studien beskrive hva som må til for å skape et nytt system. Anbefalinger og konklusjoner i forstudien vil avhenge av hvilke mål Russland setter for den framtidige sikkerhets- og miljøforvaltningen. Hovedmålet med første fase er imidlertid å undersøke om det faglig, politisk og økonomisk er mulig å gjennomføre et prosjekt som har som mål å etablere en forvaltning som på en enhetlig måte skal sørge for ivaretagelse av sikkerhet og miljø på russisk sokkel. Dersom prosjektet skal lykkes, er det helt avgjørende å ha de nødvendige økonomiske og faglige ressurser tilgjengelige i Russland, samt at de relevante politiske myndigheter støtter opp om og stiller krav til prosjektgjennomføringen.

På russisk side er det etablert en arbeidsgruppe som samler informasjon og analyserer situasjonen i Russland. Bidragene fra amerikansk og norsk side har så langt vært å delta i utformingen av prosjektplaner og skaffe informasjon om hvordan olje- og gassvirksomheten styres i andre land. Oljedirektoratet har også ansvar for koordinering av

aktiviteter og informasjon mellom de tre partene.

Dersom forstudien viser at det er mulig å gjennomføre alle fasene i prosjektet, vil fase 2 bli å utvikle en forvaltning som innebefatter de nødvendige elementer. Russiske myndigheter vil selv måtte ta stilling til hva slags rammer som skal gjelde for petroleumsvirksomheten på sokkelen, med hensyn til nasjonale prioriteringer, valg av prinsipielt grunnlag for regelverk og tilsyn, fordeling av ansvar, ressursbruk, ol.

Siste fase blir å implementere de valgte løsninger. Dette vil kreve kompetanseoppbygging, etablering av nødvendig organisasjon og etablering av regelverk og metoder for å føre tilsyn med alle sider med virksomheten.

## Sikkerhet og arbeidsmiljø

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 minst tilfredsstillende 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 faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnere i 1997 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities 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,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- Marine Technology Directorate (MTD), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- Welding Institute, Storbritannia, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- 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).

## NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjølands myndigheter med tilsynsansvar for petroleumsvirksomhet til havs er representert.

NSOAF etablerte i mai 1992 to arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet er representert. En av gruppene skal vurdere om det bør etableres en NSOAF-plan 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.

Den andre gruppen, som har dansk formann, skal søke å harmonisere kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene.

## 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 ble fram til begynnelsen av 1993 gjennomført av en arbeidsgruppe kalt «Working Party on Oil, Gas and Other Minerals Extracted by Borehole». Arbeidet under SHCMOEI ble omorganisert i 1993 og arbeidsgruppen benevnes nå «Committee on Borehole Operations» - borehullskomiteen.

Borehullskomiteen tok i 1996 opp spørsmål i tilknytning til harmonisering av kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene; en problemstilling som siden 1992 også har vært under behandling i NSOAF-sammenheng. Spørsmålet ble videreført til SCHMOEI, som ga aksept for å arrangere en arbeidskonferanse i EU-regi i Luxembourg i juni 1997, som skulle drøfte felles anerkjennelse av opplærings-/treningsattestifikater. Konferansen hadde bred deltakelse fra arbeidsgiver-, arbeidstaker- og myndighetssiden, samt andre berørte organisasjoner og institusjoner. Et utkast til rapport fra konferansen er sendt ut for kommentarer, og den endelige rapporten er forventet ferdig behandlet i SHCMOEI i løpet av 1998.

Borehullskomiteen viderefører også arbeidet vedrørende personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten til havs.

## Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komiteer på dette området:

- a) Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), Normkomité (NK) 18 - skipsinstallasjoner
- b) NEK, NK 31 - elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder
- c) International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 (TC 18) - Electrical installations of ships and of mobile and fixed offshore units



Oljedirektoratets deltaker i IEC-arbeidet er videre bindeledd mellom IEC/TC 18 og ISO/TC 67: "Materials equipment and offshore structures for petroleum and natural gas industries".

IEC har under utarbeidelse en serie internasjonale standarder for elektriske installasjoner for faste og flyttbare innretninger: "IEC 1892 Mobile and fixed offshore units – electrical installations". Arbeidet foregår i TC 18, hvor utarbeidelsen av forslag til slike standarder utføres i Working Group 18 (WG 18), der Oljedirektoratets deltaker er prosjektleder.

### **Foredrags- og opplysningsvirksomhet**

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1997 vært engasjert som foredragsholdere og møteledere i en rekke konfe-

ranser, kurs ol om sikkerhet- og arbeidsmiljøspørsmål i inn- og utland. Denne virksomheten betraktes som meget viktig i en gjensidig utveksling av informasjon og påvirkning, ikke minst i lys av den økende internasjonalisering av regelverk og lignende.

Oljedirektoratet registrerer fortsatt stor interesse for den norske modellen for forvaltning av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomhet til havs. En rekke land ønsker å etablere et regelverk som gjennom resultatorienterte krav setter klare mål for virksomheten, samt et tilsynsordning hvor helhetstenkning, myndighetskoordinering og partsamarbeid er sentrale elementer, og har bedt om Oljedirektoratets bistand i arbeidet med å utvikle en slik forvaltningsmodell.

## 5. Projects

### 5.1 PROJECTS WITHIN RESOURCE MANAGEMENT

#### 5.1.1 INDUSTRY COOPERATION

##### FORCE

FORCE (*"FORum for Reservoir Characterization and Reservoir Engineering"*) is a cooperation forum on problems related to improved oil recovery. FORCE started in 1995 and has 19 oil companies, the Research Council of Norway and the Norwegian Petroleum Directorate as members. All participants are represented on the board. Statoil holds the chairmanship, and the secretariat is located in the Norwegian Petroleum Directorate.

The main goal of FORCE is to contribute to increasing oil recovery on the Norwegian continental shelf. The potential for improved oil recovery is large and, to some extent, time-critical. FORCE provides the companies with a forum in which to discuss important issues with each other, with the authorities and with representatives from the research and the supplier industry. In their respective organizations, the FORCE members have broad expertise and experience which provides a unique opportunity for solving problems together, or initiating cooperation projects with external suppliers. The participants in FORCE discuss and initiate research, development and demonstration of methods and tools which can contribute to future improved oil recovery.

A special FORCE group with participants from eight companies and the Norwegian Petroleum Directorate has worked during 1997 to identify common problems which are critical in order to be able to realize the potential for improved oil recovery. A "bottleneck" analysis has been conducted, and the results will be used as a basis for further work in FORCE.

In 1997, "Problem Defining Workshops" were organized in the areas of well testing and use of propping agents in connection with fracturing in wells. FORCE also organized seminars on the following topics: "IOR Challenges on the Norwegian Continental Shelf", "Relative Permeability" and "Seismic Reservoir Monitoring". These FORCE meetings have been of high quality and have contributed to improved understanding of the challenges in the various areas. All of the FORCE arrangements have been very well attended.

A total of 12 projects have been initiated in 1997 through the cooperation forum. Preliminary work in FORCE led to the commencement of Phase V of the chalk research program "Joint Chalk Research" (JCR) in the autumn of 1997. Phase V of JCR contains eight projects concerning central topics such as reservoir description, modeling of rock mechanics problems and recovery methods such as air injection and WAG. Nine oil companies now support the chalk research program which is administered by Phillips Petroleum.

##### FIND

FIND was established in 1996 as a cooperation forum for the exploration phase. 20 oil companies as well as the Norwegian Petroleum Directorate are members. All of the members are represented on the Board, and Saga is the chairman.

The main objective of FIND is to focus on cooperation with regard to planning and implementation of projects with significance for future exploration on the Norwegian shelf. So far, three projects have been started.

The "Super grid" project has the objective of establishing a joint coordinate system for handling of digital seismic data. 15 companies have participated in the pilot project which has been carried out by two contractors. Western Geophysical has developed a test data set consisting of 21 3D surveys in the northern part of the North Sea. The seismic has been rotated, re-gridded and adapted with regard to phase and amplitude. IBM has developed the Petrobank software, and emphasis has been placed on simple definition of cubes and random lines, automatic prioritization of one 3D survey in overlap zones, as well as easy retrieval of 3D surveys to the work stations which are used most often.

After a technical evaluation of the pilot project has been completed, a potential extension of the project will be considered.

The first phase of the "Evaluation of Well Results" project has consisted of reporting prognoses for drilling and results from drilling all of the 163 exploration wells which were drilled during the period from 1990 to 1996. All of the FIND members participate in the project. The result from the project confirms that the oil companies over-estimate the resources prior to drilling and under-estimate the likelihood of making a discovery, particularly for high risk prospects. In addition, the project shows that the estimated uncertainty for most project parameters is too small. Statistical correlations show no connection between the specified probability for hydrocarbon sources in a prospect and whether the companies report lack of hydrocarbon sources as the reason for dry prospects. The project has shown that there is a great potential for improvement in the filing of prognoses and results of drilling on the part of the companies. It has been decided that the first phase of the project shall be extended so that the companies can report more and better data for the wells which have already been reported, perform a better analysis of dry wells, as well as report exploration wells completed in 1997. New analyses are scheduled for completion in the summer of 1998.

The project "The Effects of Drilling Mud Components on the Quality of Geological Data" started in September. Twelve companies participate in the project. One of the objectives is to document the effects modern drilling mud has on the quality of data from the exploration wells. The project is scheduled for completion in December 1998.

In addition, a working group is working on the final definition of the project "Basin Analysis and Applied Thermochemistry on the Mid-Norwegian Shelf". The project has a planned duration of five years, and will involve staff and laboratories from universities, the Geological Survey of Norway and the oil industry.

## FUN

FUN (Forum for Forecasting and Uncertainty Evaluation Related to Petroleum Production) is a cooperative forum relating to problems within the areas of preparing prognoses and uncertainty evaluations for future oil and gas production. FUN was started in May 1997 and has 18 oil companies and the Norwegian Petroleum Directorate as members. The Ministry of Petroleum and Energy and OLF (Norwegian Oil Industry Association) are observers in the forum. The forum is organized with a Board consisting of representatives from all of the members. Norsk Hydro is the chairman, while the Norwegian Petroleum Directorate is responsible for the secretariat.

The main objective of FUN is to develop better practice and methods with regard to estimating of hydrocarbon resources, forecasting future production with associated emissions and discharges, uncertainty evaluations and decision processes. Two working groups have been set up. Working group 1 is to focus on improved information and reporting routines among the companies and between the companies and the authorities. Working group 2 is responsible inter alia for initiating and being a program committee for workshops and seminars for managers and technical personnel.

In 1997, a management seminar and a workshop were arranged. The title of the seminar held on 10 September was "Use for Forecasting and Uncertainty Evaluation in Petroleum Related Decisions." There were nearly 100 participants from most of the oil companies on the Norwegian shelf, as well as participants from universities and research institutions. The program included presentations which covered a wide range within the field of practical use of prognoses and uncertainty evaluations on the field, company and national level.

A workshop with the title "Forecasting Development and Production from Improved Recovery" was organized on 4 November. The focus of this workshop was methods of forecasting and uncertainty evaluation in connection with projects for improved oil recovery.

## DISKOS

The DISKOS project started as a cooperation between Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil and the Norwegian Petroleum Directorate in 1993 for development and operation of a common data base for technical petroleum data. The project has now been significantly expanded, and includes a total of 17 oil companies as well as the Norwegian Petroleum Directorate.

The data base includes most of the processed 2D and 3D seismic from the Norwegian shelf. This is largely the oil companies' own data, but contracting companies have

also loaded in seismic data. Data access is controlled and governed by the rules and agreements for usage rights which the parties have entered into, or which are stipulated in the Petroleum Act. A comprehensive access rights system in the data base prevents unauthorized access to confidential data.

The data base also contains quality-controlled data from exploration wells. The Norwegian Petroleum Directorate delivers weekly quality-controlled administrative data to the data base. This data describes production licenses, blocks, fields, seismic navigation, well locations, pipelines, etc. The data base now contains more than eight terabytes of data.

The data base and the network which the DISKOS members are connected to is operated by PetroData A/S. IBM E&P Solutions in Stavanger has developed the software which is in use. New versions which handle new types of data will be launched in 1998 and 1999.

The cooperation in the DISKOS group is headed by the Norwegian Petroleum Directorate. The costs for development and operation will be divided among the users of the system.

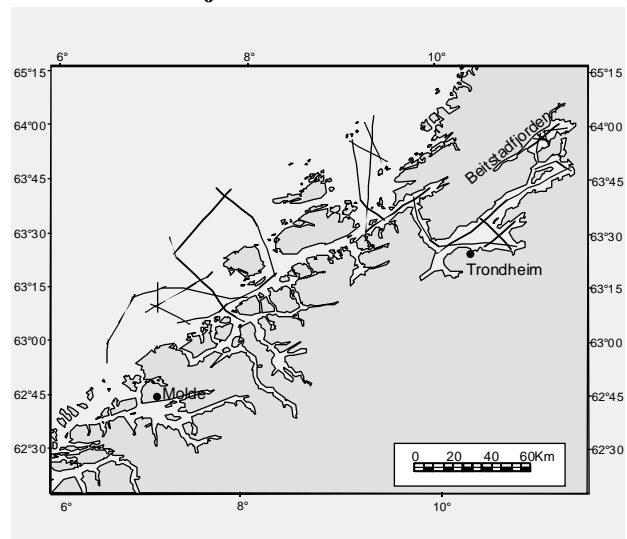
## 5.1.2 OTHER PROJECTS

### THE NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE'S GEOPHYSICAL SURVEYS IN 1997

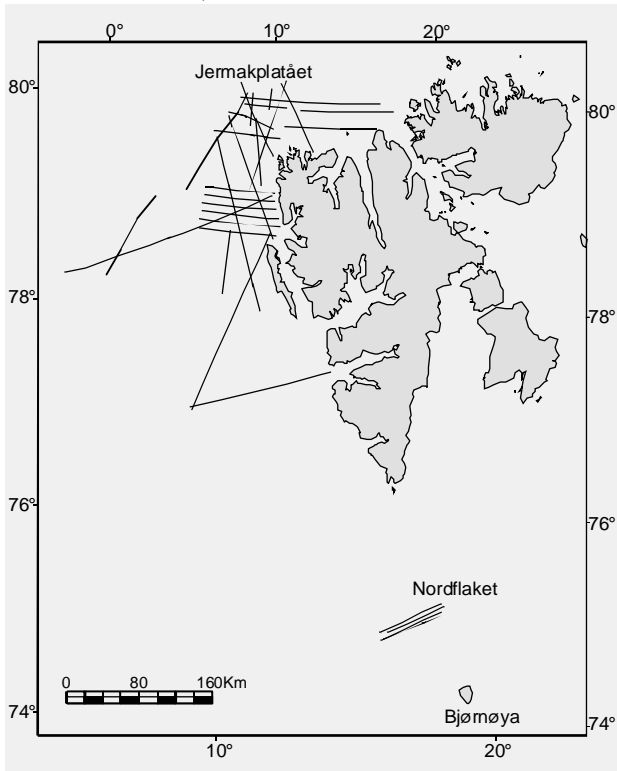
The Norwegian Petroleum Directorate acquired a total of 3,878 km 2D seismic during 1997.

**Coastal areas** - During the month of June, shallow seismic surveys were made of the stretch from Molde in the south to Beitstadfjorden in the north. Approximately 900 boat-kilometers of seismic data were collected (Figure 5.2.2.a). At the same time, registration of data from an extra small sound source was conducted to enable study of the geology just under the seabed. With the aid

**Figur 5.2.2.a**  
**Grunnseismiske undersøkelser på strekningen**  
**Molde - Beitstadfjorden**



**Figur 5.2.2.b**  
**Seismiske undersøkelser i Barentshavet Nord**



## 5.2 PROSJEKTER INNENFOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

### 5.2.1 STYRINGSSYSTEMER

#### Styring av samtidige prosjekter

Prosjektet er en videreføring av et prosjekt som ble startet i 1995, og som har som mål å identifisere risikoforhold ved samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter. Prosjektet har hatt følgende delmål:

- Vurdere mulig statistisk sammenheng mellom aktivitetsnivået og antall middels/store branner og gasslekkasjer.
- Kartlegge annen forskning på dette og tilgrensende områder.
- Utarbeide modeller som kan bidra til å forklare den observerte økningen i uønskede hendelser.

Gjennom dette prosjektet er det utviklet en bedre forståelse av mekanismene i styring av parallelle modifikasjons- og driftsaktiviteter. Oljedirektoratet har nytte av denne kunnskapen ved behandling av søknader om samtykke til ombygging av innretninger. Videre har prosjektet gitt nyttig bakgrunn for direktoratets tilsyn med operatørselskapenes tiltak for å hindre storulykker i virksomheten.

#### Risikonivået i petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet har i 1997 fått utført et arbeid av Preventor for å kartlegge den historiske risikoen i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i tidsrommet 1987-96, og for på dette grunnlag å gi en indikasjon på det risikobildet som kan ventes i de neste ti årene. Prosjektet har omfattet:

- faste og flyttbare produksjonsinnretninger
- flyttbare boreinnretninger, herunder forflytning av slike
- beredskaps-, forsynings- og ankerhånderingsfartøyer
- dykkerfartøyer
- rørleggings- og kranfartøyer
- helikoptertransport til og mellom innretningene
- rørledningstransport av olje og gass, samt oljetransport med tankskip

og har vurdert risiko knyttet til menneskers liv og helse, miljø og økonomiske verdier.

#### Erfaringer med bruk av risikoanalyse

Regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten bygger på forutsetningen om at industrien inntar en analytisk tilnærming til de forskjellige typer risiko. I 1997 har Oljedirektoratet finansiert et prosjekt, utført av Scanpower, som har hatt til hensikt å gi en oversikt over hvordan risikoanalyser gjennomføres i virksomheten og hvilke erfaringer industrien har høstet på dette området. Erfaringene fra prosjektet har bidratt til å styrke direktoratets kompetanse på områder risikoanalyse, og vil inngå i grunnlaget for tilsyn med operatørene aktiviteter på dette området.

#### Rammebetingelser for prosjektadministrasjon i petroleumsvirksomheten

Gjennom et prosjekt ved SEVU har Oljedirektoratet i 1997 økt sin kompetanse om styring og administrasjon av prosjekter i petroleumsvirksomheten. Behovet for økt kompetanse på dette området har sammenheng med den økte satsing på tilsynsvirksomhet rettet inn mot operatørselskapenes styringssystemer, og den planlagte nye forskrift som skal uttrykke myndighetenes krav til disse. Prosjektet har primært siktet mot intern kompetanseoppbygging i direktoratet, og har tilført verdifull kunnskap som vil inngå i arbeidet med den nye forskriften, samt gjennomføring av tilsyn på dette området.

#### Tilsyn med vedlikeholdsstyring i driftsfasen

Oljedirektoratet har i 1997 gjennomført et prosjekt for å styrke grunnlag for regelverksutvikling og tilsyn på området vedlikeholdsstyring. Prosjektet har kartlagt aktuelle strategier og metoder for vedlikehold, med hensyn til planlegging, organisering, oppfølging, samt rammer for vedlikehold i form av regelverk, standarder ol.

### 5.2.2 ARBEIDSMILJØ

#### Kartlegging av kreft risiko

Oljedirektoratet deltar med finansiell og faglig støtte i et prosjekt som er satt i gang av Kreftregisteret for å kartlegge kreft risiko blant ansatte i petroleumsvirksomheten til havs. Prosjektet støttes også finansielt av Oljeindustriens Landsforening, Landsorganisasjonen, Næringslivets Hovedorganisasjon og Kommunal- og regionaldepartementet.

Bakgrunnen for prosjektet er erkjennelsen av at en rekke fysiske, kjemiske og psykososiale arbeidsmiljøforhold er spesielle for petroleumsvirksomheten. Videre har organiseringen av arbeidet konsekvenser for kosthold, boforhold, sosialt liv og livsstil. Prosjektet tar sikte på å kartlegge hyppigheten av kreft blant tidligere og nåværende ansatte i virksomheten, og å undersøke om en eventuell overhyppighet kan relateres til arbeidsmiljøet og/eller sosiale forhold.

Arbeidet med å finne fram til hvem som har hatt, eller har, sin arbeidsplass på den norske kontinentalsokkelen er ferdigstilt. Disse arbeidstakerne vil bli fulgt opp i mange år framover med hensyn til utvikling av kreft, og det vil sannsynligvis ta mange år før det kan trekkes konklusjoner om arbeid på sokkelen medfører økt kreft risiko. Det er utarbeidet et spørreskjema som skal brukes til å kartlegge arbeidstakernes eksponering for mulig kreftfremkallende stoffer.

#### Registreringssystem for personskader

Oljedirektoratet har startet et arbeid med å utvikle et registreringssystem for personskader i petroleumsvirksomheten i samarbeid med Rikstrygdeverket. Arbeidet tar utgangspunkt i et system som er utviklet av Arbejds-tilsynet i Danmark. Metodeverktøyet ble innkjøpt i 1997, og er blitt videre bearbeidet med sikte på de nødvendige tilpasninger til norske forhold. En ny RTV-blankett er blitt

utarbeidet i samarbeid med Rikstrygdeverket, og personer som skal bruke det nye systemet har fått opplæring i dette. Det tas sikte på å ta det nye systemet i bruk i første halvår 1998.

Det nye registreringssystemet vil være mer tidsmessig og vil øke informasjonsverdien i Oljedirektoratets personskaderegister. Dette skaper økte muligheter for å systematisere data til bruk i prioritering av direktoratets tilsyn med virksomheten. Det vil også bli lettere å sammenholde data fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel med annen europeisk skadestatistikk.

## 5.2.3 BORING OG BRØNNTEKNOLOGI

### Brønnkontroll på store havdyp

Oljedirektoratet har deltatt sammen med en rekke operatørselskap og boreentreprenører i finansieringen av et prosjekt som er gjennomført av Rogalandsforskning for å utrede de spesielle problemene som knytter seg til brønnkontroll ved bore- og brønnoperasjoner på store havdyp.

Prosjektet ventes avsluttet i 1998, og har for direktoratets del gitt et betydelig bidrag til oppbygging av kompetanse på dette området. Erfaringer fra prosjektet vil inngå i grunnlaget for videreutvikling av regelverket og for planlegging og gjennomføring av tilsyn med operatører som forestår aktiviteter på store havdyp.

### Stokastisk modellering og kvantifisering av brønnsparke og utblåsningsrisiko ved leteboring

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt som Rogalandsforskning gjennomfører for Agip med mål å etablere en stokastisk modell for brønnsesifikk analyse av utblåsningsrisiko og for evaluering av risikoreducerende tiltak. Resultatene fra prosjektet skal bidra til å styrke beslutningsgrunnlaget ved utarbeidelse av boreprogram og til å identifisere og velge risikoreducerende tiltak som ivaretar såvel sikkerhet som kostnadseffektivitet.

I 1997 er første fase av prosjektet påbegynt, og ventes avsluttet i første kvartal 1998. Hele prosjektet er planlagt å avsluttes i 1999.

### Teknologiutvikling innenfor sikkerhetssystemer

Utviklingen innenfor elektronikk og signalbehandling går svært raskt, og Oljedirektoratet er opptatt av å opprettholde kompetanse for å vurdere stadig nye løsninger i forhold til regelverkets funksjonskrav med hensyn til påliteligheten av sikkerhetssystemene. Prosjektet ble startet i 1996 og videreført i 1997. SINTEF har stått for gjennomføringen av prosjektet, som har omfattet en vurdering av aktuelle løsninger for signaloverføring og -behandling, og blant annet har påvist flere potensielle problemer knyttet til pålitelighet og integritet i aktuelle tilstander og situasjoner. Det er også foretatt en gjennomgang og vurdering av aktuelle standarder på dette området.

## 5.2.4 PROSESSTEKNOLOGI

### Rammebetingelser, konstruksjon og operasjon av prosessanlegg

Oljedirektoratet har i 1997 gjennomført et prosjekt hos SEVU, som har hatt som formål å styrke kompetansen om olje- og gassprosessering som grunnlag for direktoratets rammesettende virksomhet på området prosesseteknologi. Prosjektet har omfattet kartlegging av internasjonale rammer (direktiver, etc.), relevante standarder, operasjonelle forhold og ny teknologi på området.

## 5.2.5 DYKKING

### Væsketap ved dykking

Prosjektet bygger på erfaring fra tidligere prosjekter om teknisk-operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner, som har påvist til dels betydelig væsketap hos enkelte dykkere under operasjonell dykking. Resultatene fra prosjektet som ble gjennomført ved NUTEC i 1997, konkluderer med at størrelsen på væsketapet under dykking med varmtvannsdrakt er betinget av de termiske forhold knyttet til temperaturen på varmtvannet og ikke av individuelle forhold. Resultater og anbefalinger fra prosjektet blir brukt i Oljedirektoratets behandling av saker knyttet til blant annet oppholdstid i vann.

### Hyperbar evakuering

Oljedirektoratet har i 1997 fått gjennomført et prosjekt ved SINTEF, hvor formålet har vært å utvikle retningslinjer for sikre, effektive og praktiske løsninger for hyperbar evakuering basert på dagens livbåter. Prosjektrapporten inneholder anbefalinger med hensyn til nødvendig beslutningsgrunnlag for den enkelte hyperbare livbåt i en aktuell operasjon, og om områder hvor det er behov for forbedringer av dagens løsninger.

## 5.2.6 MATERIALTEKNOLOGI

### Mekaniske koplinger på stigerør over vann

Prosjektet har sin bakgrunn i at selskapene i økende grad planlegger å benytte mekaniske koplinger på stigerør over vann, hvor det tidligere har vært benyttet sveiste forbindelser. Prosjektet er en videreføring av et prosjekt som startet i 1996, og ble avsluttet i 1997. I første fase av prosjektet fikk Oljedirektoratet belyst hvilke vurderinger som bør gjennomføres for å kunne bedømme om en mekanisk kopling er sikkerhetsmessig likeverdig med en sveist forbindelse. Konsulenten som har gjennomført oppdraget, har også foreslått krav til testing i forbindelse med installering og bruk, samt tilstandskontroll i bruksfasen. I 1997 ble prosjektet utvidet til også å omfatte mekaniske koplinger på dynamiske stigerør til flytende innretninger. Videre ble industriens kommentarer til prosjektets første fase innhentet og vurdert.

### **Bruk av lettbetong i petroleumsvirksomheten**

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om bruken av lettbetong til forskjellige formål innenfor bygg- og anleggsvirksomhet med sikte på å øke kunnskapen om mulighetene for bruken av lettbetong i petroleumsvirksomheten til havs. I prosjektet har det vært gjort undersøkelser av betongens bestandighet ved å overvåke strømdrenasje til armeringen og ved å teste kjerneprøver fra eksisterende betongbroer i Norge. Eksperimentene er gjennomført av Sintef Bygg og Miljøteknikk, og gir viktige bidrag til utarbeidelse av dimensjoneringskriterier for katodisk beskyttelse og overdekning av armering i lettbetongkonstruksjoner.

### **Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger**

På bakgrunn av et tidligere forskningsprosjekt om pålitelighetsbaserte metoder for beregning av rørledninger, gjennomførte Oljedirektoratet i 1997 et prosjekt for å evaluere resultatene fra dette. Arbeidet ble utført av Advanced Mechanics & Engineering Ltd i Storbritannia, og hadde som formål å vurdere om de foreslåtte metoder er tilstrekkelige til å legges til grunn ved konstruksjon av rørledninger. Oljedirektoratet vil blant annet legge denne evalueringen til grunn i forbindelse med vurderinger av NORSOK- og ISO-standarder i forhold til regelverkskrav på dette området.

### **Disponering av betonginnretninger**

Oljedirektoratet har i 1997 deltatt i et prosjekt ledet av firmaet Dr tech O Olsen AS, med sikte på å vurdere muligheten for å få eksisterende betonginnretninger flytende for fjerning, uten å måtte fjerne dekkсанlegget eller foreta andre omfattende arbeider. Vurderingene er foretatt med Gullfaks A som eksempel for de detaljerte beregningene. De foreløpige konklusjonen tyder på at det vil kunne være teknisk mulig å fjerne innretningene ved å reversere installasjonsprosessen. De største utfordringene er knyttet til beregning av vekten på dekkсанlegget, plugging av hull i boreskiftet, og til usikkerhet om i hvilken grad rørsystemer som ble brukt under installasjonen vil kunne brukes igjen.

## **5.2.7 INFORMASJONSTEKNOLOGI**

### **Boredatabasen – DDRS**

Blant annet med bakgrunn i uttrykte behov fra operatørselskapene, har Oljedirektoratet i 1997 gjennomført et prosjekt for å legge til rette for tilgang til data fra direktoratets boredatabase (DDRS). Arbeidet er utført av ISI A/S, og har omfattet kartlegging av ulike alternativer for ekstern tilgang til databasen.

## 6. Organisasjon

### 6.1 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 petroleumsforekomster, 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 petroleumsforekomster på Svalbard, kgl res 25. mars 1988

### 6.2 ORGANISASJONSENDRINGER

Divisjon for ressursforvaltning ble omorganisert fra 1.1.1997. Strategi- og planavdelingen ble omgjort til stabsavdeling. Ansvar for internasjonalt samarbeid ble lagt til en ny stabsenhet, Internasjonalt samarbeid. Divisjonen fikk også en ny prosjektavdeling, Prognose- og ressursanalyseavdelingen. Videre ble det opprettet to stillinger som prosjektkoordinator i Leteavdelingen.

Avdelingskontoret i Harstad ble fra 1. mai omgjort til en avdeling under Divisjon for ressursforvaltning.

### 6.3 PERSONALE

366 tilsatte var i tjeneste ved utgangen av 1997. 18 medarbeidere hadde tjenestefri.

Det ble tilsatt 18 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom sju fra oljeindustrien eller virksomhet med tilknytning til oljeindustrien, fire fra annen privat virksomhet, fem fra offentlig virksomhet, og to var nyutdannede.

28 medarbeidere har fratrudd sine stillinger, herav 7 som pensjonister. Det utgjør 7,9 prosent av stillingene.

Det har i 1997 vært økt satsing på en helhetlig kompetanseutvikling. Oljedirektoratet har med utgangspunkt i enhetenes kompetansebehov og -planer startet en prosess som skal sikre et optimalt samarbeid innenfor fag,

ledelse, styrings- og arbeidsprosesser og relasjonsbygging i hele direktoratet.

### 6.4 LOKALER

Tilbygget på ca 3000 m<sup>2</sup> ble ferdigstilt i september og tatt i bruk i forbindelse med H M Kong Haralds besøk 17.10.1997.

### 6.5 BUDSJETT/ØKONOMI

#### Utgifter

Til Oljedirektoratets drift er det i 1997 benyttet kr 263 552 850,-.

Beløpet fordeler seg slik:

Driftsbudsjett	kr	222 541 863,-
Tilsynsutgifter	"	11 980 524,-
Geologiske og geofysiske undersøkelser	"	29 030 463,-
<b>Totalt</b>	<b>kr</b>	<b>263 552 850,-</b>

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 138 912 783,- bygnings drift og leie av lokaler kr 27 513 881,- og innsamling av meteorologiske og oceanografiske data i Barentshavet kr 497 144,-. Konsulentbistand beløper seg til kr 5 997 012,- for Divisjon for ressursforvaltning, kr 3 140 843,- for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø og kr 161 032,- for Administrasjonsavdelingen.

Den resterende del dekker utgifter til reiser, opplæring, edb-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Utover ordinær drift ivaretar Oljedirektoratet følgende:

Samarbeidsprosjekter	kr	3 040 761,-
Administrering av forskningsprogram	"	950 736,-
Tilskudd til stiftelsen PETRAD	"	1 000 000,-
Prosjektsamarbeid overfor Øst-Europa	"	1 200 706,-

#### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub>-avgifter på til sammen kr 9 856 897 201,- har direktoratet mottatt kr 86 235 288,- i inntekter:

Undersøkellesgebyr	kr	1 700 000,-
Oppdragsinntekter	"	1 449 798,-
Refusjon av kontrollutgifter	"	58 974 291,-
Salg av publikasjoner	"	4 608 236,-
Barnehage - foreldrebetaling/off. tilskudd	"	2 703 928,-
Ymse inntekter	"	1 412 041,-
Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	"	650 730,-
Refusjon fra Rikstrygdeverket	"	1 487 116,-
Refusjon fra andre statsetater	"	4 169 806,-
Salg av seismiske data	"	6 931 582,-
Samarbeidsprosjekter	"	2 147 760,-
<b>Totalt</b>	<b>kr</b>	<b>86 235 288,-</b>

### 6.6 INFORMASJON

Årsberetningen har en sentral plass i Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet. Det samme har kontinentalsokkelkartet, som ble utgitt med utvinningstillatelse á jour per 1. juni 1997. I tillegg utgav direktoratet en rekke publikasjoner, som er nevnt under neste punkt. Det ble sendt ut 67 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning



av letebrønner. Internbladet "Oss Direkte" kom som planlagt med fire utgaver.

Oljedirektoratets hjemmeside på Internett kan leses på <http://www.npd.no> og inneholder blant annet spesialrapporter og informasjon om direktoratets arbeidsområder. Pressemeldinger, ledige stillinger og referanser til nye publikasjoner legges inn fortløpende. Informasjonen finnes 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 25800 oppslag på hjemmesiden per måned, halvparten fra Norge, resten fordelt på 65 nasjoner.

Referansedatabasen OIL ble gjort gratis tilgjengelig på Internett på <http://www.interpost.no/oil> og oppdateres ukentlig. Den inneholder ca 50.000 referanser til nordisk petroleumlitteratur, som kan lånes fra Oljedirektoratets bibliotek. Databasen har fått positiv omtale fra oljenæringen og hadde i gjennomsnitt 2750 oppslag per måned.

Det ble behandlet nærmere 600 henvendelser om dokumentinnsyn etter offentlighetsloven. Det er det høyeste antall henvendelser til nå på 90-tallet.

## 6.7 PUBLIKASJONER UTGITT I 1997

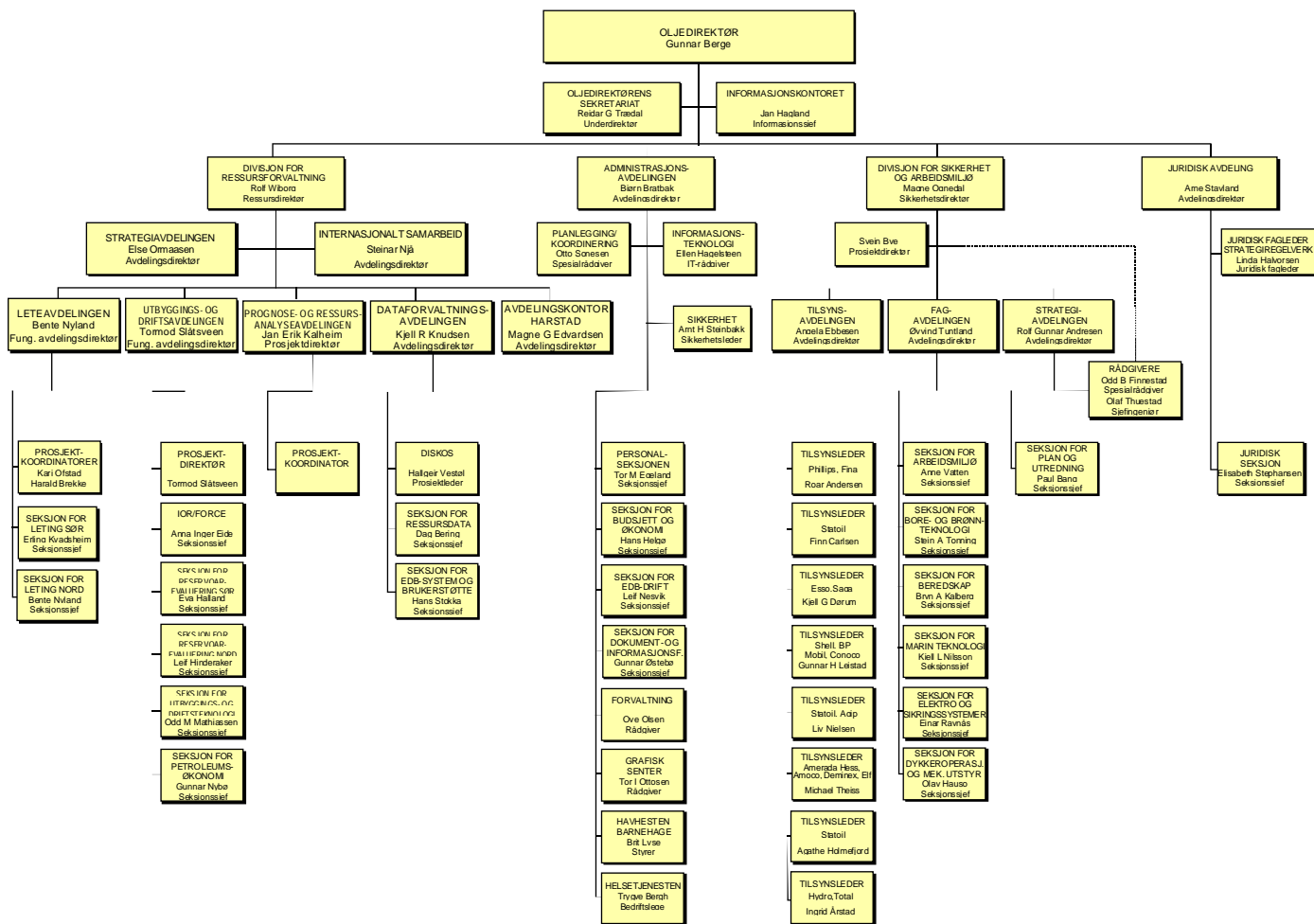
### Lover, forskrifter, veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1997. Samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1. april 1997.
- Lov om petroleumsvirksomhet
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift om Petroleumsregisteret
- Forskrift om sikkerhet i petroleumsvirksomheten
- Forskrift om styringssystem for å etterleve myndighetskrav mv
- Forskrift om refusjon av utgifter for tilsyn med sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning mv
- Sammenligning av ulike lands regelverk for dykking

### Andre publikasjoner

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- 1001 brønn
- Oljedirektoratets årsberetning 1996
- NPD Annual report 1996
- Jet-fire resistance test of passive fire protection materials
- Requirements for use of Mechanical Connections on the Pipeline Side of Risers Above the Water
- Rapport fra dykkedatabasen DSYS 1996
- Væsketap ved dykking
- Sammenligning av ulike lands regelverk for dykking
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1996
- Funn på norsk kontinentalsokkel
- Discoveries on the Norwegian continental shelf
- Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel
- Petroleum resources on the Norwegian continental shelf
- Klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel
- Classification of petroleum resources on the Norwegian continental shelf
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells
- Borehole list - Exploration Drilling
- Development Wells
- Økt oljeutvinning (IOR)
- Improved Oil Recovery (IOR)

## 6.8 ORGANISASJONSTABLÅ





## 7. Statistikk og oversikter

### 7.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

#### 7.1.1 NYE UNDERSØKELSESTILLATELSER

Det er per 31. desember 1997 tildelt 247 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1997:

Selskap	Tillatelsesnr
Norske Conoco AS	242
A/S Norske Shell	243
Geoteam AS	244
Nopec International ASA	245
Surface Geochemical Services AS	247

#### 7.1.2 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31. desember 1997 er det gitt 306 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell 7.1.2 er det i 1997 gitt 6 slike tillatelser.

#### 7.1.3 NYE UTVINNINGSTILLATELSER

Utvinningsstillatelser i forbindelse med Barentshavprosjektet ble tildelt 30. mai 1997. Tildeling av areal til selskapene

foregikk ved en av to følgende modeller: Tildeling av utvinningsstillatelser under Modell I følger tidligere etablert praksis for tildelinger på norsk kontinentalsokkel. Ved tildeling av utvinningsstillatelser under Modell II ble vilkårene fastlagt i tråd med etablert praksis for tildelinger på norsk kontinentalsokkel, men med enkelte modifikasjoner. Selskapene har i første omgang fått definert et større område (seismikkområdet), der det skal gjennomføres en seismisk arbeidsforpliktelse innen en tidsperiode. Når den seismiske arbeidsforpliktelsen er gjennomført, fastlegger rettighetshaverne etter søknad og på hvilken som helst tidspunkt innen utløpet av den initiale periode, men etter departementets samtykke, det geografiske området for utvinningsstillatelsene.

Tildelingen besto av 16 utvinningsstillatelser, tre utvinningsstillatelser under Modell I og tretten utvinningsstillatelser (fordelt på 4 seismikkområder) under Modell II. Seks selskaper fikk tildelt operatørskap. Saga fikk to og Hydro, Elf, Mobil, Agip og Statoil fikk ett hver, se tabell 7.1.3.a.

En oversikt over tildelingsrunder med utvinningsstillatelser, tildelt areal, tilbakelevert og nåværende areal vises i tabell 7.1.3 b. Tabell 7.1.3.c viser norske og utenlandske andeler i tildelingsrundene. Rettighetshavere, operatører og andre opplysninger om aktive utvinningsstillatelser vises i tabell 7.1.6.

Tabell 7.1.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo- fysikk	Geo- logi	Andre	
301/97	Universitetet i Bergen			Multikanals Refleksjons- seismikk	Norskerenna
302/97	Universitetet i Tromsø	X	X	Marine- geologisk	Balsfjorden og Malangen
303/97	Universitetet i Bergen	X			Beitstadfjorden
304/97	Wegener Institut für Polar und Meeresforschung	X	X	Oceanografisk Biologisk	Vest og nord for Svalbard og Norskehavet
305/97	Norges Geologiske Undersøkelse	X		Grunn- seismikk	Troms – Ramsundet og Tjeldsundet
306/97	Ocean Drilling Program			Paleocean- ografisk	Bouvetøya

Tabell 7.1.3.a

Tildelinger: Barentshavprosjektet

Utv till	Tildelt Gyldig til:	Blokker:	Rettighetshavere:	Andel:	SDØE:			
221	97/05/30 07/05/15		Elf Petroleum Norge AS	10,000000				
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000				
	Mobil Development Norway AS		15,000000					
	Saga Petroleum ASA		10,000000					
	Den norske stats oljeselskap a.s		45,000000	(30,000)				
222	97/05/30 07/05/15		Elf Petroleum Norge AS	10,000000				
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000				
	Mobil Development Norway AS		15,000000					
	Saga Petroleum ASA		10,000000					
	Den norske stats oljeselskap a.s		45,000000	(30,000)				
223	97/05/30 07/05/15		Elf Petroleum Norge AS	10,000000				
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000				
	Mobil Development Norway AS		15,000000					
	Saga Petroleum ASA		10,000000					
	Den norske stats oljeselskap a.s		45,000000	(30,000)				
224	97/05/30 05/05/15	7217/ 9	O	Elf Petroleum Norge AS	30,000000			
				Mobil Development Norway AS	25,000000			
			7218/ 7	Phillips Petroleum Company Norway	25,000000			
			7218/ 8	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	(20,000)		
			7218/10					
			7218/11					
225	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000				
			Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000				
	Neste Petroleum AS		10,000000					
	O		Saga Petroleum ASA	20,000000				
	Den norske stats oljeselskap a.s		40,000000	(20,000)				
226	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000				
			Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000				
	Neste Petroleum AS		10,000000					
	O		Saga Petroleum ASA	20,000000				
	Den norske stats oljeselskap a.s		40,000000	(20,000)				
227	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000				
			Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000				
	Neste Petroleum AS		10,000000					
	O		Saga Petroleum ASA	20,000000				
	Den norske stats oljeselskap a.s		40,000000	(20,000)				
228	97/05/30 05/05/15	7222/ 6	O	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000			
				Saga Petroleum ASA	30,000000			
			7222/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)		
			7222/11					
			7222/12					
			7223/ 4					
		7223/ 5						
		7223/ 6						
		229	97/05/30 05/05/15	7122/ 7	O	Norsk Agip AS	25,000000	
						Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			7122/ 9	Neste Petroleum AS	15,000000			
			7122/10	Phillips Petroleum Company Norway	25,000000			
			7123/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	(20,000)		

Utv till	Tildelt Gyldig til:	Blokker:	Rettinghavere:	Andel:	SDØE:
230	97/05/30 07/05/15		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	O	Mobil Development Norway AS	20,000000		
		Saga Petroleum ASA	15,000000		
		Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)	
231	97/05/30 07/05/15		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	O	Mobil Development Norway AS	20,000000		
		Saga Petroleum ASA	15,000000		
		Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)	
232	97/05/30 07/05/15		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	O	Mobil Development Norway AS	20,000000		
		Saga Petroleum ASA	15,000000		
		Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)	
233	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
		Saga Petroleum ASA	20,000000		
	O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)	
234	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
		Saga Petroleum ASA	20,000000		
	O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)	
235	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
		Saga Petroleum ASA	20,000000		
	O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)	
236	97/05/30 07/05/15		Norsk Agip AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
		Saga Petroleum ASA	20,000000		
	O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)	

**Tabell 7.1.3.b**
**Utvinningsstillatelser og arealer per 31.12.1997**

Tildelings runde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker *		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb.lev. km <sup>2</sup>	Areal utv.till. km <sup>2</sup>
			Tildelt	Tilbakelevert			
1.	1.9.1965	001-021	74	59	39842,476	37018,724	2823,752
	7.12.1965	022-022	4	4	2263,565	2263,565	
ur.	25.8.1995	018B	1		102,503		102,503
	12.9.1977	019B	2		617,891	152,037	465,854
2.	23.5.1969	023-031	9	2	4107,833	2682,948	1424,885
	30.5.1969	032-033	2		746,285	376,906	369,379
	14.11.1969	034-035	2		1024,529	564,837	459,692
	11.6.1971	036-036	1		523,937	326,571	197,366
ur.	10.8.1973	037-037	2		586,834	295,157	291,677
3.	1.4.1975	038-040					
		og 042	7	5	1840,547	1665,310	175,237
	1.6.1975	041	1	1	488,659	488,659	

Tildelingsrunde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker *		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb.Jev. km <sup>2</sup>	Areal utv.till. km <sup>2</sup>
			Tildelt	Tilbakelevert			
	6.8.1976	043	2		604,558	555,553	49,005
	27.8.1976	044	1		193,076	90,417	102,659
	3.12.1976	045-046	4	2	1270,682	814,708	455,974
	7.11.1977	047	2	2	368,363	368,363	
	18.2.1977	048	2	1	321,500	203,498	118,002
	23.12.1977	049	1	1	485,802	485,802	
ur.	16.6.1978	050	1		500,509	151,962	348,547
ur.	11.8.1995	050B	1		98,403		98,403
4.	6.4.1979	051-058	8	2	4007,887	2663,296	1344,591
5.	18.1.1980	059-061	3	3	1108,078	1108,078	
	27.3.1981	062-064	3	1	1099,522	876,292	223,230
	23.4.1982	073-078	6	2	2311,912	1890,425	421,487
6.	21.8.1981	065-072	9	3	3218,945	2263,008	955,937
ur.	20.8.1982	079-079	1		102,167		102,167
7.	10.12.1982	080-084	5	5	2082,966	2082,966	
ur.	8.7.1983	085-085	3		1621,160	725,816	795,344
ur.	11.9.1992	085B	2		27,166		27,166
8.	9.3.1984	086-100	17	3	6338,273	4383,944	1954,329
9.	1.3.1985	101-111	13	3	5293,054	3709,722	1583,332
ur.	26.7.1985	112-112	1		260,215	249,821	10,394
10a	23.8.1985	113-120	9	2	3075,433	2334,158	741,275
ur.	11.8.1995	114B	1		11,059		11,059
10b	28.2.1986	121-128	9	3	3828,258	2922,587	905,671
ur.	11.7.1986	129-129	1	1	225,393	225,393	
11.	10.4.1987	130-137	11	7	4163,711	3873,036	290,675
	29.5.1987	138-142	11	8	2975,807	2629,076	346,731
12a	8.7.1988	143-153	16	2	4701,019	2223,615	2477,404
12b	9.3.1989	154-162	13	7	5031,262	3253,553	1777,709
13.	1.3.1991	163-184	36	12	12076,889	4739,505	7337,384
ur.	13.9.1991	185-185	1		25,535		25,535
14.	10.9.1933	186-202	31		10509,915		10509,915
15.	2.2.1996	203-220	47		17405,807		17405,807
BHP	30.5.1997	221-236	19		5182,108		5182,108
			395	141	152571,493	90713,882	61857,611

\* blokk eller del av blokk                      ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

**Tabell 7.1.3.c**
**Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler ved tildeling**

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenlandsk	norsk	utenlandsk
1	1965	78	8	92	0	100
2	1969-1971	14	15	85	0	100
Statfjord (037)	1973	2	52	48	0	100
3	1974-1978	22	58	42	63	37
Utv.till. 018B	1995	1	8	92	0	100
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenlandsk	norsk	utenlandsk
Gullfaks (050)	1978	1	100	0	100	0
Utv.till. 050B	1995	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	50	50
Oseberg (079)	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Troll (085)	1983	3	100	0	100	0
Utv.till. 085B	1992	2	69	31	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	60	40	55	45
Utv.till. 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
Utv.till. 114B	1995	1	90	10	100	0
10B	1986	9	65	35	56	44
Utv.till. 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	42	38	62
12B	1989	13	64	36	67	33
13	1991	36	66	34	64	36
Utv.till. 185	1991	1	69	31	100	0
14	1993	31	68	32	100	0
15	1996	47	53	47	44	56
Barentshav-prosjektet	1997	19	56	44	69	31

## 7.1.4 ANDELSEVERDRAGELSER OG OPERATØRENDRINGER

### Andelsoverdragelser

I løpet av 1997 er 47 andelsoverdragelser godkjent i henhold til i lov 22.3.1985 nr 11 eller lov 29.11.1996 nr 72 om petroleumsvirksomhet. Disse er vist i tabell 7.1.4.

### Operatørendringer

Sju operatørendringer er godkjent i 1997:

#### *Utvinningsstillatelse 025*

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Elf Petroleum Norge AS 1. januar 1998.

#### *Utvinningsstillatelse 036*

Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS overtok operatøransvaret fra Elf Petroleum Norge AS 22. desember 1997.

#### *Utvinningsstillatelse 048*

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Norsk Hydro Produksjon AS 27. januar 1997.

#### *Utvinningsstillatelse 065*

Operatør: BP Petroleum Dev. Of Norway AS overtok operatøransvaret fra Elf Petroleum Norge AS 27. juni 1997.

#### *Utvinningsstillatelse 142*

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Elf Petroleum Norge AS 30. mai 1997.

#### *Utvinningsstillatelse 186*

Operatør: Saga Petroleum ASA overtok operatøransvaret fra Amoco Norway AS 4. juli 1997.

#### *Utvinningsstillatelse 196*

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra BP Petroleum Dev. Of Norway AS 30. november 1997.



**Tabell 7.1.4**
**Andelsoverdragelser 1997**

N=Nordsjøen, M=Norskehavet, B=Barentshavet

Utv.till	Fra:	Til:	Andel:	Dato:	Område:
009	Elf Rex Norge AS	Elf Petroleum Norge AS	3,420000 %	97.02.24	N
011	Amoco Norway Oil Company	Norske Conoco A/S	20,000000 %	97.01.01	N
018	Elf Rex Norge AS	Elf Petroleum Norge AS	0,855000 %	97.01.01	N
018B	Elf Rex Norge AS	Elf Petroleum Norge AS	0,855000 %	97.01.01	N
019	Norske Conoco A/S	BP Petroleum Dev. of Norway AS	10,000000 %	97.05.15	N
019	Den norske stats oljeselskap a.s	BP Petroleum Dev. of Norway AS	12,500000 %	97.11.06	N
019B	Norske Conoco A/S	BP Petroleum Dev. of Norway AS	9,375000 %	97.05.15	N
019B	Den norske stats oljeselskap a.s	BP Petroleum Dev. of Norway AS	20,000000 %	97.11.06	N
025	Total Norge AS	Den norske stats oljeselskap a.s	15,000000 %	97.10.13	N
025	Elf Petroleum Norge AS	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000 %	97.01.01	N
036	Elf Petroleum Norge AS	Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000 %	97.12.22	N
048	Elf Petroleum Norge AS	Den norske stats oljeselskap a.s	4,500000 %	97.01.01	N
048	Norsk Hydro Produksjon AS	Den norske stats oljeselskap a.s	8,000000 %	97.01.27	N
048	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	2,500000 %	97.02.12	N
048	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Elf Petroleum Norge AS	4,500000 %	97.06.27	N
048	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	3,900000 %	97.11.06	N
065	Den norske stats oljeselskap a.s	BP Petroleum Dev. of Norway AS	10,000000 %	97.02.12	N
065	Elf Petroleum Norge AS	BP Petroleum Dev. of Norway AS	16,667000 %	97.06.27	N
092	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Saga Petroleum ASA	2,000000 %	97.04.24	M
093	Den norske stats oljeselskap a.s	BP Petroleum Dev. of Norway AS	7,560000 %	97.11.06	M
115	Den norske stats oljeselskap a.s	Deminex Norge AS	27,000000 %	97.04.18	N
120	Den norske stats oljeselskap a.s	Norsk Hydro Produksjon AS	3,000000 %	97.01.27	N
120	Elf Petroleum Norge AS	Norsk Hydro Produksjon AS	2,000000 %	97.12.22	N
121	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Saga Petroleum ASA	2,000000 %	97.04.24	M
142	Elf Petroleum Norge AS	Saga Petroleum ASA	20,000000 %	97.05.29	N
142	Elf Petroleum Norge AS	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000 %	97.05.29	N
143	Den norske stats oljeselskap a.s	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000 %	97.10.13	N
144	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Enterprise Oil Norw. AS	25,000000 %	97.11.13	N
152	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 %	97.11.06	N
164	Norske Conoco A/S	Amoco Norway Oil Company	10,000000 %	97.02.24	N
186	Amoco Norway AS	Saga Petroleum ASA	10,000000 %	97.04.22	N
187	Norsk Hydro Produksjon AS	Den norske stats oljeselskap a.s	10,000000 %	97.10.13	N
190	Den norske stats oljeselskap a.s	Elf Petroleum Norge AS	10,000000 %	97.01.01	N
193	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	15,000000 %	97.11.06	N
193	Norsk Hydro Produksjon AS	Elf Petroleum Norge AS	5,000000 %	97.12.22	N
195	Den norske stats oljeselskap a.s	Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000 %	97.10.13	N
196	Norsk Hydro Produksjon AS	Den norske stats oljeselskap a.s	5,000000 %	97.10.13	N
196	BP Petroleum Dev. of Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	25,000000 %	97.11.06	N
201	Den norske stats oljeselskap a.s	Norsk Agip AS	5,000000 %	97.03.13	B
201	Den norske stats oljeselskap a.s	Neste Petroleum AS	5,000000 %	97.03.13	B
201	Den norske stats oljeselskap a.s	Enterprise Oil Norwegian AS	5,000000 %	97.03.13	B

**7.1.5 TILBAKELEVERINGER/OPPGIVELSER**

Det har vært 16 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1997. I to av utvinningstillatelsene ble hele arealet tilbakelevert. Dette er vist i tabell 7.1.5.

**Tabell 7.1.5**
**Tilbakeleveringer**

Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km <sup>2</sup>	Tilb.levert areal km <sup>2</sup> i 1997	Areal i utv. till. km <sup>2</sup>
019B	BP	2/1, 7/12	617,890	152,037	465,854
038	Saga	15/12	442,226	61,841	134,243
062	Statoil	6507/11	436,310	8,750	59,798
069	Saga	7/8	558,364	113,650	108,123
074	Statoil	6407/2	440,392	40,955	170,221
086	Saga	6/3	594,788	35,142	21,579
101	Agip	16/10	546,986	54,574	180,252
116	Saga	15/12	188,465	14,714	79,044
127	Elf	6607/12	419,895	65,894	144,441
134	Statoil	6506/11	436,310	217,803	218,507
142	Elf	29/9, 30/7, 30/10	512,309	258,319	253,990
143	BP	1/2	319,068	161,060	158,008
146	Saga	2/4	221,748	111,860	109,888
147	Shell	3/7, 3/8	467,778	234,868	232,910
164	BP	2/1, 7/12, 8/10	783,712	783,712	0,0
170	Hydro	30/6	174,407	174,407	0,0

## 7.1.6 RETTIGHETSHAVERE I AKTIVE UTVINNINGSTILLATELSER

Tabell 7.1.6

Rettighetshavere i utvinningstillatelser per 1. Januar 1998

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
001	65/09/01 11/09/01	25/11	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
001 P	65/09/01 11/09/01	16/ 1	Enterprise Oil Norwegian AS O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000 50,000000	
006	65/09/01 11/09/01	2/ 5 2/ 8 3/ 4	Amerada Hess Norge AS O Amoco Norway Oil Company Elf Petroleum Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS	28,333333 28,333333 15,000000 28,333333	
008	65/09/01 11/09/01	2/ 6	Amerada Hess Norge AS O Saga Petroleum ASA	50,000000 50,000000	
009	65/09/01 11/09/01	9/ 5	O Elf Petroleum Norge AS Phillips Petroleum Company Norway Total Norge AS	69,032000 14,780000 16,188000	
011	65/09/01 11/09/01	1/ 3 1/ 6 1/ 6 1/ 6	O A/S Norske Shell Amoco Norway Oil Company Norske Conoco A/S	50,000000 30,000000 20,000000	
018	65/09/01 28/12/31	1/ 5 2/ 4 2/ 7 7/11	Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Fina Production Licenses AS Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS O Phillips Petroleum Company Norway Saga Petroleum ASA Total Norge AS	1,000000 8,449000 30,000000 13,040000 6,700000 36,960000 0,304000 3,547000	
018 B	95/08/25 98/12/31	1/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Fina Production Licenses AS Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS O Phillips Petroleum Company Norway Saga Petroleum ASA Total Norge AS	1,000000 8,449000 30,000000 13,040000 6,700000 36,960000 0,304000 3,547000	
019	65/09/01 11/09/01	7/12	AS Pelican O BP Petroleum Dev. of Norway AS Svenske Petroleum Exploration AS	5,000000 80,000000 15,000000	
019 B	77/09/12 11/09/01	2/ 1 7/12 7/12	AS Pelican O BP Petroleum Dev. of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Norske AEDC A/S Norske MOECO A/S	4,000000 56,000000 30,000000 5,000000 5,000000	(30,000)
024	69/05/23 15/05/23	25/ 1	Den norske stats oljeselskap a.s O Elf Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS	20,000000 26,420000 32,870000 20,710000	
025	69/05/23 15/05/23	15/ 3	Elf Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS O Den norske stats oljeselskap a.s Total Norge AS	33,200000 10,000000 35,000000 21,800000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %	
026	69/05/23	25/ 2		Den norske stats oljeselskap a.s	5,000000	
	15/05/23		O	Elf Petroleum Norge AS	41,420000	
				Norsk Hydro Produksjon AS	32,870000	
				Total Norge AS	20,710000	
027	69/05/23	25/ 8	O	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
	15/05/23					
027 P	69/05/23	25/ 8		Enterprise Oil Norwegian AS	50,000000	
	15/05/23		O	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000	
028	69/05/23	25/10	O	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
	15/05/23					
028 P	69/05/23	25/10		Enterprise Oil Norwegian AS	50,000000	
	15/05/23		O	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000	
029	69/05/23	15/ 6	O	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
	15/05/23					
031	69/05/23	2/10		Fina Production Licenses AS	30,000000	
	15/05/23			Norsk Agip AS	18,260000	
			O	Phillips Petroleum Company Norway	51,740000	
032	69/05/30	2/ 9		Amerada Hess Norge AS	35,000000	
	15/05/30		O	Amoco Norway Oil Company	25,000000	
				Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
				Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
033	69/05/30	2/11		Amerada Hess Norge AS	25,000000	
	15/05/30		O	Amoco Norway Oil Company	25,000000	
				Elf Petroleum Norge AS	25,000000	
				Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
034	69/11/14	30/ 5	O	A/S Norske Shell	100,000000	
	15/11/14					
035	69/11/14	30/11	O	A/S Norske Shell	100,000000	
	15/11/14	30/11				
036	71/06/11	25/ 4		Elf Petroleum Norge AS	18,702000	
	21/06/11			Marathon Petroleum Norge AS	46,904000	
			O	Norsk Hydro Produksjon AS	21,920000	
				Saga Petroleum ASA	6,611000	
				Total Norge AS	5,541000	
				Ugland Construction Company AS	0,322000	
037	73/08/10	33/ 9		A/S Norske Shell	10,000000	
	09/08/10	33/ 9		Amerada Hess Norge AS	1,041667	
		33/12	O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
				Enterprise Oil Norwegian AS	1,041667	
				Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,000000	
				Mobil Development Norway AS	15,000000	
				Norske Conoco A/S	11,041667	
				Saga Petroleum ASA	1,875000	
038	75/04/01	15/12		Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
	11/04/01	15/12	O	Saga Petroleum ASA	35,000000	
040	75/04/01	29/ 9		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	11/04/01	30/ 7		Elf Petroleum Norge AS	28,800000	
			O	Norsk Hydro Produksjon AS	6,800000	
				Total Norge AS	14,400000	
043	76/08/06	29/ 6		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	12/08/06	30/ 4	O	Total Norge AS	50,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %	
044	76/08/27	1/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	71,880000	(30,000)	
	12/08/27		Fina Production Licenses AS	15,000000		
			Norsk Agip AS	13,120000		
046	76/12/03	15/ 8	O Den norske stats oljeselskap a.s	52,600000	(34,400)	
	14/09/03	15/ 8	Elf Petroleum Norge AS	9,000000		
		15/ 9	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	28,000000		
			Norsk Hydro Produksjon AS	9,400000		
			Total Norge AS	1,000000		
048	77/02/18	15/ 5	Norsk Hydro Produksjon AS	9,300000	(30,000)	
	13/02/18		O Den norske stats oljeselskap a.s	68,900000		
				Elf Petroleum Norge AS		21,800000
050	78/06/16	34/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	85,000000	(73,000)	
	16/06/30		Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000		
				Saga Petroleum ASA		6,000000
050 B	95/08/11	34/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	85,000000	(73,000)	
	01/08/11		Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000		
				Saga Petroleum ASA		6,000000
051	79/04/06	30/ 2	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(31,400)	
	15/04/06		Norske Conoco A/S	25,000000		
				Total Norge AS		25,000000
052	79/04/06	30/ 3	Deminex Norge AS	11,250000	(37,000)	
	15/04/06	30/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000		
			Petro-Canada Norge AS	9,000000		
			Norske Deminex AS	2,250000		
			Svenske Petroleum Exploration AS	4,500000		
		Total Norge AS	18,000000			
053	79/04/06	30/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s	59,400000	(45,400)	
	17/04/06	30/ 6	Elf Petroleum Norge AS	9,333000		
			Mobil Development Norway AS	7,000000		
			O Norsk Hydro Produksjon AS	12,250000		
			Saga Petroleum ASA	7,350000		
		Total Norge AS	4,667000			
054	79/04/06	31/ 2	A/S Norske Shell	25,900000	(40,800)	
	30/09/30		O Den norske stats oljeselskap a.s	58,800000		
				Elf Petroleum Norge AS		3,104500
				Norsk Hydro Produksjon AS		4,900000
				Norske Conoco A/S		5,191020
		Total Norge AS	2,104480			
055	79/04/06	31/ 4	Den norske stats oljeselskap a.s	46,000000	(33,400)	
	17/04/06		Esso Expl. & Prod. Norway A/S	17,600000		
				Neste Petroleum AS		13,200000
				O Norsk Hydro Produksjon AS		23,200000
057	79/04/06	34/ 4	Amerada Hess Norge AS	4,900000	(31,400)	
	15/04/06		Deminex Norge AS	24,500000		
				Den norske stats oljeselskap a.s		41,400000
				Enterprise Oil Norwegian AS		4,900000
				Idemitsu Petroleum Norge a.s.		9,600000
				O Saga Petroleum ASA		14,700000
062	81/03/27	6507/11	O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)	
	21/03/27		Neste Petroleum AS	9,800000		
				Norsk Hydro Produksjon AS		4,900000
				Saga Petroleum ASA		9,800000
				Total Norge AS		24,500000
064	81/03/27	7120/ 8	O Den norske stats oljeselskap a.s	74,250000	(30,000)	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
	17/03/27		Elf Petroleum Norge AS	5,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,750000	
065	81/08/21	1/ 3	A/S Norske Shell	15,000000	
	22/01/01	1/ 3	O BP Petroleum Dev. Of Norway AS	35,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
			Enterprise Oil Norwegian AS	20,000000	
066	81/08/21	2/ 2	Amerada Hess Norge AS	20,000000	
	20/01/01		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
			BP Petroleum Dev. Of Norway AS	5,000000	
067	81/08/21	2/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	18/01/01		O Norsk Agip AS	40,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000	
069	81/08/21	7/ 8	Deminex Norge AS	5,000000	
	18/01/01		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	30,000000	
070	81/08/21	7/11	Amoco Norway AS	14,700000	
	18/01/01	7/11	Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)
			O Norsk Hydro Produksjon AS	24,500000	
			Saga Petroleum ASA	9,800000	
072	81/08/21	16/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	18/01/01		O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	40,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
073	82/04/23	6407/ 1	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	18/04/23		Norsk Hydro Produksjon AS	16,667000	
			Total Norge AS	33,333000	
074	82/04/23	6407/ 2	O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)
	18/04/23		Mobil Development Norway AS	9,800000	
			Neste Petroleum AS	14,700000	
			Norsk Agip AS	14,700000	
			Saga Petroleum ASA	9,800000	
077	82/04/23	7120/ 7	O Den norske stats oljeselskap a.s	75,000000	(30,000)
	18/04/23		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Total Norge AS	10,000000	
078	82/04/23	7120/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	18/04/23		Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
			Total Norge AS	10,000000	
079	82/08/20	30/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s	73,500000	(59,500)
	18/08/20		O Norsk Hydro Produksjon AS	16,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,500000	
085	83/07/08	31/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	82,000000	(73,000)
	30/09/30	31/ 5	Elf Petroleum Norge AS	2,000000	
		31/ 6	O Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000	
			O Saga Petroleum ASA	6,000000	
			Total Norge AS	1,000000	
085 B	92/09/11	31/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	82,000000	(73,000)
	30/07/08	32/ 4	Elf Petroleum Norge AS	2,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000	
			O Saga Petroleum ASA	6,000000	
			Total Norge AS	1,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
086	84/03/09	6/ 3	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
	20/03/09		Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	10,000000	
088	84/03/09	24/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(31,400)
	22/03/09		O Total Norge AS	50,000000	
089	84/03/09	34/ 7	Deminex Norge AS	2,800000	
	24/03/09		Den norske stats oljeselskap a.s	55,400000	(51,000)
			Elf Petroleum Norge AS	5,600000	
			Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,500000	
			Idemitsu Petroleum Norge a.s.	9,600000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	8,400000	
		O Saga Petroleum ASA	7,700000		
090	84/03/09	35/11	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	24/02/09		Mobil Development Norway AS	25,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
091	84/03/09	6406/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	20/03/09		Mobil Development Norway AS	33,000000	
			Saga Petroleum ASA	17,000000	
092	84/03/09	6407/ 6	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	20/03/09		Mobil Development Norway AS	40,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
093	84/03/09	6407/ 9	O A/S Norske Shell	16,200000	
	24/03/09		BP Petroleum Dev. of Norway AS	18,360000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	65,440000	(57,880)
094	84/03/09	6506/12	O Den norske stats oljeselskap a.s	44,000000	(26,400)
	24/03/09		Mobil Development Norway AS	14,700000	
			Neste Petroleum AS	9,800000	
			Norsk Agip AS	9,800000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	4,900000	
			Saga Petroleum ASA	7,000000	
		Total Norge AS	9,800000		
095	84/03/09	6507/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	75,000000	(65,000)
	24/03/09		Neste Petroleum AS	5,000000	
			O Norske Conoco A/S	20,000000	
097	84/03/09	7120/ 6	Amerada Hess Norge AS	11,250000	
	20/03/09	7120/ 6	Deminex Norge AS	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	56,250000	(30,000)
			O Norsk Hydro Produksjon AS	22,500000	
099	84/03/09	7121/ 4	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	20/03/09		Norsk Hydro Produksjon AS	12,500000	
			Total Norge AS	37,500000	
100	84/03/09	7121/ 7	Deminex Norge AS	4,000000	
	20/03/09		O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(30,000)
			Elf Petroleum Norge AS	35,000000	
			Svenske Petroleum Exploration AS	10,000000	
101	85/03/01	16/10	Deminex Norge AS	5,000000	
	22/03/01		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Norsk Agip AS	45,000000	
102	85/03/01	25/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	25/03/01		O Elf Petroleum Norge AS	30,000000	
			Total Norge AS	20,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
103	85/03/01	25/7	Amerada Hess Norge AS	12,500000	
	21/03/01		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Norske Conoco A/S	37,500000	
104	85/03/01	30/9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	25/03/01		Mobil Development Norway AS	5,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	24,000000	
			Norske Conoco A/S	11,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
107	85/03/01	6407/7	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	21/03/01		Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Petro-Canada Norge AS		7,500000
			O Norsk Hydro Produksjon AS	22,500000	
109	85/03/01	7120/2	Den norske stats oljeselskap a.s	61,945000	(30,000)
	22/03/01	7120/3	Mobil Development Norway AS	15,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	23,055000	
110	85/03/01	7120/5	Amerada Hess Norge AS	8,330000	
	21/03/01	7121/5	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
		7121/5	Elf Petroleum Norge AS	20,000000	
			Fina Production Licenses AS	5,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	16,670000	
112	85/07/26	25/2	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	21/07/26		O Elf Petroleum Norge AS	21,800000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	17,300000	
			Total Norge AS	10,900000	
113	85/08/23	2/12	O Amerada Hess Norge AS	50,000000	
	21/08/23		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
114	85/08/23	9/2	Deminex Norge AS	10,000000	
	22/08/23		O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
114 B	95/08/11	9/5	Deminex Norge AS	10,000000	
	01/08/11		O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
115	85/08/23	9/3	O Den norske stats oljeselskap a.s	73,000000	(30,000)
	21/08/23		Deminex Norge AS	27,000000	
116	85/08/23	15/12	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
	22/08/23	15/12	Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	10,000000	
117	85/08/23	25/6	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
	22/08/23		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Fina Production Licenses AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
120	85/08/23	34/7	Den norske stats oljeselskap a.s	47,000000	(28,000)
	23/08/23	34/8	Elf Petroleum Norge AS	11,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	23,000000	
			Norske Conoco A/S	13,000000	
			Saga Petroleum ASA	6,000000	
121	86/02/28	6407/5	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(40,000)
	22/02/28		Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
122	86/02/28	6507/2	Amerada Hess Norge AS	20,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
	25/02/28		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Mobil Development Norway AS	10,000000	
			O Norsk Agip AS	20,000000	
124	86/02/28	6507/ 8	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
	25/02/28		Neste Petroleum AS	10,000000	
			Norske Conoco A/S	25,000000	
127	86/02/28	6607/12	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	23/02/28		O Elf Petroleum Norge AS	35,000000	
			Fina Production Licenses AS	15,000000	
128	86/02/28	6608/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(25,000)
	26/02/28	6608/11	Enterprise Oil Norwegian AS	10,000000	
			Norsk Agip AS	11,500000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	13,500000	
			Saga Petroleum ASA	15,000000	
132	87/04/10	6407/10	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	23/04/10		Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Petro-Canada Norge AS	7,500000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	22,500000	
134	87/04/10	6506/11	O Den norske stats oljeselskap a.s	53,000000	(25,000)
	27/04/10		Norsk Agip AS	30,000000	
			Saga Petroleum ASA	7,000000	
			Total Norge AS	10,000000	
138	87/05/29	7122/ 6	Amerada Hess Norge AS	13,000000	
	23/05/29		Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Total Norge AS	37,000000	
142	87/05/29	29/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
	27/05/29	30/ 7	Saga Petroleum ASA	30,000000	
		30/10			
143	88/07/08	1/ 2	Amoco Norway AS	10,000000	
	27/07/08		Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
			Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			O BP Petroleum Dev. Of Norway AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000	
144	88/07/08	1/ 5	Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
	98/07/08	1/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
		1/ 6	O Norske Conoco A/S	25,000000	
145	88/07/08	1/ 9	O Phillips Petroleum Norsk AS	40,000000	
	24/07/08	2/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(30,000)
			Norsk Agip AS	10,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
146	88/07/08	2/ 4	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
	27/07/08		Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
			Elf Petroleum Norge AS	20,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	20,000000	
			O Saga Petroleum ASA	20,000000	
147	88/07/08	3/ 7	O A/S Norske Shell	50,000000	
	27/07/08	3/ 8	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
148	88/07/08	7/ 4	Amerada Hess Norge AS	25,000000	
	24/07/08	7/ 7	Amoco Norway AS	10,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Total Norge AS	15,000000	



UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
150	88/07/08 24/07/08	24/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS O Fina Production Licenses AS Saga Petroleum ASA	40,000000 40,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
152	88/07/08 25/07/08	33/12	Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s. O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS	10,000000 80,000000 10,000000	(30,000)
153	88/07/08 97/07/08	35/ 9 36/ 7	A/S Norske Shell Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA	12,000000 8,000000 50,000000 20,000000 10,000000	(30,000)
156	89/03/03 99/03/03	6406/11	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Saga Petroleum ASA	10,000000 50,000000 40,000000	(30,000)
157	89/03/03 99/03/03	6406/12	O Den norske stats oljeselskap a.s Norske Conoco A/S Phillips Petroleum Norsk AS Saga Petroleum ASA	50,000000 10,000000 15,000000 25,000000	(20,000)
158	89/03/03 98/03/03	6407/ 8	O BP Petroleum Dev. of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s A/S Norske Shell	40,000000 50,000000 10,000000	(30,000)
159	89/03/03 99/03/03	6507/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA Total Norge AS	50,000000 20,000000 10,000000 20,000000	(20,000)
163	91/03/01 00/03/01	2/10 2/10	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip AS O Saga Petroleum ASA	10,000000 50,000000 10,000000 30,000000	(35,000)
166	91/03/01 99/03/01	15/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s O Deminex Norge AS	70,000000 30,000000	(30,000)
167	91/03/01 99/03/01	16/ 1	Amoco Norway AS O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000 50,000000 30,000000 10,000000	(20,000)
168	91/03/01 99/03/01	25/10	Amerada Hess Norge AS Fina Production Licenses AS O Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000 15,000000 65,000000	(20,000)
169	91/03/01 00/03/01	25/ 8 25/11	Den norske stats oljeselskap a.s Esso Expl. & Prod. Norway A/S O Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 10,000000 40,000000	(35,000)
171	91/03/01 00/03/01	30/12	Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	50,000000 30,000000 10,000000 10,000000	(35,000)
172	91/03/01 25/03/01	33/ 9 33/ 9	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Mobil Development Norway AS Norske Conoco A/S	10,000000 50,000000 25,000000 15,000000	(35,000)
173	91/03/01 99/03/01	35/10	O Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS	50,000000 15,000000	(20,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
			Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
174	91/03/01	35/12	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
	99/03/01		O Saga Petroleum ASA	30,000000	
			Norske Conoco A/S	20,000000	
175	91/03/01	6204/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(25,000)
	99/03/01	6204/11	Enterprise Oil Norwegian AS	10,000000	
			Neste Petroleum AS	10,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
176	91/03/01	6407/11	O A/S Norske Shell	30,000000	
	98/03/01	6407/12	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			Fina Production Licenses AS	10,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
177	91/03/01	6610/ 2	BP Petroleum Dev. of Norway AS	20,000000	
	99/03/01	6610/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
			Saga Petroleum ASA	30,000000	
181	91/03/01	7128/ 6	Amoco Norway AS	15,000000	
	99/03/01	7128/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	70,830000	(30,000)
		7129/ 4	Elf Petroleum Norge AS	14,170000	
182	91/03/01	7219/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	00/03/01	7219/ 8	Enterprise Oil Norwegian AS	20,000000	
			O Saga Petroleum ASA	30,000000	
185	91/09/13	31/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	46,000000	(33,400)
	15/04/06		Esso Expl. & Prod. Norway A/S	17,600000	
			Neste Petroleum AS	13,200000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	23,200000	
186	93/09/10	7/10	Amoco Norway AS	15,000000	
	99/09/10	7/11	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(40,000)
			O Saga Petroleum ASA	20,000000	
			Total Norge AS	15,000000	
187	93/09/10	15/ 2	O Amoco Norway AS	25,000000	
	99/09/10	15/ 3	Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
		15/ 3	Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
188	93/09/10	17/ 3	Amerada Hess Norge AS	15,000000	
	99/09/10		Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(30,000)
			O Elf Petroleum Norge AS	25,000000	
			Norsk Agip AS	20,000000	
189	93/09/10	25/ 8	O Amerada Hess Norge AS	20,000000	
	99/09/10	25/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(45,000)
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
190	93/09/10	30/ 8	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(50,000)
	99/09/10		Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
191	93/09/10	31/ 1	Den norske stats oljeselskap a.s	60,000000	(45,000)
	99/09/10	31/ 2	Mobil Development Norway AS	10,000000	
		31/ 4	Neste Petroleum AS	10,000000	
		31/ 5	O Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
192	93/09/10	34/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	62,000000	(35,000)
	99/09/10		O Mobil Development Norway AS	18,000000	
			Norske Conoco A/S	20,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
193	93/09/10	34/11	Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	99/09/10		O Den norske stats oljeselskap a.s	80,000000	(40,000)
			Elf Petroleum Norge AS	5,000000	
194	93/09/10	35/ 4	Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(45,000)
	99/09/10	35/ 5	Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
195	93/09/10	35/ 8	O BP Petroleum Dev. of Norway AS	25,000000	
	99/09/10		Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(35,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
			Norske Conoco A/S	15,000000	
196	93/09/10	35/ 6	Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	99/09/10	36/ 4	O Den norske stats oljeselskap a.s	75,000000	(25,000)
			Idemitsu Petroleum Norge a.s.	10,000000	
197	93/09/10	6306/ 2	O Amerada Hess Norge AS	70,000000	
	99/09/10	6306/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
198	93/09/10	6306/ 6	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
	99/09/10		Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
199	93/09/10	6406/ 2	Den norske stats oljeselskap a.s	60,000000	(45,000)
	99/09/10		Mobil Development Norway AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
200	93/09/10	6608/ 7	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
	99/09/10	6608/ 8	Neste Petroleum AS	15,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	20,000000	
201	93/09/10	7018/ 3	Den norske stats oljeselskap a.s	25,000000	(25,000)
	99/09/10	7019/ 1	Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
			Neste Petroleum AS	15,000000	
			O Norsk Agip AS	35,000000	
202	93/09/10	7227/11	Amerada Hess Norge AS	25,000000	
	99/09/10	7227/12	O Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(30,000)
		7228/ 7	Saga Petroleum ASA	20,000000	
		7228/10			
203	96/02/02	24/ 6	O Norsk Hydro Produksjon AS	35,000000	
	02/02/02	25/ 4	Norske Conoco A/S	20,000000	
		25/ 7	Amoco Norway AS	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
204	96/02/02	24/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
	02/02/02	24/11	Amerada Hess Norge AS	20,000000	
		24/12	Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
205	96/02/02	32/ 1	O Phillips Petroleum Norsk AS	30,000000	
	00/02/02	32/ 2	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
		32/ 4	Total Norge AS	20,000000	
		32/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
206	96/02/02	33/ 5	O Mobil Development Norway AS	75,000000	
	02/02/02	33/ 6	Saga Petroleum ASA	25,000000	
		34/ 4			
207	96/02/02	6302/ 4	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	35,000000	
	04/02/02	6302/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(30,000)
		6302/ 7	Saga Petroleum ASA	10,000000	
		6302/ 8			

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
208	96/02/02	6304/9	O BP Petroleum Dev. of Norway AS	45,000000	
	04/02/02	6305/7	A/S Norske Shell	25,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
209	96/02/02	6305/1	O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
	06/02/02	6305/2	A/S Norske Shell	15,000000	
		6305/4	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,000000	
		6305/5	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
210	96/02/02	6404/3	O A/S Norske Shell	30,000000	
	06/02/02	6405/1	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
		6504/9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
		6504/12			
		6505/7			
	6505/10				
211	96/02/02	6506/6	O Mobil Development Norway AS	30,000000	
	02/02/02	6507/4	Norsk Agip AS	20,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
212	96/02/02	6507/5	O Amoco Norway AS	30,000000	
	02/02/02	6507/6	Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
213	96/02/02	6508/1	O Saga Petroleum ASA	25,000000	
	02/02/02		Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(30,000)
			Phillips Petroleum Norsk AS	20,000000	
214	96/02/02	6510/1	O A/S Norske Shell	30,000000	
	02/02/02	6510/2	Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
215	96/02/02	6604/2	O Saga Petroleum ASA	25,000000	
	04/02/02	6604/3	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
		6704/12	Norske Conoco A/S	15,000000	
		6705/10	Mobil Development Norway AS	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
216	96/02/02	6610/1	O Amoco Norway AS	30,000000	
	02/02/02		Total Norge AS	25,000000	
			Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
217	96/02/02	6706/11	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
	06/02/02	6706/12	BP Petroleum Dev. of Norway AS	20,000000	
			Norske Conoco A/S	15,000000	
218	96/02/02	6706/12	O BP Petroleum Dev. of Norway AS	25,000000	
	06/02/02	6707/10	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			Esso Expl. & Prod. Norway A/S	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
219	96/02/02	6710/6	O Norsk Hydro Produksjon AS	45,000000	
	06/02/02		Norsk Agip AS	40,000000	
			Fina Production Licenses AS	15,000000	
220	96/02/02	6710/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
	06/02/02		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
			Amoco Norway AS	15,000000	
221	97/05/30		Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
	07/05/15		O Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000	(30,000)
222	97/05/30		Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
	07/05/15		O Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000	(30,000)
223	97/05/30		Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
	07/05/15		O Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000	(30,000)
224	97/05/30	7217/9	O Elf Petroleum Norge AS	30,000000	
	05/05/15	7217/12	Mobil Development Norway AS	25,000000	
		7218/7	Phillips Petroleum Company Norway	25,000000	
		7218/8	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	(20,000)
		7218/10			
		7218/11			
225	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			Neste Petroleum AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(20,000)
226	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			Neste Petroleum AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(20,000)
227	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			Neste Petroleum AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(20,000)
228	97/05/30	7222/6	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
	05/05/15	7222/8	O Saga Petroleum ASA	30,000000	
		7222/9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
		7222/11			
		7222/12			
		7223/4			
		7223/5			
		7223/6			
229	97/05/30	7122/7	O Norsk Agip AS	25,000000	
	05/05/15	7122/8	Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
		7122/9	Neste Petroleum AS	15,000000	
		7122/10	Phillips Petroleum Company Norway	25,000000	
		7123/7	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	(20,000)
230	97/05/30		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			O Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)
231	97/05/30		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			O Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	15,000000	

UTV. TILL.	TILD.	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
			Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)
232	97/05/30		Amerada Hess Norge AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
		O	Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(20,000)
233	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	20,000000	
		O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
234	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	20,000000	
		O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
235	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	20,000000	
		O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
236	97/05/30		Norsk Agip AS	15,000000	
	07/05/15		Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	20,000000	
		O	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)

## 7.2 SALG OG FRIGIVNING AV DATA

### 7.2.1 RAPPORTERING AV MATERIALE FRA SOKKELEN

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirk-somheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirekto-ratet blant annet kopier av rapporter, borehullslogger re-presentative utvalg av borekaks og borekjerner. Oljedirek-to-ratet mottar også oljeprøver fra alle testede brønner.

Per 31.12.97 har Oljedirektoratet lagret 103 500 meter kjer-nemateriale fra 1 144 brønner, 424 797 prøver av vas-ket borekaks fra 1 167 brønner og 509 092 våtprøver fra 1 459 brønner. I tillegg finnes olje- og kondensatprøver fra 311 brønner. Dette inkluderer materiale fra Svalbard, Ho-pen og Andøya og fra noen utenlandske brønner, det meste fra engelsk sektor i Nordsjøen. I forbindelse med oppdrag fra NORAD har Oljedirektoratet også materiale fra Tanza-nia og Mosambik.

I 1997 har Oljedirektoratet mottatt 5 135 meter kjer-ner, 16 867 prøver av vasket borekaks, 20 947 våtprøver og 10 oljeprøver.

### 7.2.2 FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale til blant annet undervisning og forskning. Geolo-giske og reservoartekniske data frigis normalt 5 år etter at brønnen er komplett. Rettighetshavernes tolkninger fri-gis ikke. "Well Data Summary Sheets" (WDSS) blir publi-sert årlig. Denne publikasjonen viser hvilke brønner som er frigitt og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de

forskjellige brønnene. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hver brønn.

Foruten WDSS utgir Oljedirektoratet publikasjonen "Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells", som inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; nummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, rettighetshavere og andeler, geo-grafiske koordinatpunkter for arealene, en del data om hver brønn som er boret i tillatelsen og et kart over arealet hvor brønnene er plottet inn. Det finnes også en del historiske data og tabeller fra boreaktiviteten. Publikasjonen utgis år-lig og har en halvårlig oppdatering.

Oljedirektoratet erfarer en økende etterspørsel etter fri-gitte data etter hvert som flere datatyper med stadig bedre kvalitet, blir gjort tilgjengelig. Noen typer data kan også leveres i digital form på diskett eller magnetbånd. Det hen-vises forøvrig til Oljedirektoratets publikasjonsliste.

Oljedirektoratet mottok 103 bestillinger på data fra til sammen 590 brønner. 66 var bestillinger på film/papirkopier fra 265 brønner, 27 var på digitale datasett fra 231 "High Quality Log Data Project" (HQLD) brønner, 5 var bestil-linger av digitale kjerneanalyser fra 79 brønner og 5 var av digitale retningsdata fra 15 brønner. Dette er en økning på 17 prosent i forhold til 1996.

Oljedirektoratet har levert 65 andre digitale data-sammenstillinger. De mest vanlige er brønnlister (lete- og utvinningsbrønner), utvinningstillatelser (nåværende og his-toriske), leteområder og blokker, installasjoner, rørlednin-ger og andre sammenstillinger oppgitt i direktoratets publikasjonsliste. I tillegg er flere spesielle sammenstillinger

laget på bestilling.

I Oljedirektoratets to kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borekaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert frigitt materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet. Søknader om frigivning av data rettes til frigivningskomiteen i Oljedirektoratet. 30 søknader har vært behandlet i 1997. En av disse var om organisk geokjemiske studier, åtte om biostratigrafiske, 16 om sedimentologiske/petrofysiske og fem om olje/kondensatprøver. Det ble til sammen frigitt ca 104 kg prøvemateriale og 559 ml olje.

Oljedirektoratets kjernestudierom ble i 1997 benyttet av 43 forskjellige selskaper/institusjoner for studier av kjerner og/eller for innsamling av geologisk prøvemateriale. Kjernestudierommene har vært benyttet 104 dager av gjester utenfra i tillegg til 109 dager av egne ansatte.

Frigivning av seismikk foregår i hovedsak gjennom PetroBank. Medlemmer av DISKOS prosjektet har tilgang til data direkte gjennom PetroBank. Selskap som ikke er medlemmer, får tilgang gjennom Oljedirektoratet. Per 31.12.1997 er det frigitt 897 seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel som tilsvarer 1 433 716 cmp km. Oversikt over frigitte undersøkelser finnes på Oljedirektoratets og DISKOS' hjemmesider på internett.

Fortegnelse over disse undersøkelsene foreligger i publikasjonen "Released seismic surveys, Volume A & B". "Volume A" inneholder datapakken i Nordsjøen og "Volume B" i Norskehavet.

### 7.2.3 SALG AV OLJEDIREKTORATETS SEISMIKK

Tabell 7.2.3

Oversikt over antall solgte seismiske datapakker (OD-seismikk)

Pakke Nr	Navn	1997	Totalt
001a	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-1	1	35
002	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-2	1	28
003	Tampen-Spur		22
004	Møre-South-84		22
005	Trøndelag-Regional		25
006	Haltenbanken-Vest-84		24
007	Frøyabanken-84		27
008	Møre-Trøndelag-Pk-2 #)		22
009	Møre-Trøndelag-Pk-3 #)		28
010	Trænabanken		30
011	Reg-Data-Nordland-Ryggen		22
012	Nordland-IV-85		13
013	Reg-Data-Midt-N-Sokkel		21
014	Nordland-II-83	1	24
015	Nordland-III-84		17
016	Troms-II		13
017	Regional-Data-Troms-Øst		18
018	Finnmark-Vest-83		19
019	Finnmark-Vest-84		20
020	Nordland-III-85		16
021	Møre-Sør-Test-84 #)		5
022	Storegga-85		13
023	Vøringplataet		15
024	Vøringbassenget-85/86	1	16
025	Lofoten-Vest-86	1	18
026	Jan-Mayen-85		1
027	Jan-Mayen-79/85		0
028	Vøringbassenget-87		15
029	Nordland-VI-87		18
030	Nordland-VII-87		13

031	Nordland-V-87	12
032	Nordland-VI-88	18
033	Nordland-VII-88	13
034	Nordland-V-73-79	12
035	Nordland-VI-73-79	18
036	Nordland-VI-89	18
037	Nordland-VII-89	13
038	Nordland-VII-74/75	13
039	Nordsjøen-Sør-Test-89 #)	1
040	Vøringbassenget-88	15
041	Vøringbassenget-Merlin-89	15
042	Vøringbassenget-Western-89	15
043	Møre-Bassenget-88	12
044	Typeprofiler-Barentshavet #)	2
045	Vøringbassenget-I-90	15
046	Storegga-90	13
047	Vikinggraben-Sør-Test-91 #)	1
048	Vikingbanken-Test-91 #)	3
049	Norskehavet-74/79	1
050	Vøringbassenget-II-Ensign-91	13
051	Vøringbassenget-II-Digicon-91	13
052	Mørebassenget-91	13
053	Jan-Mayen-88	1
054	Vøringbassenget-II-92	13
055	Mørebassenget-Ensign-92	13
056	Mørebassenget-Digicon-92	13

#) Ikke obligatorisk

### 7.3 STATISTIKK OVER LETEBORING

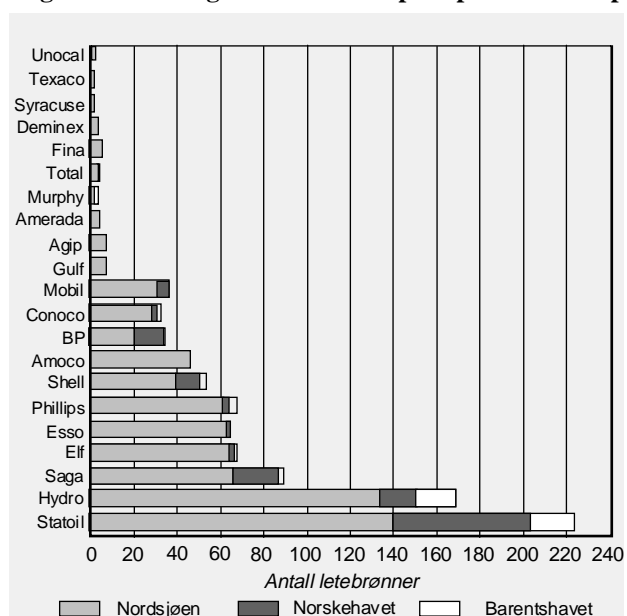
Det er per 31. desember 1997 påbegynt 916 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 655 undersøkelsesbrønner og 261 avgrensningsbrønner.

907 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 49 brønner er midlertidig forlatt av forskjellige grunner. Noen er midlertidig forlatt med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, videre boring eller senere plugging.

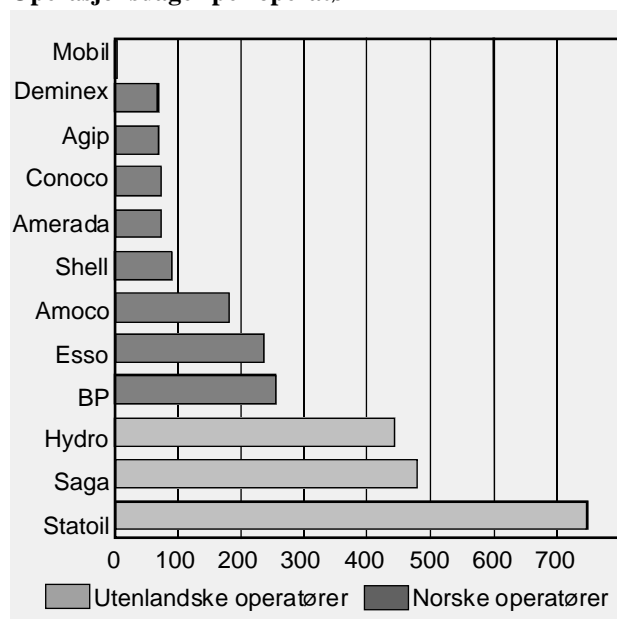
Den nordligste brønnen på norsk sokkel er 7316/5-1 som ble boret i 1992 med Norsk Hydro som operatør, den østligste 7229/11-1, boret i 1993 av Shell og den vestligste 6201/11-2 boret av Statoil i 1991.

Figur 7.3.a

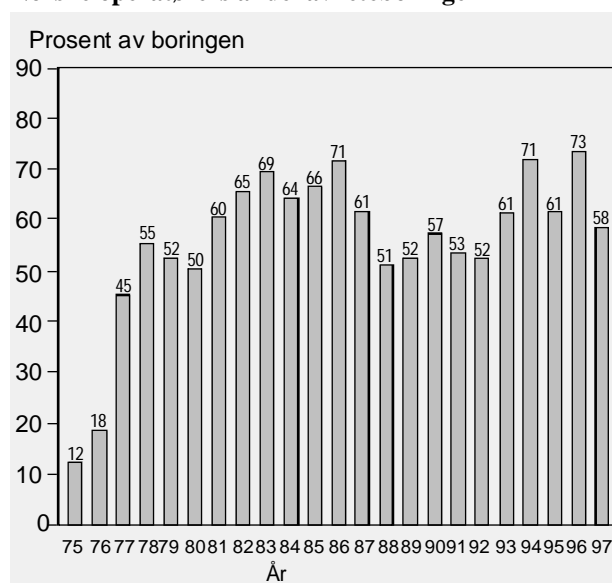
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



**Figur 7.3.b**  
Operasjonsdager per operatør



**Figur 7.3.c**  
Norske operatørsers andel av leteboringen



Letebrønnene er boret av 21 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a.

Antall operasjonsdager per selskap i 1997 er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31.12.1997 er det boret 2 962 181 meter ved leteboring, av dette 156 415 meter i 1997.

Gjennomsnittlig totaldyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1997 er 3 242 meter.

Letebrønn 6406/2-1 R, som ble boret i 1995 av Saga Petroleum ASA, er den hittil dypeste brønnen på norsk sokkel med 5 767 m msl.

Den lengste brønnbanen for en letebrønn boret hittil er 6506/12-10 A, som ble boret av Statoil i 1995. Brønnbanen var 6 260 meter RKB (6 236 m msl), men brønnen var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som brønn

6406/2-1 R.

Det største vanddypet det hittil er boret på norsk sokkel er 1 274 meter. Brønnen er 6707/10-1 som ble boret i 1997 med BP som operatør. Dette er 751 m dypere enn det er blitt boret på tidligere.

Gjennomsnittlig vanddyp for letebrønner boret i 1997 var 234 m. Tabell 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanddypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1997.

For boringer på norsk sokkel er det benyttet 82 forskjellige boreinnretninger, 16 under 2 forskjellige navn. Av disse er 54 av typen halvt nedsenkbare, 17 oppjekkbar, 5 boreskip og 6 faste innretninger.

I 1997 har 13 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring på norsk sokkel. Tabell 7.3.a til 7.3.e inneholder statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

**Tabell 7.3.a**  
Regional fordeling av påbegynte brønner

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	Sum		
<b>Nordsjøen</b>																																			
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	23	19	27	20	22	13	14	9	9	15	18	23	21	14	13	19	19	25	497		
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	7	11	14	5	8	10	6	9	13	14	5	3	11	5	8	229		
<b>Norskehavet</b>																																			
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	5	3	2	13	105		
Avgrensning																			1	6	5	4	1	1	1			2	3	4	4	32			
<b>Barentshavet</b>																																			
Undersøkelse															2	3	4	5	7	7	2	5	4	4	1	3	3	2				52			
Avgrensning																			1													1			
<b>Totalt leteboring</b>																																			
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	26	24	36	32	35	30	26	24	18	21	26	34	29	20	18	22	21	38	654		
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	8	12	20	10	12	11	7	10	13	14	7	3	14	9	12	262		
Letebrønner	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	36	47	43	27	21	36	30	50	916		
<b>Utvinningsbrønner:</b>																																			
										1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	86	105	120	109	141	132	1371
<b>Boret totalt</b>																																			
	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	63	55	71	63	80	97	83	84	84	94	96	111	129	132	141	145	171	182	2287		



**Tabell 7.3.b**

**Letebrønner påbegynt i 1997 (Regionalt fordelt)**

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	4	3	7	6	1	7				10	4	14
Hydro	4	3	7	1		1				5	3	8
Phillips												
Elf												
Saga	2	2	4		3	3				2	5	7
Esso	6		6							6		6
Shell				1		1				1		1
Amoco	2		2	1		1				3		3
Conoco	1		1	1		1				2		2
Mobil												
BP	1		1	2		2				3		3
Gulf												
Murphy												
Total												
Agip	1		1							1		1
Deminex	2		2							2		2
Syracuse												
Texaco												
Unocal												
Fina												
Amerada	2		2	1		1				3		3
Undersøkelse	25			13						38		
Avgrensning		8			4						12	
Letebrønner			33			17						50

U = undersøkelsesbrønner    A = avgrensingsbrønner    L = letebrønner

**Tabell 7.3.c**

**Letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)**

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	81	59	140	50	13	63	19	1	20	150	73	223
Hydro	90	44	134	14	2	16	18		18	122	46	168
Phillips	43	20	63	1		1				44	20	64
Elf	46	18	64	2		2	1		1	49	18	67
Saga	52	14	66	16	4	20	3		3	71	18	89
Esso	37	24	61	2		2	4		4	43	24	67
Shell	28	11	39	6	5	11	3		3	37	16	53
Amoco	33	13	46	1		1				34	13	47

Conoco	20		20	5	8	13	1	1	26	8	34
Mobil	19	9	28	2		2	2	2	23	9	32
BP	17	14	31	5		5			22	14	36
Gulf	7		7						7		7
Murphy	3	1	4						3	1	4
Total	2		2				1	1	3		3
Agip	7		7						7		7
Deminex	3		3						3		3
Syracuse	1		1						1		1
Texaco	1		1						1		1
Unocal	1		1						1		1
Fina	2	1	3						2	1	3
Amerada	4		4	1		1			5		5
Undersøkelse	497			105			52		654		
Avgrensning		228			32			1		261	
Letebrønner			725			137		53			915

U = undersøkelsesbrønner    A = avgrensingsbrønner    L = letebrønner

**Tabell 7.3.d**

**Gjennomsnittlig vanddyb og boredyp**

År	Gjennomsnittlig vanddyb (m)	Gjennomsnittlig totaldyb (m)	År	Gjennomsnittlig vanddyb (m)	Gjennomsnittlig totaldyb (m)
1966	94	3 015	1982	163	3 457
1967	100	2 682	1983	192	3 287
1968	81	3 303	1984	212	3 247
1969	74	3 276	1985	224	3 367
1970	92	2 860	1986	234	3 248
1971	79	3 187	1987	236	3 386
1972	78	3 742	1988	248	3 598
1973	85	3 075	1989	188	3 331
1974	106	3 163	1990	156	3 619
1975	106	3 173	1991	194	3 639
1976	108	3 314	1992	225	3 560
1977	104	3 450	1993	185	3 474
1978	110	3 432	1994	185	3 371
1979	157	3 444	1995	152	3 084
1980	179	3 209	1996	221	3 982
1981	164	3 243	1997	234	3 242

Tabell 7.3.e

Boreinnretninger som har boret letebrønner på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1997

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (tidl. Norjarl)	7		"
Borgny Dolphin (tidl. Fernstar)	27	8	"
Borgsten Dolphin (tidl. Haakon Magnus)	9		"
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (tidl. Deepsea Driller)	38	2	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	57	3	"
Deepsea Saga	16	3	"
Deepsea Trym	11	1	"
Drillmaster	5	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		"
Endeavour	2		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (tidl. Norskald)	39	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		"
Henry Goodrich	2		Halvt nedsenkbar
Hunter (tidl. Treasure Hunter)	6	3	"
Kolskaya		1	Oppjekkbar
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Gallant	2		"
Mærsk Giant	3		"
Mærsk Guardian	4	1	"
Mærsk Jutlander	13	2	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (tidl. Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		"
Nortrym	32	3	"
Ocean Alliance	3		"
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveller	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		"
Ocean Viking	28	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbar
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	31	6	"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Rig	29		"
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo 5	3		Halv nedsenkbar
Sedco 135 G	3		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	8		"
Sedco H	2		"
Sedneth I	3		"
Sovereign Explorer	3	1	"
Stena Dee (tidl. Dyvi Stena)	25	2	"

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Transocean Arctic (tidl. Ross Rig (ny))	31	3	"
Transocean Leader (tidl. Transocean 8)	19	2	"
Transocean Nordic	4		Oppjekkbar
Transocean Prospect (tidl. Treasure Prospect)	1	1	Halv nedsenkbar
Transocean Searcher (tidl. Ross Isle)	35	12	"
Transocean Wildcat (tidl. Vildkat Explorer)	41	5	"
Transocean Winner (tidl. Treasure Saga)	56	6	"
Transworld Rig 61	2		
Treasure Scout	23		
Treasure Seeker	24	5	"
Vinni	5		
Waage Drill I	2		
West Alpha (tidl. Dyvi Alpha)	23	3	"
West Delta (tidl. Dyvi Delta)	38	5	"
West Epsilon	1		Oppjekkbar
West Vanguard	43	11	Halvt nedsenkbar
West Venture	12	2	"
West Vision	1		"
Yatzy	1		"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		"
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
	906	103	
I tillegg er 9 letebrønner boret fra faste innretninger:			
Cod innretningen	1	1	
Ekofisk B	1		
Gullfaks B	1		
Sleipner A	1		
Ula A	1		
Veslefrikk A	4		
	915	104	

**Tabell 7.3.f**
**Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1997**

R=gjenåpnet brønn, X=oppgitt brønn, S=skråboret brønn, A/B/C=sideboret ny brønn. Posisjoner med en desimal er foreløpige

Brønn	Reg.nr Utv.fillnr	Posisjon nordøst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vann- Dyp KBE	TD (RKB) Alder på TD	
1/03-08	855	56 52 07.14	96.12.12	Amoco	Undersøkelsesbrønn	70	5201	
	011	02 53 20.75	97.05.27	Transocean Nordic	Hydrokarboner	40	Trias	
2/01-11	877	56 47 35.28	97.01.14	BP	Undersøkelsesbrønn	68	4725	
	019 B	03 03 58.16	97.05.07	Mærsk Jutlander	Midlertidig forlatt	23		
2/05-11	905	56 42 16.23	97.09.06	Agip	Undersøkelsesbrønn	65	3550	
	067	03 23 01.65	97.11.14	Transocean Nordic	Oljefunn	39		
2/06-05	866	56 35 36.69	96.11.17	Saga	Undersøkelsesbrønn	70	3260	
	008	03 45 42.73	97.01.11	Deepsea Bergen	Oljefunn	23	Grunnfjell	
2/08-16	SX	874	56 16 40.75	97.02.08	Amoco	Undersøkelsesbrønn	69	3139
		006	03 23 43.61	97.03.14	Valhall A	Oppgitt	44	
2/08-17	S	912	56 27 21.36	97.12.04	Amoco	Undersøkelsesbrønn	68	0
		006	03 36 05.00	00.00.00	Transocean Nordic		40	
9/02-07	S	887	57 45 15.15	97.04.22	Statoil	Undersøkelsesbrønn	77	4099
		114	04 21 21.75	97.06.18	Byford Dolphin	Midlert. forlatt. Oljefunn	25	M.Jura
9/02-08	S	895	57 49 07.58	97.06.24	Statoil	Undersøkelsesbrønn	93	0
		114	04 31 11.00	00.00.00	Mærsk Giant		42	
15/05-06		893	58 41 46.95	97.06.20	Statoil	Avgrensingsbrønn	110	2725
		048	01 39 03.59	97.07.16	Byford Dolphin	Olje	25	Kritt
15/06-08	S	878	58 32 57.58	97.02.10	Deminex	Undersøkelsesbrønn	102	3225
		166	01 52 55.90	97.04.04	Byford Dolphin	Tørt hull	25	Trias
15/06-08	A	886	58 32 57.58	97.04.05	Deminex	Undersøkelsesbrønn	102	2480
		166	01 52 55.90	97.04.18	Byford Dolphin	Tørt hull	25	Paleocen

Brønn	Reg.nr	Posisjon	Påbegynt	Operatør	Brønn klassifikasjon	Vann-	TD (RKB)	
	Utv.tillnr	nordøst	Avsluttet	Boreinnretning	Status	Dyp KBE	Alder på TD	
15/09-19	SR2	749	58 26 09.08	97.07.18	Statoil	Undersøkelserbrønn	84	3580
		046	01 55 47.26	97.07.25	Byford Dolphin	Olje	25	
15/09-19	A	898	58 26 09.25	97.07.25	Statoil	Avgrensningsbrønn	84	4131
		046	01 55 47.05	97.11.09	Byford Dolphin		25	
15/09-19	B	916	58 26 09.08	97.11.09	Statoil	Avgrensningsbrønn	84	0
		046	01 55 47.26	00.00.00	Byford Dolphin		25	
15/12-11	S	881	58 12 09.78	97.04.10	Saga	Undersøkelserbrønn	99	3597
		116	01 42 39.38	97.05.19	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Trias
16/07-06		882	58 15 39.23	97.06.28	Esso	Undersøkelserbrønn	78	2725
		072	02 02 36.04	97.07.24	Stena Dee	Tørt hull	25	Trias
16/07-07	S	913	58 17 06.53	97.10.20	Esso	Undersøkelserbrønn	78	2993
		072	02 03 51.01	97.12.29	Stena Dee	Gass/kondensat funn	25	Trias
25/07-04	S	879	59 15 30.00	97.06.02	Conoco	Undersøkelserbrønn	126	2560
		103	02 15 58.99	97.06.21	Mærsk Jutlander	Tørt hull	23	Kritt
25/07-05		896	59 29 39.81	97.07.16	Hydro	Undersøkelserbrønn	124	2736
		203	02 01 09.42	97.08.30	West Vanguard	Oljefunn	22	Kritt
25/08-05	SR	793	59 27 27.10	97.07.27	Esso	Undersøkelserbrønn	128	3420
		027 P	02 21 52.15	97.08.03	Stena Dee		25	
25/08-09		871	59 28 06.08	97.01.05	Amerada	Undersøkelserbrønn	125	2548
		189	02 30 24.90	97.01.28	Byford Dolphin	Oljefunn	25	U. Jura
25/08-09	A	880	59 28 06.08	97.01.29	Amerada	Avgrensningbrønn	125	2687
		189	02 30 24.90	97.02.14	Byford Dolphin	Olje	25	Tertiær
25/08-10	S	883	59 16 22.69	97.04.29	Esso	Undersøkelserbrønn	129	1890
		027	02 32 06.40	97.06.04	Deepsea Trym	Oljefunn	25	
25/08-11		909	59 18 07.00	97.10.16	Esso	Undersøkelserbrønn	128	1994
		027	02 26 51.00	97.12.02	West Alpha	Midlert. Forlatt. Oljefunn	18	Jura
25/10-08		867	59 01 48.48	97.02.17	Esso	Undersøkelserbrønn	115	2653
		028 P	02 13 25.35	97.04.07	Deepsea Trym	Olje/gass funn	25	Perm
25/10-08	A	889	59 01 48.48	97.04.08	Esso	Undersøkelserbrønn	115	3460
		028 P	02 13 25.35	97.04.27	Deepsea Trym	Tørt hull	25	Jura
25/11-19	SR	811	59 12 48.71	97.05.01	Esso	Avgrensningsbrønn	129	2250
		001	02 24 06.82	97.05.06	West Alpha	Olje	25	
30/03-07	A	903	60 46 57.76	97.10.27	Statoil	Undersøkelserbrønn	175	0
		052	02 53 52.59	00.00.00	Veslefrikk A		56	
30/08-03		914	60 26 40.54	97.11.13	Hydro	Undersøkelserbrønn	93	3720
		190	02 38 58.02	00.00.00	West Vanguard	Gass/kondensat funn	22	
30/11-05		868	60 08 50.39	96.12.05	Shell	Undersøkelserbrønn	105	3726
		035	02 33 59.57	97.01.09	Mærsk Jutlander	Hydrokarboner	23	U.Jura
33/06-02		864	61 32 15.87	96.10.28	Mobil	Undersøkelserbrønn	317	3950
		206	01 56 36.00	97.01.02	Byford Dolphin	Hydrokarboner	22	U.Jura
34/04-09	S	865	61 30 44.71	97.01.08	Saga	Avgrensningsbrønn	337	3440
		057	02 10 18.10	97.02.15	Scarabeo 5	Olje	26	
34/07-26	S	902	61 16 29.38	97.08.18	Saga	Avgrensningsbrønn	201	4193
		089	02 07 11.41	97.09.13	Scarabeo 5	Midlertidig forlatt	25	
34/07-28		921	61 28 06.70	97.12.30	Saga	Undersøkelserbrønn	305	0
		089	02 01 05.10	00.00.00	Transocean Leader		24	
34/10-41	S	890	61 13 54.34	97.07.13	Statoil	Undersøkelserbrønn	141	3420
		050	02 05 42.30	97.08.28	Deepsea Trym	Tørt hull	25	U.Jura
34/11-03		853	61 05 45.25	96.08.01	Statoil	Avgrensningsbrønn	207	4230
		193	02 31 06.51	97.01.16	Deepsea Trym	Gass/kondensat	25	U.Jura
35/04-01		870	61 32 00.55	96.12.23	Hydro	Undersøkelserbrønn	378	4936
		194	03 18 08.26	97.05.24	Treasure Saga	Hydrokarboner	26	Trias
35/09-03		906	61 28 51.76	97.09.23	Hydro	Undersøkelserbrønn	346	2783
		153	03 58 30.17	97.11.11	West Vanguard	Olje/gass funn	22	
35/11-09		875	61 03 54.23	97.03.02	Hydro	Avgrensningsbrønn	357	2830
		090	03 30 06.95	97.05.01	West Delta	Olje /gass	29	Jura
35/11-10		891	61 01 10.54	97.05.19	Hydro	Avgrensningsbrønn	354	2950
		090	03 31 26.29	97.06.23	West Vanguard	Olje	29	U.Jura
35/11-10	A	899	61 01 10.54	97.06.23	Hydro	Avgrensningsbrønn	354	3259
		090	03 31 26.29	97.07.14	West Vanguard	Tørt hull	29	U.Jura
36/07-02		869	61 18 23.50	97.09.02	Hydro	Undersøkelserbrønn	270	1435
		153	04 19 47.00	97.09.22	West Vanguard	Oljefunn	26	Grunnfjell
6204/10-02		872	62 02 41.24	97.01.19	Statoil	Undersøkelserbrønn	172	1145
		175	04 07 04.59	97.02.12	Deepsea Trym	Midlert. forlatt ved 13 3/8"	25	
6204/10-02	R	872	62 02 41.24	97.11.04	Statoil	Undersøkelserbrønn	172	2095
		175	04 07 04.59	97.11.21	Deepsea Trym	Gassfunn	25	Grunnfjell
6204/10-02	A	920	62 02 41.24	97.11.22	Statoil	Undersøkelserbrønn	172	2105
		175	04 07 04.59	97.12.04	Deepsea Trym	Tørt hull	25	Kritt
6204/11-02		915	62 11 50.47	97.12.04	Statoil	Undersøkelserbrønn	222	2920
		175	04 26 37.67	97.12.28	Deepsea Trym	Spor av olje	25	
6305/05-01		900	63 32 27.50	97.07.27	Hydro	Undersøkelserbrønn	886	3053
		209	05 20 14.90	97.10.07	Ocean Alliance	Midlert. forlatt. Gassfunn	26	U.Kritt
6306/05-01		892	63 41 56.42	97.06.08	Amerada	Undersøkelserbrønn	228	2050
		197	06 33 35.29	97.07.10	Deepsea Trym	Gassfunn	25	
6406/02-03		851	64 58 40.80	96.08.24	Saga	Undersøkelserbrønn	373	5258
		199	06 24 37.71	97.04.15	Transocean Arctic	Gass/kondensat funn	24	U.Jura
6406/02-04	S	876	64 47 58.34	97.01.18	Saga	Avgrensningsbrønn	274	4546

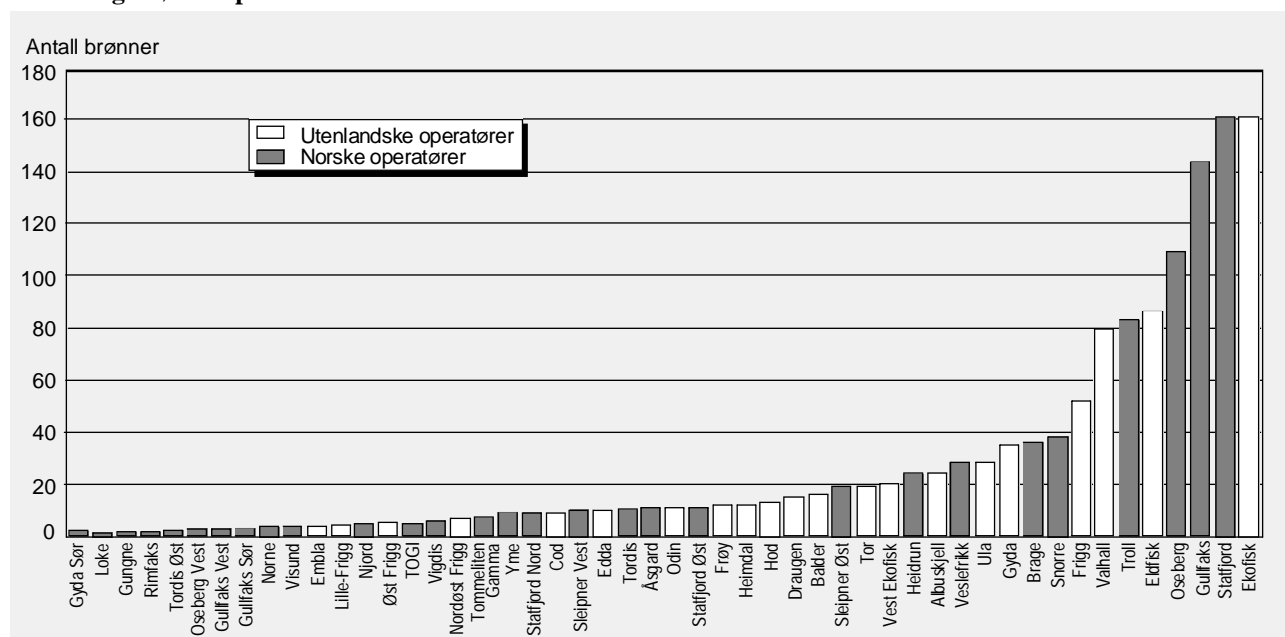
Brønn	Reg.nr Utv.tillnr	Posisjon nordøst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vann- Dyp KBE	TD (RKB) Alder på TD
6406/02-05	199	06 32 29.26	97.04.03	Deepsea Bergen	Midlert. forlatt ved 9 5/8"	24	
	894	64 55 54.83	97.06.03	Saga	Avgrensningsbrønn	341	5439
	199	06 26 58.65	97.09.29	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	
6406/02-05 A	908	64 55 54.83	97.10.02	Saga	Avgrensningsbrønn	23	0
	199	06 26 58.65	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
6407/08-03	888	64 18 02.00	97.05.13	BP	Undersøkelserbrønn	290	1960
	158	07 37 41.60	97.05.27	Mærsk Jutlander	Tørt hull	23	Jura
6506/12-11 SR	849	65 05 07.20	96.11.12	Statoil	Avgrensningsbrønn	289	5268
	094	06 40 54.75	97.02.01	Transocean Searcher	Olje	22	
6507/03-02	884	65 45 25.29	97.04.05	Statoil	Undersøkelserbrønn	410	2032
	159	07 55 18.79	97.04.26	Transocean 8	Tørt hull	23	Trias
6507/05-01	919	65 44 36.20	97.12.24	Amoco	Undersøkelserbrønn	322	0
	212	07 39 05.10	00.00.00	Mærsk Jutlander		25	
6507/07-11 S	897	65 18 04.80	97.06.25	Conoco	Undersøkelserbrønn	274	3749
	095	07 07 42.27	97.08.14	Mærsk Jutlander	Gassfunn	23	Jura
6507/11-05 S	904	65 00 18.57	97.09.04	Statoil	Avgrensningsbrønn	257	2695
	062	07 33 25.23	97.10.28	Deepsea Trym	Midlertidig forlatt	25	
6510/02-01	901	65 47 15.60	97.08.16	Shell	Undersøkelserbrønn	325	3102
	214	10 25 51.33	97.10.10	Mærsk Jutlander	Midlert. forlatt ved 9 5/8"	23	
6510/02-01 R	901	65 47 15.60	97.11.05	Shell	Undersøkelserbrønn	325	4707
	214	10 25 51.33	97.12.19	Mærsk Jutlander	Hydrokarboner	23	
6608/08-01	873	66 18 32.69	97.02.01	Statoil	Undersøkelserbrønn	334	3013
	200	08 30 58.84	97.03.30	Transocean 8	Tørt hull	23	Perm
6706/11-01	907	67 04 24.77	97.10.12	Statoil	Undersøkelserbrønn	1232	0
	217	06 27 47.70	00.00.00	Ocean Alliance		26	
6707/10-01	885	67 04 07.85	97.04.19	BP	Undersøkelserbrønn	1274	5039
	218	07 00 36.51	97.07.23	Ocean Alliance	Gassfunn	25	U.Kritt.

## 7.4 STATISTIKK OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 1371 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1312 av disse i Nordsjøen og 59 i Norskehavet hvor boringen startet i 1992. 1 021 er produksjonsbrønner, 247 vann- eller gassinjeksjonsbrønner og 103 er observasjonsbrønner. 542 er for tiden ute av drift, midlertidig forlatt for senere komplettering eller nedstengt av andre årsaker.

Brønnene er boret fra 92 faste innretninger (bunnfaste, flytende eller bunnrammer).

**Figur 7.4.a**  
Utvinningsbrønner per felt



21 utvinningsbrønner var under boring per 31. desember 1997. Figur 7.4.b viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1997.

Det produseres/injiseres per 31.12.97 fra 73 innretninger fordelt på 40 felt.

Tre nye felt er satt i produksjon i 1997. Disse er Vigdis, Njord og Norve.

Tre felt er ferdigprodusert: Nordøst Frigg, Odin og Mime. I tillegg er F-innretningen på Albuskjell ferdigprodusert.

Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i tabell 7.4.a. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner for-

delt på operatørselskaper.

Boring av de første utvinningsbrønnene på Gullfaks Sør, Rimfaks, Tordis Øst, Visund og Åsgard ble påbegynt i 1997.

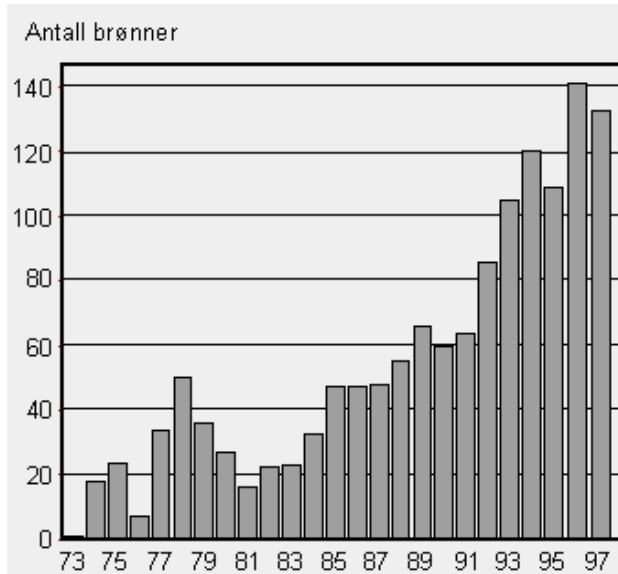
I 1997 er det påbegynt 132 utvinningbrønner på 27 felt. 62 av brønnene, - det vil si 47,0 prosent er boret fra 14 forskjellige flyttbare innretninger, se figur 7.4.d.

Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraf-

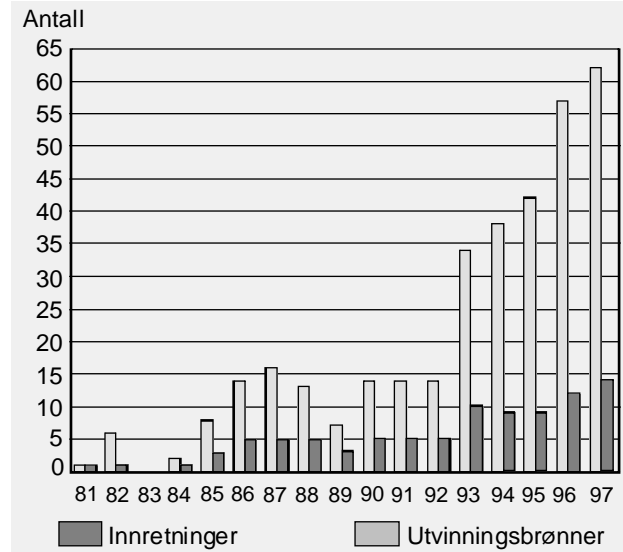
tig økning de 5 siste årene. Særlig merkbar har økningen vært fra 1995 til 1997 da antall havbunnskompletterte brønner gikk opp fra 25 til 45. Se fig. 7.4.e. Dette tilsvarer en økning av havbunnskompletterte brønner boret per år fra 7 prosent i 1992 til 34 prosent i 1997.

Opplysninger om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.3.b og 7.4.c.

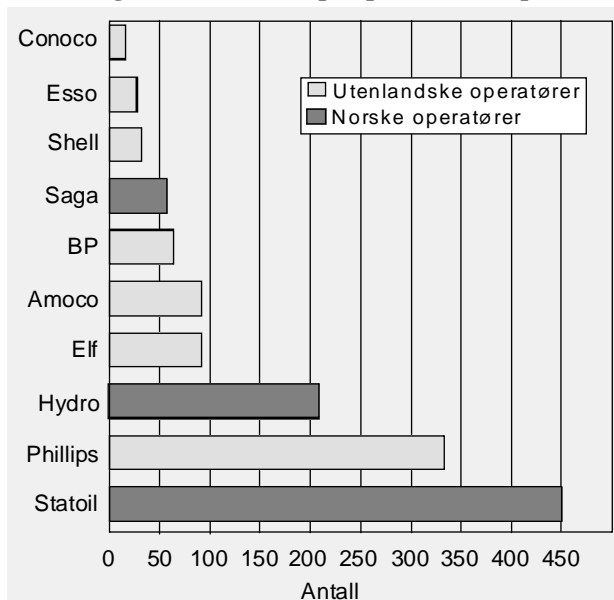
**Figur 7.4.b**  
**Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel**



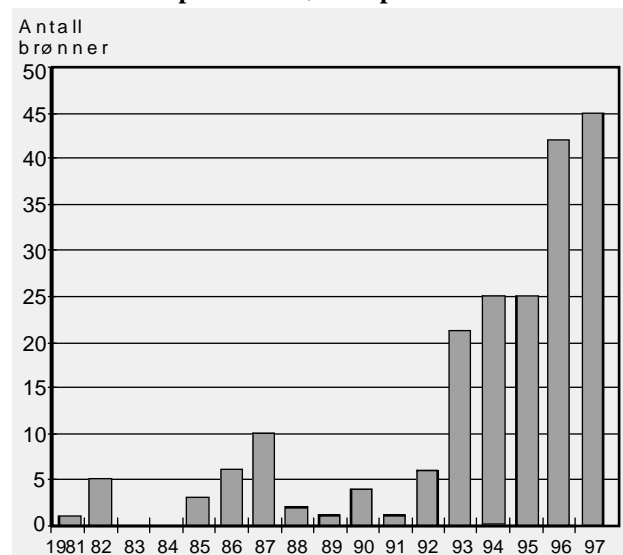
**Figur 7.4.d**  
**Utvinningsbrønner fordelt på innretninger**



**Figur 7.4.c**  
**Utvinningsbrønner fordelt på operatørselskap**



**Figur 7.4.e**  
**Havbunnskompletterte brønner per år**



Tabell 7.4.a  
 Utvinningsboring

Felt/innretning	Boret totalt	Boret 1997	Produserer Olje	Kond. Gass	Injiserer gass/vann	Borer	Stengt/ midlert. forlatt
Albuskjell A	11			5			6
Albuskjell F	13						13
Balder A, B, C, D	16	5				1	15
Brage	36	7	18		8	1	9
Cod	9			3			6
Draugen A	10		7		1		2
Draugen B	3				3		
Draugen C	2				2		
Edda	10		5				5
Ekofisk A	35		18				17
Ekofisk B	40		22				18
Ekofisk C	33		21				12
Ekofisk K	31				30		1
Ekofisk W	8				8		
Ekofisk X	14	11	6			2	6
Eldfisk A	45		22				23
Eldfisk B	42	2	17				25
Embla	4		4				
Frigg (UK)	24						24
Frigg	28			10			18
Frøy	12		6		4		2
Gullfaks A	59	1	30		9	1	19
Gullfaks B	44	2	20		9		15
Gullfaks C	41	1	26		6	1	8
Gullfaks Sør	3	3				1	2
Gullfaks Vest	3		2				1
Gungne	1			1			
Gyda	35	2	12		11	1	11
Gyda Sør	1		1				
Heidrun A	18	4	13		2	1	2
Heidrun B	3				2		1
Heidrun C	3				3		
Heimdal	12			8			4
Hod	13		5				8
Lille-Frigg	4		1				3
Loke	1						1
Njord	5	1			1		4
Norne B, C, D	4	1	3			1	
N-Ø Frigg	7						7
Odin	11						11
Oseberg B	61	6	23		10	1	27
Oseberg C	48	1	17		6		25
Oseberg Vest	3		1				2
Rimfaks	1	1					1
Sleipner A	17			12	4		1
Sleipner D	2				2		
Sleipner Vest	10	3		8		1	1
Snorre A	11		7		3		1
Snorre P	27	3	14		9		4
Statfjord A	58	2	25		12		21
Statfjord B	55	5	31		11		13
Statfjord C	47	5	27		13	1	6
Statfjord G	1						1



Felt/innretning	Boret totalt	Boret 1997	Produserer		Injiserer gass/vann	Borer	Stengt/ midlert. forlatt	
			Olje	Kond. Gass				
Statfjord Nord	9	1	6		2		1	
Statfjord Øst	11			6	3		2	
TOGI	5				5			
Tommeliten Gamma	7			6			1	
Tor	19		11		2		6	
Tordis	10		5				5	
Tordis Øst	2	2					2	
Troll A	36	17			26	1	9	
Troll B	1				1			
Troll D,E,F,G,H	46	15	26			1	19	
Ula	28	1	9		7		12	
Valhall A	69	5	27			1	41	
Valhall F	10	4	7			1	2	
V. Ekofisk	20			3			17	
Veslefrikk	28	1	12		9		7	
Vigdis	6	3	5				1	
Visund	4	4				1	3	
Yme A, B	9	2	6		1		2	
Øst Frigg A	3						3	
Øst Frigg B	2		1				1	
Åsgard	11	11				3	8	
	<b>1371</b>	<b>132</b>	<b>519</b>	<b>31</b>	<b>62</b>	<b>194</b>	<b>21</b>	<b>544</b>

Tabell 7.4.b

## Utvinningsbrønner påbegynt og/eller avsluttet 1997

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgitt brønn

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/01-A-21	1384	56 54 17.25	97.11.27	BP	Olje produsent	m
	019 B	03 05 06.49	00.00.00	Gyda		
2/01-A-29	1346	56 54 17.13	97.08.19	BP	Olje produsent	6211 m
	019 B	03 05 06.28	97.10.24	Gyda	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-01	1348	56 32 50.93	97.10.22	Phillips	Olje produsent	5284 m
	018	03 13 07.98	97.12.13	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-03	1317	56 32 50.90	97.06.22	Phillips	Olje produsent	7812 m
	018	03 13 08.25	97.10.24	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-04	1276	56 32 50.89	97.03.10	Phillips	Olje produsent	3990 m
	018	03 13 08.39	97.04.04	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-06	1255	56 32 50.99	97.01.23	Phillips	Olje produsent	4812 m
	018	03 13 08.14	97.03.09	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-08	1230	56 32 50.96	96.12.13	Phillips	Olje produsent	3889 m
	018	03 13 08.41	97.01.22	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-09	1306	56 32 51.08	97.04.05	Phillips	Olje produsent	4033 m
	018	03 13 08.03	97.06.22	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-10	1399	56 32 51.08	97.12.14	Phillips	Olje produsent	m
	018	03 13 08.14	00.00.00	Mærsk Gallant		
2/04-X-31	1371	56 32 51.79	97.11.25	Phillips	Olje produsent	m
	018	03 13 08.26	00.00.00	Ekofisk X		
2/04-X-35	1287	56 32 51.87	97.03.20	Phillips	Olje produsent	3882 m
	018	03 13 08.28	97.05.14	Ekofisk X	Olje	
2/04-X-42	1309	56 32 51.91	97.05.15	Phillips	Olje produsent	3997 m
	018	03 13 08.72	97.07.02	Ekofisk X	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-45	1256	56 32 52.00	97.02.09	Phillips	Olje produsent	3942 m
	018	03 13 08.61	97.03.20	Ekofisk X	Olje	
2/04-X-46	1235	56 32 51.98	96.12.08	Phillips	Olje produsent	4582 m
	018	03 13 08.75	97.02.09	Ekofisk X	Olje	
2/04-X-47	1330	56 32 52.10	97.07.02	Phillips	Olje produsent	5101 m
	018	03 13 08.36	97.09.04	Ekofisk X	Midl. forl. ved TD	
2/07-B-01 B	1212	56 25 08.94	96.12.08	Phillips	Olje produsent	4762 m
	018	03 13 06.46	97.02.14	Eldfisk B	Olje	

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/07-B-05	B 1353	56 25 09.59	97.09.03	Phillips	Olje produsent	3174 m
	018	03 13 06.22	97.10.01	Eldfisk B	Midl. forl. ved TD	
2/07-B-14	B 1270	56 25 09.11	97.03.23	Phillips	Olje produsent	4564 m
	018	03 13 06.13	97.08.01	Eldfisk B	Midl. forl. ved TD	
2/08-A-03	B 1233	56 16 41.08	96.11.29	Amoco	Olje produsent	2700 m
	006	03 23 44.30	97.01.02	Valhall	Olje	
2/08-A-05	B 1362	56 16 41.05	97.10.24	Amoco	Olje produsent	m
	006	03 23 43.68	00.00.00	Valhall		
2/08-A-09	A 1349	56 16 40.92	97.07.28	Amoco	Olje produsent	2700 m
	006	03 23 43.55	97.09.08	Valhall	Midl. forl. ved TD	
2/08-A-20	B 1300	56 16 40.74	97.03.17	Amoco	Olje produsent	4758 m
	006	03 23 43.61	97.05.04	Valhall	Midl. forl. ved TD	
2/08-A-20	C 1314	56 16 40.74	97.05.04	Amoco	Borekaks inj	4990 m
	006	03 23 43.61	97.05.30	Valhall	Midl. forl. ved TD	
2/08-A-20	D 1338	56 16 40.74	97.05.31	Amoco	Borekaks inj	3322 m
	006	03 23 43.61	97.06.28	Valhall	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-06	1211	56 16 35.57	96.12.06	Amoco	Olje produsent	4460 m
	006	03 23 46.96	97.01.28	Mærsk Guardian	Olje	
2/08-F-07	1315	56 16 35.60	97.05.12	Amoco	Olje produsent	5066 m
	006	03 23 47.17	97.07.07	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-08	1332	56 16 35.00	97.07.17	Amoco	Olje produsent	4690 m
	006	03 23 47.00	97.08.24	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-09	1254	56 16 35.46	97.01.28	Amoco	Olje produsent	5188 m
	006	03 23 47.22	97.04.13	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-17	1365	56 16 35.52	97.10.02	Amoco	Olje produsent	m
	006	03 23 47.25	00.00.00	Mærsk Guardian		
7/12-A-10	A 1269	57 06 41.19	97.02.21	BP	Olje produsent	5690 m
	019	02 50 50.73	97.05.04	Ula	Olje	
9/02-A-02	1238	57 49 07.54	96.12.14	Statoil	Olje produsent	5518 m
	114	04 31 10.87	97.04.17	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-02	A 1271	57 49 07.54	97.04.17	Statoil	Olje produsent	5040 m
	114	04 31 10.87	97.05.30	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-06	1286	57 49 07.47	97.03.11	Statoil	Olje produsent	5191 m
	114	04 31 10.95	97.03.29	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-04	1379	58 25 04.78	97.07.01	Statoil	Gass produsent	6476 m
	046	01 43 04.38	97.11.28	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-17	1283	58 25 04.42	97.04.21	Statoil	Gass produsent	5911 m
	046	01 43 04.17	97.07.04	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-22	1393	58 25 04.31	97.11.29	Statoil	Gass produsent	m
	046	01 43 04.48	00.00.00	West Epsilon		
15/09-B-24	1244	58 25 04.40	96.12.30	Statoil	Gass produsent	7020 m
	046	01 43 04.77	97.07.12	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-04	A H 1236	59 11 28.37	96.12.04	Esso	Olje produsent	2122 m
	001	02 21 34.86	97.08.11	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-05	A H 1221	59 11 30.22	96.11.04	Esso	Olje produsent	3068 m
	001	02 21 34.19	97.08.23	West Alpha	Plugget	
25/11-A-05	B H 1364	59 11 30.22	97.08.23	Esso	Olje produsent	2988 m
	001	02 21 34.19	97.09.10	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-06	H 1210	59 11 28.42	96.10.07	Esso	Olje produsent	1807 m
	001	02 21 37.38	97.07.30	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-08	H 1237	59 11 29.83	96.12.11	Esso	Vann produsent	m
	001	02 21 32.62	97.09.30	West Alpha	Midl. forlatt	
25/11-B-07	H 1245	59 10 40.45	96.12.17	Esso	Observasjon	2362 m
	001	02 22 46.46	97.01.13	West Alpha	Plugget	
25/11-B-07	A H 1253	59 10 40.45	97.01.14	Esso	Olje produsent	2891 m
	001	02 22 46.46	97.03.08	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-C-03	A H 1401	59 11 00.62	97.12.13	Esso	Observasjon	2273 m
	001	02 24 32.52	97.12.20	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-C-03	B H 1402	59 11 00.62	97.12.21	Esso	Olje produsent	m
	001	02 24 32.52	00.00.00	West Alpha		
25/11-C-13	H 1310	59 10 59.87	97.05.07	Esso	Olje produsent	2725 m
	001	02 24 34.62	97.07.05	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-D-01	H 1162	59 12 01.03	96.05.25	Esso	Gassinjektor	2773 m
	001	02 24 37.02	97.04.30	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-D-02	A H 1193	59 11 59.60	96.08.13	Esso	Olje produsent	2773 m
	001	02 24 33.19	97.04.06	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
30/03-A-02	A 1267	60 46 57.87	97.07.02	Statoil	Vann/gass inj	4653 m

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
	052	02 53 52.38	97.08.28	Veslefrikk A	Midl. forl. ved TD	
30/06-C-07 C	1241	60 36 29.42	96.12.18	Hydro	Olje produsent	6093 m
	053	02 46 33.72	97.02.25	Oseberg C	Olje	
30/06-C-13 A	1275	60 36 29.49	97.04.14	Hydro	Olje produsent	6820 m
	053	02 46 33.13	97.06.06	Oseberg C	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-20 A	1388	60 29 36.15	97.11.29	Hydro	Gassinjektor	4000 m
	079	02 49 42.59	97.12.22	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-24 A	1242	60 29 36.22	97.01.07	Hydro	Olje produsent	5800 m
	079	02 49 43.26	97.03.24	Oseberg B	Olje	
30/09-B-26 A	1340	60 29 36.07	97.08.13	Hydro	Observasjon	5636 m
	079	02 49 42.63	97.09.03	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-26 B	1341	60 29 36.07	97.09.03	Hydro	Observasjon	5553 m
	079	02 49 42.63	97.10.08	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-27 A	1288	60 29 36.08	97.05.03	Hydro	Observasjon	3512 m
	079	02 49 42.79	97.05.23	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-27 B	1289	60 29 36.08	97.06.19	Hydro	Olje produsent	6075 m
	079	02 49 42.79	97.08.13	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
31/02-D-05 H	1350	60 51 25.74	97.07.26	Hydro	Observasjon	1944 m
	054	03 26 34.49	97.08.09	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-D-05 A H	1351	60 51 25.74	97.08.09	Hydro	Olje produsent	3800 m
	054	03 26 34.49	97.10.08	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/02-D-10 H	1369	60 51 11.06	97.10.09	Hydro	Olje produsent	1723 m
	054	03 29 15.68	97.10.29	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/02-E-06 A H	1248	60 47 51.30	96.12.31	Hydro	Observasjon	1740 m
	054	03 26 43.10	97.01.12	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-E-06 B H	1260	60 47 51.30	97.01.12	Hydro	Olje produsent	3355 m
	054	03 26 43.10	97.02.01	Polar Pioneer	Olje	
31/02-F-04 H	1264	60 46 31.51	97.02.13	Hydro	Observasjon	1690 m
	054	03 26 04.76	97.02.25	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-F-04 A H	1274	60 46 31.51	97.02.26	Hydro	Olje produsent	3320 m
	054	03 26 04.76	97.03.17	Polar Pioneer	Olje	
31/02-G-01 A H	1217	60 45 04.72	96.10.23	Hydro	Olje produsent	4070 m
	054	03 26 11.19	97.02.12	Polar Pioneer	Olje	
31/02-M-41	1297	60 55 55.99	97.03.19	Hydro	Observasjon	1730 m
	054	03 36 25.11	97.04.05	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-P-41	1370	60 53 11.46	97.10.30	Hydro	Observasjon	1725 m
	089	03 31 21.54	97.11.21	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/04-A-11	1328	60 32 33.34	97.10.20	Hydro	Observasjon	3573 m
	055	03 02 50.35	97.11.12	Brage	Plugget	
31/04-A-11 A	1368	60 32 33.34	97.11.28	Hydro	Olje produsent	4660 m
	055	03 02 50.35	97.12.21	Brage	Midl. forl. ved TD	
31/04-A-16	1240	60 32 33.34	96.12.16	Hydro	Vann/gass inj	5321 m
	055	03 02 51.03	97.02.01	Brage	Midl. forl. ved TD	
31/04-A-19	1282	60 32 33.34	97.04.14	Hydro	Olje produsent	5645 m
	055	03 02 50.52	97.05.31	Brage	Midl. forl. ved TD	
31/04-A-20	1392	60 32 33.51	97.12.26	Hydro	Olje produsent	m
	055	03 02 50.35	00.00.00	Brage		
31/04-A-37	1318	60 32 33.34	97.07.27	Hydro	Observasjon	5049 m
	055	03 02 50.69	97.09.03	Brage	Plugget	
31/04-A-37 A	1319	60 32 33.34	97.09.04	Hydro	Observasjon	6474 m
	055	03 02 50.69	97.09.17	Brage	Plugget	
31/04-A-37 B	1320	60 32 33.34	97.09.18	Hydro	Olje produsent	7080 m
	055	03 02 50.69	97.10.19	Brage	Midl. forl. ved TD	
31/05-H-03 H	1302	60 42 51.32	97.04.07	Hydro	Observasjon	2377 m
	085	03 30 49.38	97.04.22	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-H-03 A H	1303	60 42 51.32	97.04.23	Hydro	Olje produsent	4630 m
	085	03 30 49.38	97.05.26	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/05-H-03 B H	1304	60 42 51.32	97.05.27	Hydro	Olje produsent	1409 m
	085	03 30 49.38	97.07.10	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/05-I-21 H	1385	60 43 42.50	97.11.24	Hydro	Observasjon	1947 m
	085	03 34 39.81	97.12.11	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-22 H	1395	60 43 42.75	97.12.11	Hydro	Observasjon	2002 m
	085	03 34 39.35	97.12.19	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-22 A H	1396	60 43 42.75	97.12.19	Hydro	Olje produsent	m
	085	03 34 39.35	00.00.00	Polar Pioneer		
31/05-J-41	1333	60 43 27.22	97.07.11	Hydro	Observasjon	1760 m

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
	085	03 39 28.93	97.07.26	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-01	1250	60 38 44.98	97.02.03	Statoil	Gass produsent	1626 m
	085	03 43 35.08	97.03.11	Troll A	Gas	
31/06-A-04	1373	60 38 45.01	97.10.09	Statoil	Gass produsent	1543 m
	085	03 43 35.23	97.11.17	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-05	1251	60 38 44.98	97.01.26	Statoil	Gass produsent	1580 m
	085	03 43 35.23	97.03.20	Troll A	Gas	
31/06-A-08	1380	60 38 44.75	97.10.26	Statoil	Observasjon	1430 m
	085	03 43 35.23	97.12.24	Troll A	Plugget	
31/06-A-09	1372	60 38 45.05	97.10.20	Statoil	Gass produsent	1554 m
	085	03 43 35.39	97.11.24	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-13	1268	60 38 45.05	97.02.08	Statoil	Gass produsent	1544 m
	085	03 43 35.53	97.12.05	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-14	1252	60 38 44.98	97.01.19	Statoil	Gass produsent	1590 m
	085	03 43 35.53	97.03.30	Troll A	Gas	
31/06-A-18	1296	60 38 44.98	97.08.01	Statoil	Gass produsent	1563 m
	085	03 43 35.68	97.12.09	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-19	1295	60 38 44.90	97.07.29	Statoil	Gass produsent	m
	085	03 43 35.68	97.11.29	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-20	1294	60 38 44.83	97.07.27	Statoil	Gass produsent	m
	085	03 43 35.68	97.08.25	Troll A	Midl. forl. ved 14"	
31/06-A-24	1375	60 38 43.84	97.12.25	Statoil	Gass produsent	m
	085	03 43 35.23	97.12.30	Troll A	Midl. forl. ved 14"	
31/06-A-25	1214	60 38 43.77	96.11.08	Statoil	Gass produsent	1603 m
	085	03 43 35.23	97.01.08	Troll A	Gas	
31/06-A-28	1321	60 38 43.54	97.05.09	Statoil	Gass produsent	m
	085	03 43 35.23	97.11.05	Troll A	Midl. forl. ved 9 5/8"	
31/06-A-32	1293	60 38 43.54	97.04.20	Statoil	Gass produsent	1587 m
	085	03 43 35.38	97.05.25	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-33	1311	60 38 43.83	97.03.31	Statoil	Gass produsent	1870 m
	085	03 43 35.53	97.06.28	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-34	1213	60 38 43.77	96.10.28	Statoil	Gass produsent	1619 m
	085	03 43 35.53	97.01.18	Troll A	Gas	
31/06-A-38	1290	60 38 43.77	97.04.06	Statoil	Gass produsent	1671 m
	085	03 43 35.68	97.09.05	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-39	1291	60 38 43.69	97.04.11	Statoil	Gass produsent	1588 m
	085	03 43 35.68	97.07.09	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-40	1292	60 38 43.62	97.04.16	Statoil	Gass produsent	m
	085	03 43 35.68	97.06.01	Troll A	Midl. forl. ved TD	
33/09-A-38 A	1354	61 15 19.73	97.09.01	Statoil	Vann/gass inj	4775 m
	037	01 51 14.20	97.10.13	Statfjord A	Midl. forl. ved TD	
33/09-A-40 A	1199	61 15 19.72	96.11.25	Statoil	Olje produsent	4689 m
	037	01 51 13.87	97.01.20	Statfjord A	Olje	
33/09-A-41 A	1366	61 15 20.46	97.12.14	Statoil	Olje produsent	m
	037	01 51 13.95	00.00.00	Statfjord A		
33/09-C-08	1273	61 17 48.02	97.03.13	Statoil	Olje produsent	3300 m
	037	01 54 11.45	97.04.11	Statfjord C	Olje	
33/09-C-11 A	1258	61 17 48.01	97.01.28	Statoil	Vann injektor	3557 m
	037	01 54 11.11	97.02.22	Statfjord C	Vann injektor	
33/09-C-19 A	1383	61 17 47.69	97.11.16	Statoil	Olje produsent	m
	037	01 54 09.15	00.00.00	Statfjord C		
33/09-C-23	1307	61 17 47.70	97.05.01	Statoil	Olje produsent	m
	037	01 54 09.16	97.06.11	Statfjord C	Plugget	
33/09-C-23 A	1308	61 17 47.70	97.06.11	Statoil	Olje produsent	4770 m
	037	01 54 09.16	97.07.22	Statfjord C	Midl. forl. ved TD	
33/09-C-29	1207	61 17 46.83	96.10.13	Statoil	Olje produsent	5205 m
	037	01 54 10.41	97.01.05	Statfjord C	Olje	
33/09-E-04 H	1197	61 26 03.01	96.09.25	Statoil	Olje produsent	2938 m
	037	01 55 30.23	97.03.12	Treasure Prospect	Olje	
33/09-F-03 H	1232	61 26 40.82	97.03.14	Statoil	Olje produsent	3450 m
	037	01 57 23.99	97.05.09	Treasure Prospect	Midl. forl. ved TD	
33/09-G-03 H	1229	61 21 56.57	96.12.09	Statoil	Olje produsent	3815 m
	037	01 56 05.94	97.01.22	Transocean 8	Midl. forl. ved TD	
33/12-B-14 A	1284	61 12 24.88	97.04.09	Statoil	Vann injektor	4226 m
	037	01 49 50.29	97.05.09	Statfjord B	Midl. forl. ved TD	
33/12-B-22 A	1316	61 12 24.14	97.05.19	Statoil	Olje produsent	2931 m

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
	037	01 49 51.06	97.06.02	Statfjord B	Midl. forl. ved TD	
33/12-B-28 B	1246	61 12 24.00	97.01.30	Statoil	Observasjon	3487 m
	037	01 49 51.26	97.02.19	Statfjord B	Plugget	
33/12-B-28 C	1266	61 12 24.00	97.02.20	Statoil	Olje produsent	4497 m
	037	01 49 51.26	97.04.02	Statfjord B	Midl. forl. ved TD	
33/12-B-38 A	1325	61 12 24.88	97.06.18	Statoil	Vann/gass inj	4589 m
	037	01 49 50.29	97.07.20	Statfjord B	Midl. forl. ved TD	
34/07-B-01 H	1265	61 23 49.46	97.02.21	Saga	Observasjon	4220 m
	089	02 07 03.95	97.04.08	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-B-01 A H	1313	61 23 49.46	97.05.18	Saga	Olje produsent	3650 m
	089	02 07 03.95	97.06.17	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-B-02 H	1301	61 23 49.33	97.04.09	Saga	Olje produsent	3113 m
	089	02 07 03.76	97.10.14	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-J-07 H	1305	61 17 29.81	97.07.02	Saga	Observasjon	2585 m
	089	02 09 48.39	97.07.19	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-J-07 A H	1347	61 17 29.81	97.07.19	Saga	Observasjon	2800 m
	089	02 09 48.39	97.08.10	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-P-18 A	1331	61 26 57.21	97.07.07	Saga	Olje produsent	3283 m
	089	02 08 37.09	97.08.23	Snorre P	Midl. forl. ved TD	
34/07-P-23	1243	61 26 57.47	97.02.17	Saga	Olje produsent	7028 m
	089	02 08 37.08	97.06.13	Snorre P	Midl. forl. ved TD	
34/07-P-25 A	1257	61 26 57.73	97.01.16	Saga	Vann/gass inj	3324 m
	089	02 08 36.81	97.02.13	Snorre P	Vanninjektor	
34/08-A-01 H	1322	61 22 12.57	97.07.04	Hydro	Observasjon	1110 m
	120	02 27 35.13	97.07.14	West Delta	Plugget	
34/08-A-01 A H	1323	61 22 12.57	97.07.14	Hydro	Observasjon	4582 m
	120	02 27 35.13	97.09.13	West Delta	Midlertidig forlatt	
34/08-A-02 H	1381	61 22 12.80	97.11.16	Hydro	Gass injektor	m
	120	02 27 35.09	00.00.00	West Delta		
34/08-A-07 H	1360	61 22 13.26	97.10.06	Hydro	Olje produsent	3642 m
	120	02 27 32.83	97.11.15	West Delta	Midl. forl. ved TD	
34/10-A-07 A	1228	61 10 34.77	96.12.01	Statoil	Olje produsent	4317 m
	050	02 11 21.80	97.02.08	Gullfaks A	Olje	
34/10-A-19 A	1382	61 10 33.89	97.11.30	Statoil	Olje produsent	m
	050	02 11 22.99	00.00.00	Gullfaks A		
34/10-B-13 A	1312	61 12 09.97	97.05.12	Statoil	Olje produsent	3226 m
	050	02 12 06.08	97.06.01	Gullfaks B	Midl. forl. ved TD	
34/10-B-37	1198	61 12 10.04	96.09.15	Statoil	Olje produsent	4988 m
	050	02 12 05.99	97.03.19	Gullfaks B	Olje	
34/10-B-38	1324	61 12 10.08	97.06.02	Statoil	Olje produsent	m
	050	02 12 06.13	97.06.13	Gullfaks B	Midl. forl. ved 20"	
34/10-C-35	1181	61 12 53.38	96.08.11	Statoil	Olje produsent	3506 m
	050	02 16 27.69	97.03.14	Gullfaks C	Midl. forl. ved TD	
34/10-C-36	1205	61 12 54.77	96.10.05	Statoil	Observasjon	4903 m
	050	02 16 26.79	97.05.30	Gullfaks C	Midl. forl. ved TD	
34/10-C-36 A	1280	61 12 54.77	97.05.30	Statoil	Injektor/produsent	m
	050	02 16 26.79	00.00.00	Gullfaks C		
34/10-F-04 H	1336	61 05 51.88	97.08.09	Statoil	Observasjon	4320 m
	050	02 16 35.62	97.10.07	Transocean Wildcat	Plugget	
34/10-F-04 A H	1337	61 05 51.81	97.10.07	Statoil	Olje produsent	m
	050	02 16 35.81	00.00.00	Transocean Wildcat		
34/10-G-02 H	1272	61 05 50.23	97.04.09	Statoil	Olje produsent	3559 m
	050	02 16 36.25	97.05.22	Transocean Wildcat	Midl. forl. ved TD	
34/10-J-01 H	1285	61 03 50.67	97.06.08	Statoil	Gass injektor	4459 m
	050	02 00 10.58	97.07.27	Transocean Wildcat	Midl. forl. ved TD	
6407/07-A-08 H	1231	64 16 15.25	96.11.27	Hydro	Gass injektor	3625 m
	107	07 12 08.68	97.02.10	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
6407/07-A-10 H	1261	64 16 15.78	97.02.11	Hydro	Observasjon	3764 m
	107	07 12 09.44	97.04.04	West Vanguard	Plugget	
6407/07-A-10 A H	1277	64 16 15.78	97.12.09	Hydro	Olje produsent	m
	107	07 12 09.44	00.00.00	Njord		
6407/07-A-15 A H	1218	64 16 16.53	96.11.02	Hydro	Olje produsent	4150 m
	107	07 12 05.58	97.05.08	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
6506/11-G-03 H	1298	65 05 17.79	97.04.23	Statoil	Gass injektor	5352 m
	134	06 39 43.22	97.07.10	Transocean Arctic	Midl. forl. ved TD	
6506/11-G-04 H	1335	65 05 17.80	97.07.10	Statoil	Gass injektor	3111 m

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
6506/12-K-02	H	134 1339	06 39 43.59 65 08 01.90	97.08.02 97.08.21	Transocean Arctic Statoil	Midl. forl. ved TD Gass injektor	6003 m
		094	06 42 24.87	97.10.27	Transocean Winner	Midl. forl. ved TD	
6506/12-K-03	H	1358	65 08 01.97	97.06.24	Statoil	Gass injektor	4664 m
		094	06 42 25.10	97.08.20	Transocean Winner	Midl. forl. ved TD	
6506/12-L-01	H	1299	65 08 17.89	97.04.12	Statoil	Olje produsent	6719 m
		094	06 46 57.32	97.06.26	Transocean Searcher	Midl. forl. ved TD	
6506/12-L-02	H	1329	65 08 17.72	97.06.28	Statoil	Olje produsent	m
		094	06 46 57.36	00.00.00	Transocean Searcher		
6506/12-P-03	H	1326	65 01 22.92	97.08.07	Statoil	Olje produsent	6365 m
		094	06 52 45.65	97.11.09	Transocean Arctic	Plugget	
6506/12-P-03	A H	1327	65 01 22.92	97.11.09	Statoil	Olje produsent	6540 m
		094	06 52 45.65	97.12.20	Transocean Arctic	Midl. forl. ved TD	
6506/12-R-01	H	1259	65 01 59.96	97.02.01	Statoil	Gass injektor	5300 m
		094	06 54 07.17	97.04.03	Transocean Searcher	Midl. forl. ved TD	
6506/12-R-04	H	1387	65 02 00.27	97.12.25	Statoil	Gass injektor	m
		094	06 54 07.05	00.00.00	Transocean Arctic		
6506/12-S-01	H	1355	65 00 57.87	97.10.30	Statoil	Observasjon	m
		094	06 56 45.38	00.00.00	Transocean Winner		
6507/07-A-07		1367	65 19 33.14	97.07.12	Statoil	Olje produsent	m
		095	07 19 04.05	00.00.00	Heidrun		
6507/07-A-28		1334	65 19 32.71	97.08.14	Statoil	Olje produsent	3005 m
		095	07 19 03.27	97.10.21	Heidrun	Midl. forl. ved TD	
6507/07-A-36		1247	65 19 32.64	97.01.12	Statoil	Olje produsent	4658 m
		095	07 19 03.33	97.06.10	Heidrun	Olje	
6507/07-A-46		1223	65 19 32.58	96.11.17	Statoil	Olje produsent	2941 m
		095	07 19 04.00	97.01.12	Heidrun	Olje	
6608/10-B-02	H	1239	66 00 55.04	96.12.13	Statoil	Olje produsent	3862 m
		128	08 03 17.00	97.12.09	Transocean Wildcat	Midl. forl. ved TD	
6608/10-C-04	H	1226	66 00 52.20	96.11.18	Statoil	Gass injektor	2900 m
		128	08 03 21.72	97.08.18	Transocean Wildcat	Midl. forl. ved TD	
6608/10-D-02	H	1249	66 00 49.15	97.01.09	Statoil	Olje produsent	4174 m
		128	08 03 28.53	00.00.00	Transocean Wildcat		

**Tabell 7.4.c**
**Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger**

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgitt brønn

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
2/04-X-01		1348	56 32 50.93	97.10.22	Phillips	Olje produsent	5284 m
		018	03 13 07.98	97.12.13	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-03		1317	56 32 50.90	97.06.22	Phillips	Olje produsent	7812 m
		018	03 13 08.25	97.10.24	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-04		1276	56 32 50.89	97.03.10	Phillips	Olje produsent	3990 m
		018	03 13 08.39	97.04.04	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-06		1255	56 32 50.99	97.01.23	Phillips	Olje produsent	4812 m
		018	03 13 08.14	97.03.09	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-09		1306	56 32 51.08	97.04.05	Phillips	Olje produsent	4033 m
		018	03 13 08.03	97.06.22	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-10		1399	56 32 51.08	97.12.14	Phillips	Olje produsent	m
		018	03 13 08.14	00.00.00	Mærsk Gallant		
2/08-F-07		1315	56 16 35.60	97.05.12	Amoco	Olje produsent	5066 m
		006	03 23 47.17	97.07.07	Mærsk Guardian	Midl. forlatt ved TD	
2/08-F-08		1332	56 16 35.00	97.07.17	Amoco	Olje produsent	4690 m
		006	03 23 47.00	97.08.24	Mærsk Guardian	Midl. forlatt ved TD	
2/08-F-09		1254	56 16 35.46	97.01.28	Amoco	Olje produsent	5188 m
		006	03 23 47.22	97.04.13	Mærsk Guardian	Midl. forlatt ved TD	
2/08-F-17		1365	56 16 35.52	97.10.02	Amoco	Olje produsent	m
		006	03 23 47.25	00.00.00	Mærsk Guardian		
9/02-A-02	A	1271	57 49 07.54	97.04.17	Statoil	Olje produsent	5040 m
		114	04 31 10.87	97.05.30	Mærsk Giant	Midl. forlatt ved TD	
9/02-A-06		1286	57 49 07.47	97.03.11	Statoil	Olje produsent	5191 m
		114	04 31 10.95	97.03.29	Mærsk Giant	Midl. forlatt ved TD	
15/09-B-04		1379	58 25 04.78	97.07.01	Statoil	Gass produsent	6476 m
		046	01 43 04.38	97.11.28	West Epsilon	Midl. forlatt ved TD	
15/09-B-17		1283	58 25 04.42	97.04.21	Statoil	Gass produsent	5911 m
		046	01 43 04.17	97.07.04	West Epsilon	Midl. forlatt ved TD	

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
15/09-B-22	1393	58 25 04.31	97.11.29	Statoil	Gass produsent	m
	046	01 43 04.48	00.00.00	West Epsilon		
25/11-A-05 B H	1364	59 11 30.22	97.08.23	Esso	Olje produsent	2988 m
	001	02 21 34.19	97.09.10	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-B-07 A H	1253	59 10 40.45	97.01.14	Esso	Olje produsent	2891 m
	001	02 22 46.46	97.03.08	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-03 A H	1401	59 11 00.62	97.12.13	Esso	Observasjon	2273 m
	001	02 24 32.52	97.12.20	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-03 B H	1402	59 11 00.62	97.12.21	Esso	Olje produsent	m
	001	02 24 32.52	00.00.00	West Alpha		
25/11-C-13 H	1310	59 10 59.87	97.05.07	Esso	Olje produsent	2725 m
	001	02 24 34.62	97.07.05	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
31/02-D-05 H	1350	60 51 25.74	97.07.26	Hydro	Observasjon	1944 m
	054	03 26 34.49	97.08.09	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-D-05 A H	1351	60 51 25.74	97.08.09	Hydro	Olje produsent	3800 m
	054	03 26 34.49	97.10.08	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/02-D-10 H	1369	60 51 11.06	97.10.09	Hydro	Olje produsent	1723 m
	054	03 29 15.68	97.10.29	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/02-E-06 B H	1260	60 47 51.30	97.01.12	Hydro	Olje produsent	3355 m
	054	03 26 43.10	97.02.01	Polar Pioneer	Olje	
31/02-F-04 H	1264	60 46 31.51	97.02.13	Hydro	Observasjon	1690 m
	054	03 26 04.76	97.02.25	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-F-04 A H	1274	60 46 31.51	97.02.26	Hydro	Olje produsent	3320 m
	054	03 26 04.76	97.03.17	Polar Pioneer	Olje	
31/02-M-41	1297	60 55 55.99	97.03.19	Hydro	Observasjon	1730 m
	054	03 36 25.11	97.04.05	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-P-41	1370	60 53 11.46	97.10.30	Hydro	Observasjon	1725 m
	089	03 31 21.54	97.11.21	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/05-H-03 H	1302	60 42 51.32	97.04.07	Hydro	Observasjon	2377 m
	085	03 30 49.38	97.04.22	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-H-03 A H	1303	60 42 51.32	97.04.23	Hydro	Olje produsent	4630 m
	085	03 30 49.38	97.05.26	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/05-H-03 B H	1304	60 42 51.32	97.05.27	Hydro	Olje produsent	1409 m
	085	03 30 49.38	97.07.10	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/05-I-21 H	1385	60 43 42.50	97.11.24	Hydro	Observasjon	1947 m
	085	03 34 39.81	97.12.11	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-22 H	1395	60 43 42.75	97.12.11	Hydro	Observasjon	2002 m
	085	03 34 39.35	97.12.19	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-22 A H	1396	60 43 42.75	97.12.19	Hydro	Olje produsent	m
	085	03 34 39.35	00.00.00	Polar Pioneer		
31/05-J-41	1333	60 43 27.22	97.07.11	Hydro	Observasjon	1760 m
	085	03 39 28.93	97.07.26	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
33/09-F-03 H	1232	61 26 40.82	97.03.14	Statoil	Olje produsent	3450 m
	037	01 57 23.99	97.05.09	Treasure Prospect	Midl. forlatt ved TD	
34/07-B-01 H	1265	61 23 49.46	97.02.21	Saga	Observasjon	4220 m
	089	02 07 03.95	97.04.08	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-B-01 A H	1313	61 23 49.46	97.05.18	Saga	Olje produsent	3650 m
	089	02 07 03.95	97.06.17	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD	
34/07-B-02 H	1301	61 23 49.33	97.04.09	Saga	Olje produsent	3113 m
	089	02 07 03.76	97.10.14	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD	
34/07-J-07 H	1305	61 17 29.81	97.07.02	Saga	Observasjon	2585 m
	089	02 09 48.39	97.07.19	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-J-07 A H	1347	61 17 29.81	97.07.19	Saga	Observasjon	2800 m
	089	02 09 48.39	97.08.10	Scarabeo 5	Plugget	
34/08-A-01 H	1322	61 22 12.57	97.07.04	Hydro	Observasjon	1110 m
	120	02 27 35.13	97.07.14	West Delta	Plugget	
34/08-A-01 A H	1323	61 22 12.57	97.07.14	Hydro	Observasjon	4582 m
	120	02 27 35.13	97.09.13	West Delta	Midlertidig forlatt	
34/08-A-02 H	1381	61 22 12.80	97.11.16	Hydro	Gass injektor	m
	120	02 27 35.09	00.00.00	West Delta		
34/08-A-07 H	1360	61 22 13.26	97.10.06	Hydro	Olje produsent	3642 m
	120	02 27 32.83	97.11.15	West Delta	Midl. forlatt ved TD	
34/10-F-04 H	1336	61 05 51.88	97.08.09	Statoil	Observasjon	4320 m
	050	02 16 35.62	97.10.07	Transocean Wildcat	Plugget	
34/10-F-04 A H	1337	61 05 51.81	97.10.07	Statoil	Olje produsent	m
	050	02 16 35.81	00.00.00	Transocean Wildcat		
34/10-G-02 H	1272	61 05 50.23	97.04.09	Statoil	Olje produsent	3559 m
	050	02 16 36.25	97.05.22	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
34/10-J-01 H	1285	61 03 50.67	97.06.08	Statoil	Gass injektor	4459 m
	050	02 00 10.58	97.07.27	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
6407/07-A-10 H	1261	64 16 15.78	97.02.11	Hvdro	Observasjon	3764 m

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
6506/11-G-03	H	107	07 12 09.44	97.04.04	West Vanguard	Plugget
		1298	65 05 17.79	97.04.23	Statoil	Gass injektor
6506/11-G-04	H	134	06 39 43.22	97.07.10	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD
		1335	65 05 17.80	97.07.10	Statoil	Gass injektor
6506/12-K-02	H	134	06 39 43.59	97.08.02	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD
		1339	65 08 01.90	97.08.21	Statoil	Gass injektor
6506/12-K-03	H	094	06 42 24.87	97.10.27	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD
		1358	65 08 01.97	97.06.24	Statoil	Gass injektor
6506/12-L-01	H	094	06 42 25.10	97.08.20	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD
		1299	65 08 17.89	97.04.12	Statoil	Olje produsent
6506/12-L-02	H	094	06 46 57.32	97.06.26	Transocean Searcher	Midl. forlatt ved TD
		1329	65 08 17.72	97.06.28	Statoil	Olje produsent
6506/12-P-03	H	094	06 46 57.36	00.00.00	Transocean Searcher	
		1326	65 01 22.92	97.08.07	Statoil	Olje produsent
6506/12-P-03 A	H	094	06 52 45.65	97.11.09	Transocean Arctic	Plugget
		1327	65 01 22.92	97.11.09	Statoil	Olje produsent
6506/12-R-01	H	094	06 52 45.65	97.12.20	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD
		1259	65 01 59.96	97.02.01	Statoil	Gass injektor
6506/12-R-04	H	094	06 54 07.17	97.04.03	Transocean Searcher	Midl. forlatt ved TD
		1387	65 02 00.27	97.12.25	Statoil	Gass injektor
6506/12-S-01	H	094	06 54 07.05	00.00.00	Transocean Arctic	
		1355	65 00 57.87	97.10.30	Statoil	Observasjon
6608/10-D-02	H	094	06 56 45.38	00.00.00	Transocean Winner	
		1249	66 00 49.15	97.01.09	Statoil	Olje produsent
		128	08 03 28.53	00.00.00	Transocean Wildcat	

## 7.5 RESSURSER I FUNN OG FELT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Tabell 7.5.a

Funn som i 1997 rapporteres som deler av andre felt eller funn

Funn	Rapportert i felt eller funn	Funn	Rapportert i felt eller funn
2/7-8	Eldfisk	34/8-4 S	Visund
2/11-10 S	Hod	34/10-21	Gullfaks Sør
9/2-3	Yme	35/11-7	35/11-4 R Fram
15/9-20 S	Sleipner Øst	35/11-8 S	35/11-4 R Fram
15/12-10 S	Varg	36/7-1	35/9-1 Gjøa
24/9-6	24/9-5	6407/1-3	Tyrihans Nord
30/3-6 S	Veslefrikk	6608/10-4	Norne
30/6-18 Kappa	Oseberg Vest	7120/7-1	Askeladd Vest
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst	7120/7-2	Askeladd Sentral
30/7-2	30/7-6 R Hild	7121/7-2	Albatross Sør
34/7-13 Snorre Vest	Vigdis		

Tabell 7.5.b

Reserver og ressurser i felt

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår
<b>Reserver der produksjonen er avsluttet (klasse 1) <sup>1)</sup></b>					
Mime	0,4	0,1		0,5	1982
Nordøst frigg		11,6	0,0	11,7	1974
Odin		27,3	0,1	27,4	1974
<b>Sum</b>	<b>0,4</b>	<b>39,0</b>	<b>0,1</b>	<b>39,5</b>	



	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår
<b>Reserver i produksjon eller med godkjent utbyggingsplan (klasse 1 og 2)</b>					
Albuskjell	7,4	16,1	1,0	24,8	1972
Balder <sup>2)</sup>	27,2	0,8		28,0	1967
Brage	52,8	2,9	0,8	56,7	1980
Cod	2,9	7,4	0,5	11,0	1968
Edda	4,8	2,1	0,2	7,2	1972
Ekofisk	404,0	153,2	15,5	577,4	1969
Eldfisk	112,4	56,1	4,9	174,9	1970
Embla	8,8	6,3	0,7	16,0	1988
Frigg		119,2	0,4	119,7	1971
Frøy	6,7	1,6	0,1	8,4	1987
Gullfaks	313,6	23,8	2,3	340,4	1978
Gullfaks Sør <sup>2)</sup>	21,5	1,7		23,2	1978
Gullfaks Vest	3,1	0,3		3,4	1991
Gullveig <sup>2)</sup>	2,7	1,2		3,9	1995
Gungne		4,5	1,7	6,7	1982
Gyda	29,0	3,9	1,6	35,0	1980
Gyda Sør	3,1	1,5	0,3	5,0	1991
Heimdal	6,7	40,3		47,0	1972
Hod	8,4	1,8	0,3	10,6	1974
Jotun <sup>2)</sup>	30,7	0,7		31,4	1994
Lille-Frigg	1,3	2,4		3,7	1975
Loke		3,5	1,5	5,5	1983
Murchison	13,3	0,4	0,4	14,2	1975
Oseberg	326,0	16,4	6,0	350,2	1979
Oseberg Sør <sup>2)</sup>	53,5	11,4		64,9	1984
Oseberg Vest	1,6	6,0		7,6	1984
Oseberg Øst <sup>2)</sup>	23,5	0,8		24,3	1981
Rimfaks <sup>2)</sup>	19,9	-1,7		18,2	1983
Sleipner Vest		128,1	29,6	166,6	1974
Sleipner Øst		38,4	25,0	70,9	1981
Snorre	167,7	5,7	3,6	178,1	1979
Statfjord	555,7	54,9	15,6	630,9	1974
Statfjord Nord	41,1	3,1	0,6	45,0	1977
Statfjord Øst	32,0	4,5	0,7	37,4	1976
Tommeliten Gamma	3,9	9,2	0,6	13,9	1978
Tor	26,7	11,6	1,3	40,0	1970
Tordis	29,1	2,1	0,7	32,1	1987
Tordis Øst <sup>2)</sup>	5,5	0,5	0,2	6,3	1993
Troll I	15,5	582,2		597,7	1983
Troll II	193,0	65,0		258,0	1979
Ula	69,3	3,5	2,6	76,2	1976
Valhall	116,8	27,8	4,0	149,8	1975
Varg <sup>2)</sup>	5,5	0,2	0,0	5,7	1984
Veslefrikk	54,5	5,2	1,8	62,0	1981
Vest Ekofisk	12,1	26,9	1,4	40,8	1970
Vigdis	28,8	2,0		30,8	1986

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår
Visund <sup>2)</sup>	48,5			48,5	1986
Yme	9,6			9,6	1987
Øst Frigg		9,3		9,3	1973
<i>Sum Nordsjøen</i>	<i>2 900,2</i>	<i>1 464,8</i>	<i>125,9</i>	<i>4 528,6</i>	
Draugen	111,3			111,3	1984
Heidrun	155,0	12,8		167,8	1985
Njord	31,6			31,6	1986
Norne	72,4			72,4	1992
Åsgard <sup>2)</sup>	132,3	191,0	24,0	354,5	1981
<i>Sum Norskehavet</i>	<i>502,6</i>	<i>203,8</i>	<i>24,0</i>	<i>737,6</i>	
<b>Sum</b>	<b>3 402,8</b>	<b>1 668,6</b>	<b>149,9</b>	<b>5 266,2</b>	
<b>Ressurser i felt</b>					
Ressurser i sen planleggingsfase (klasse 3)	202,6	531,1	12,0	749,3	
Ressurser i tidlig planleggingsfase (klasse 4)	138,8	418,0	6,1	564,7	
Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt (klasse 5)	10,2	65,0	1,0	76,5	
Ressurser der utbygging er lite sannsynlig (klasse 6)	4,2	1,1		5,3	
<b>Sum ressurser i felt</b>	<b>355,8</b>	<b>1 015,2</b>	<b>19,1</b>	<b>1 395,9</b>	
<b>Sum reserver og ressurser i felt</b>	<b>3 759,0</b>	<b>2 722,8</b>	<b>169,2</b>	<b>6 701,7</b>	

<sup>1)</sup> Opprinnelig utvinnbare reserver i felt hvor produksjonen er avsluttet er lik den leverte mengden. Eventuelle gjenværende utvinnbare ressurser føres i aktuelle ressursklasser. Det er ikke bokført gjenværende utvinnbare ressurser i de tre avsluttede feltene.

<sup>2)</sup> Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang per 31.12.1997

<sup>3)</sup> Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet.

**Tabell 7.5.c**

**Ressurser i funn<sup>1)</sup>**

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
<b>Ressurser i sen planleggingsfase (klasse 3)</b>					
34/7-21 <sup>2)</sup>	9,4	1,1		10,5	1992
2/12-1 Mjølnær	2,3	0,4	0,1	2,8	1987
3/7-4 Trym		2,9	0,7	3,8	1990
16/7-4	1,8	5,0	1,0	8,1	1982
25/4-6 S Vale	5,9	3,9		9,8	1991
25/5-3 Skirne		5,1	0,7	6,0	1990
25/11-15 Grane	95,8			95,8	1991
30/2-1 Huldra	7,2	18,9	0,3	26,5	1982
30/6-18 Kappa	3,5	5,4		8,9	1985
33/9-19 S	11,0	0,7		11,7	1996
34/7-23 S	2,0	0,3		2,3	1994
34/7-25 S	2,3	0,2		2,5	1996
34/11-1 Kvitebjørn	18,0	44,9	0,4	63,4	1994

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
35/11-4 R Fram	31,3	11,2		42,5	1992
<i>Sum Nordsjøen</i>	<i>190,5</i>	<i>100,0</i>	<i>3,2</i>	<i>294,7</i>	
6406/2-3 Kristin		58,6	37,4	107,2	1997
6507/8-4 Heidrun Nord	4,9	0,4		5,3	1990
<i>Sum Norskehavet</i>	<i>4,9</i>	<i>59,0</i>	<i>37,4</i>	<i>112,5</i>	
<b>Sum</b>	<b>195,4</b>	<b>159,0</b>	<b>40,6</b>	<b>407,2</b>	
<b>Ressurser i tidlig planleggingsfase (klasse 4)</b>					
1/3-3	4,3			4,3	1983
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,2	3,5	0,3	7,1	1977
2/4-17 Tjalve	1,2	2,2	0,1	3,5	1992
15/5-5	8,7	0,5		9,2	1995
15/9-19 S R Volve	12,5	2,0		14,5	1993
25/5-5	4,3			4,3	1995
25/8-4	1,0			1,0	1992
25/11-16	3,6			3,6	1992
30/6-17 R	0,5	1,4		1,9	1986
35/9-1 R Gjøa	11,4	33,3	2,5	48,0	1989
<i>Sum Nordsjøen</i>	<i>50,7</i>	<i>42,9</i>	<i>2,9</i>	<i>97,4</i>	
6406/2-1 Lavrans		72,6	23,1	102,6	1995
6406/3-2 Trestakk	6,2			6,2	1986
6407/1-2 Tyrihans Sør	17,9	31,7	6,2	57,7	1983
<i>Sum Norskehavet</i>	<i>24,1</i>	<i>104,3</i>	<i>29,3</i>	<i>166,5</i>	
7121/4-1 Snøhvit	10,2	60,9	4,2	76,6	1984
<b>Sum</b>	<b>85,0</b>	<b>208,1</b>	<b>36,4</b>	<b>340,4</b>	
<b>Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt (klasse 5)</b>					
1/2-1	0,1			0,1	1989
1/3-6	1,5	0,9	0,1	2,5	1991
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6		6,7	1974
2/2-1	0,4			0,4	1982
2/2-5	2,4			2,4	1992
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3		1,2	1972
2/6-5	0,9			0,9	1997
2/7-22		0,6		0,6	1990
2/7-29	3,0			3,0	1994
7/7-2	2,4	0,1		2,5	1992
7/8-3	1,5			1,5	1983
15/3-1 S	4,0	14,6	1,8	20,9	1975
15/3-4	2,2	1,1		3,3	1982
15/5-1 Dagny		5,9	1,3	7,6	1978
15/8-1 Alpha		4,1	1,3	5,8	1982
16/7-2	0,5	1,8	0,3	2,7	1982
18/10-1	1,2			1,2	1980
24/6-1 Peik	3,0	9,1		12,1	1985
24/9-3	2,0	0,1		2,1	1981
24/9-5	5,0			5,0	1994
24/12-3 S	3,5	0,2		3,7	1996

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
25/5-4 Byggve		3,1	0,5	3,8	1991
25/6-1	1,2			1,2	1986
25/8-9	0,9			0,9	1997
25/8-10 S	9,1	0,3		9,4	1997
30/7-6 R Hild	13,1	33,4		46,5	1978
30/8-1 S		28,6	7,2	38,0	1995
30/10-6		5,7		5,7	1992
34/4-5	2,2	0,3		2,5	1984
34/7-18	1,7			1,7	1991
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		75,0	1985
35/3-2 Agat		43,0		43,0	1980
35/8-1	1,9	13,5		15,4	1981
35/8-2	2,6	7,0		9,6	1982
35/10-2		2,6		2,6	1996
35/11-2	1,5	4,9	2,6	9,8	1987
36/7-2	2,0			2,0	1997
<i>Sum Nordsjøen</i>	<i>81,8</i>	<i>251,8</i>	<i>15,1</i>	<i>353,2</i>	
6407/6-3 Mikkell	4,0	17,0		21,0	1987
6407/8-2	0,4	1,4		1,8	1994
6506/11-2 Lange	3,5	1,8		5,3	1991
6507/2-2		7,7		7,7	1992
6507/3-1 Alve	1,6	8,5		10,1	1990
<i>Sum Norskehavet</i>	<i>9,5</i>	<i>36,4</i>		<i>45,9</i>	
7120/8-1 Askeladd		41,0	1,3	42,7	1981
7120/9-1 Albatross		10,6	0,5	11,3	1982
7120/12-2		10,7		10,7	1981
7120/12-3		4,1		4,1	1983
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,0	0,1	3,1	1985
7121/5-2 Beta	3,2	0,5		3,7	1986
7122/6-1	3,2	5,7		8,9	1987
7124/3-1		2,1		2,1	1987
<i>Sum Barentshavet</i>	<i>6,4</i>	<i>77,7</i>	<i>1,9</i>	<i>86,6</i>	
<b>Sum</b>	<b>97,7</b>	<b>365,9</b>	<b>17,0</b>	<b>485,6</b>	

**Ressurser der utbygging er lite sannsynlig (klasse 6)**

1/3-1					1968
2/2-2		0,9		0,9	1982
2/3-1					1969
2/4-10	2,4			2,4	1973
2/4-11					1974
2/4-14					1989
2/5-4					1972
2/5-7	2,9			2,9	1984
2/7-2					1971
2/7-19 R	2,0			2,0	1990
6/3-1 Pi	0,3			0,3	1985
7/12-5	1,1			1,1	1981
15/5-2		2,4	0,5	3,1	1978

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
15/12-8	0,5	1,0		1,5	1991
17/3-1					1995
17/12-1 Bream	1,0			1,0	1971
17/12-2 Brisling	0,2			0,2	1973
25/2-5 Lille Frøy	1,5	1,6	0,2	3,4	1976
25/7-2	1,0	1,0		2,0	1990
25/8-1					1970
25/10-8	2,7	0,3		3,0	1997
29/3-1	0,6	1,0		1,6	1986
30/6-14					1984
30/6-16					1985
33/9-6					1976
34/8-7 R					1993
34/10-40 S		0,6		0,6	1995
34/11-2 S	1,7	2,7		4,4	1996
<i>Sum Nordsjøen</i>	<i>17,9</i>	<i>11,5</i>	<i>0,7</i>	<i>30,3</i>	
6201/11-1	1,0	0,3		1,3	1987
6204/11-1		10,3	0,4	10,8	1994
6407/4-1					1985
<i>Sum Norskehavet</i>	<i>1,0</i>	<i>10,6</i>	<i>0,4</i>	<i>12,1</i>	
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	1988
7316/5-1		1,2		1,2	1992
<i>Sum Barentshavet</i>	<i>1,5</i>	<i>29,4</i>		<i>30,9</i>	
<b>Sum</b>	<b>20,4</b>	<b>51,5</b>	<b>1,1</b>	<b>73,3</b>	
<b>Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert (klasse 7)</b>					
2/1-11	0,3			0,3	1997
2/5-11	≤1			≤1	1997
9/2-6 S	0,2			0,2	1996
9/2-7 S	2,5			2,5	1997
16/7-7 S		5,0	10,0	18,0	1997
25/7-5	22,0			22,0	1997
25/8-11	8,0			8,0	1997
30/3-7 S	3,0			3,0	1995
35/9-3		≤1		≤1	1997
6204/10-2		≤1		≤1	1997
6305/5-1		100,0		100,0	1997
6306/5-1		1,0		1,0	1997
6507/7-11 S		≤1		≤1	1997
6707/10-1		38,0		38,0	1997
<b>Sum</b>	<b>37,0</b>	<b>147,0</b>	<b>10,0</b>	<b>197,0</b>	
<b>Sum ressurser i funn</b>	<b>435,4</b>	<b>931,5</b>	<b>105,1</b>	<b>1 503,6</b>	

1) En del funn har ressurser i flere ressursklasser. Ressursene er her ført samlet i laveste ressursklasse.

2) En liten andel av ressursene i 34/7-21 skal produseres i en langtidstest. Disse ressursene er bokført i ressursklasse 2, men rapporteres her samlet i klasse 3.

3) Funnår er funnår for det eldste funnet hvis flere funn er ført samlet.

**Tabell 7.5.d**  
**Opprinnelige og gjenværende reserver i felt**

	Opprinnelig salgbar				Gjenværende			
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	o.e. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
<b>Reserver der produksjonen er avsluttet (klasse 0)</b>								
Mime	0,4	0,1	0,0	0,5		0,0 <sup>1</sup>		
Nordøst Frigg		11,6	0,0	11,7		0,0 <sup>1</sup>		
Odin		27,3	0,1	27,4		0,0 <sup>1</sup>		
<b>Reserver i produksjon (klasse 1)</b>								
<i>Nordsjøen</i>								
Albuskjell	7,4	16,1	1,0	24,8	0,1	0,7	0,0	0,8
Brage	52,8	2,9	0,8	56,7	27,9	1,8	0,4	30,2
Cod	2,9	7,4	0,5	11,0	0,0	0,2	0,0	0,2
Edda	4,8	2,1	0,2	7,2	0,0	0,1	0,0	0,2
Ekofisk	404,0	153,2	15,5	577,4	171,1	47,3	6,3	226,6
Eldfisk	112,4	56,1	4,9	174,9	49,3	26,7	2,0	78,5
Embla	8,8	6,3	0,7	16,0	3,7	4,6	0,5	9,0
Frigg		119,2	0,4	119,7		7,6	0,4	8,1
Frøy	6,7	1,6	0,1	8,4	2,7	0,8	0,1	3,6
Gullfaks	313,6	23,8	2,3	340,4	90,4	8,5	0,8	99,9
Gullfaks Vest	3,1	0,3		3,4	1,3	0,3		1,6
Gungne <sup>2)</sup>		4,5	1,7	6,7		Ført på Sleipner <sup>2)</sup>		
Gyda	29,0	3,9	1,6	35,0	4,2	0,2	0,2	4,7
Gyda Sør <sup>3)</sup>	3,1	1,5	0,3	5,0		Ført på Gyda <sup>3)</sup>		
Heimdal	6,7	40,3		47,0	0,9	0,1		1,0
Hod	8,4	1,8	0,3	10,6	2,4	0,7	0,1	3,2
Lille-Frigg	1,3	2,4		3,7	0,1	0,4	0,0	0,4
Loke <sup>2)</sup>		3,5	1,5	5,5		Ført på Sleipner <sup>2)</sup>		
Murchison <sup>4)</sup>	13,3	0,4	0,4	14,2	1,1	0,1	0,1	1,2
Oseberg	326,0	16,4	6,0	350,2	102,9	16,4	6,0	127,1
Oseberg Vest	1,6	6,0		7,6	1,6	6,0		7,6
Sleipner Vest <sup>2)</sup>		128,1	29,6	166,6		127,7	27,0	162,8
Sleipner Øst <sup>2)</sup>		38,4	25,0	70,9		13,3	11,3	27,9
Snorre	167,7	5,7	3,6	178,1	115,7	3,2	1,9	121,5
Statfjord <sup>4)</sup>	555,7	54,9	15,6	630,9	87,8	17,8	5,3	112,4
Statfjord Nord	41,1	3,1	0,6	45,0	31,3	2,5	0,4	34,3
Statfjord Øst	32,0	4,5	0,7	37,4	20,7	3,9	0,5	25,2
Tommeliten Gamma <sup>5)</sup>	3,9	9,2	0,6	13,9	0,1	-0,2	0,1	-0,0
Tor	26,7	11,6	1,3	40,0	6,3	1,2	0,2	7,7
Tordis	29,1	2,1	0,7	32,1	14,8	1,0	0,4	16,2
Troll I (Troll Øst)	15,5	582,2		597,7	14,6	562,9		577,5
Troll II (Troll Olje)	193,0	65,0		258,0	161,5	64,5		226,0
Ula <sup>5)</sup>	69,3	3,5	2,6	76,2	12,6	-0,2	0,4	12,9
Valhall	116,8	27,8	4,0	149,8	65,5	17,4	2,1	85,5
Veslefrikk	54,5	5,2	1,8	62,0	23,8	3,9	0,9	28,8
Vest Ekofisk	12,1	26,9	1,4	40,8	0,0	1,0	0,0	1,0
Vigdis	28,8	2,0		30,8	27,2	2,0		29,2
Yme	9,6			9,6	6,4			6,4
Øst Frigg		9,3		9,3		0,1		0,1
<i>Norskehavet</i>								
Draugen	111,3			111,3	81,4			81,4
Heidrun	155,0	12,8		167,8	128,4	12,8		141,2
Njord	31,6			31,6	31,2			31,2
Norne	72,4			72,4	72,0			72,0

<sup>1)</sup> Opprinnelig utvinnbare reserver i felt der produksjonen er avsluttet er lik den leverte megden, gjenværende blir dermed null.

- 2) Gassproduksjonen fra Sleipnerområdet måles samlet. All produksjon i dette området er fratrukket reservene på Sleipner Øst.
- 3) Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. All produksjon er fratrukket reservene på Gyda.
- 4) Dette er norsk andel.
- 5) Små negative tall for gjenværende ressurser er av regnskapsteknisk årsak, og skyldes manglende samsvar mellom omtrentlige opprinnelige utvinnbare ressurser og eksakte produksjonstall.

**Tabell 7.5.e**

**Endringer i reserve- og ressursanslagene i årsberetningene 1996-1997. Større avvik er forklart i kapittel 1.1 og 1.4 til 1.6.**

	Ressurser 1998			Ressurser 1997			Differanse 98-97		
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn
<b>Reserver der produksjonen er avsluttet</b>									
Mime	0,4	0,1		0,4	0,1				
Nordøst Frigg		11,6	0,0		11,8	0,1		-0,2	-0,1
Odin		27,3	0,1		26,6			0,7	0,1
<b>Reserver i produksjon eller med godkjent utbyggingsplan</b>									
<i>Nordsjøen</i>									
Albuskjell	7,4	16,1	1,0	7,4	16,1	1,0			
Balder	27,2	0,8		27,2	0,8				
Brage	52,8	2,9	0,8	46,6	1,4	0,5	6,2	1,5	0,3
Cod	2,9	7,4	0,5	2,9	7,4	0,5			
Edda	4,8	2,1	0,2	4,9	2,1	0,2	-0,1		
Ekofisk	404,0	153,2	15,5	404,0	150,4	15,2		2,8	0,3
Eldfisk	112,4	56,1	4,9	81,3	58,7	4,6	31,1	-2,6	0,3
Embla	8,8	6,3	0,7	8,3	6,0	0,6	0,5	0,3	0,1
Frigg		119,2	0,4		111,9	0,4		7,3	
Frøy	6,7	1,6	0,1	11,0	2,3	0,2	-4,3	-0,7	-0,1
Gullfaks	313,6	23,8	2,3	307,7	23,0	2,4	5,9	0,8	-0,1
Gullfaks Sør	21,5	1,7		20,7	2,1		0,8	-0,4	
Gullfaks Vest	3,1	0,3		3,1				0,3	
Gullveig	2,7	1,2		2,1			0,6	1,2	
Gungne		4,5	1,7		2,1	0,9		2,4	0,8
Gyda	29,0	3,9	1,6	30,0	3,7	1,6	-1,0	0,2	
Gyda Sør	3,1	1,5	0,3	2,1	1,1	0,3	1,0	0,4	
Heimdal	6,7	40,3		6,6	40,5		0,1	-0,2	
Hod	8,4	1,8	0,3	8,7	2,2	0,3	-0,3	-0,4	-0,0
Jotun	30,7	0,7		30,7				0,7	
Lille-Frigg	1,3	2,4		1,6	3,5		-0,3	-1,1	
Løke		3,5	1,5		3,5	1,5			
Murchison	13,3	0,4	0,4	12,8	0,4	0,4	0,5		
Oseberg	326,0	16,4	6,0	319,3	88,9	6,0	6,7	-72,5	
Oseberg Sør	53,5	11,4		54,4	25,1		-0,9	-13,7	
Oseberg Vest	1,6	6,0		1,8	7,5	0,2	-0,2	-1,5	-0,2
Oseberg Øst	23,5	0,8		23,5	1,4		-0,1	-0,6	
Rimfaks	19,9	-1,7		18,9			1,0	-1,7	
Sleipner Vest		128,1	29,6		129,4	33,7		-1,3	-4,1
Sleipner Øst		38,4	25,0		41,5	27,3		-3,1	-2,3
Snorre	167,7	5,7	3,6	169,1	5,0	2,3	-1,4	0,7	1,3
Statfjord	555,7	54,9	15,6	535,0	53,9	15,1	20,7	1,0	0,5
Statfjord Nord	41,1	3,1	0,6	40,9	2,5	0,5	0,2	0,6	0,1
Statfjord Øst	32,0	4,5	0,7	29,8	3,6	0,7	2,2	0,9	
Tommeliten Gamma	3,9	9,2	0,6	3,8	9,2	0,5	0,1		0,1
Tor	26,7	11,6	1,3	25,5	11,4	1,2	1,2	0,2	0,1
Tordis	29,1	2,1	0,7	28,9	2,3	0,7	0,2	-0,2	
Tordis Øst	5,5	0,5	0,2	5,6	0,4	0,1	-0,1	0,1	0,1
Troll I	15,5	582,2		19,9	834,9		-4,4	-252,7	
Troll II	193,0	65,0		94,0	19,9	0,4	99,0	45,1	-0,4
Ula	69,3	3,5	2,6	69,2	3,6	2,6	0,1	-0,1	
Valhall	116,8	27,8	4,0	115,4	32,1	4,8	1,4	-4,3	-0,8

	Ressurser 1998			Ressurser 1997			Differanse 98-97		
	Olje	Gass	NGL	Olje	Gass	NGL	Olje	Gass	NGL
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn
Varg	5,5	0,2	0,0	10,7			-5,2	0,2	0,0
Veslefrikk	54,5	5,2	1,8	54,4	2,6	1,0	0,1	2,6	0,8
Vest Ekofisk	12,1	26,9	1,4	12,1	26,9	1,4			
Vigdis	28,8	2,0		33,9	2,4		-5,1	-0,4	
Visund	48,5			48,5					
Yme	9,6			8,7			0,9		
Øst Frigg		9,3			9,5			-0,2	
<i>Norskehavet</i>									
Draugen	111,3			94,5			16,8		
Heidrun	155,0	12,8		155,0	13,2			-0,4	
Njord	31,6			37,5			-5,9		
Norne	72,4			72,4					
Åsgard	132,3	191,0	24,0	132,3	191,0	24,0		0,0	
<b>Ressurser i felt</b>									
Ressurser i sen planleggingsfase	202,6	531,1	12,0	248,4	136,6	5,6	-45,8	394,5	6,4
Ressurser i tidlig planleggingsfase	138,8	418,0	6,1	68,3	148,8	19,3	70,5	269,2	-13,2
Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	10,2	65,0	1,0	25,0	23,2	0,8	-14,8	41,8	0,2
Ressurser der utbygging er lite sannsynlig	4,2	1,1		4,2	0,9			0,2	
<b>Ressurser i sen planleggingsfase, funn</b>									
34/7-21	9,4	1,1		10,2	1,3		-0,8	-0,2	
2/12-1 Mjølner	2,3	0,4	0,1	3,5	0,6		-1,2	-0,2	0,1
3/7-4 Trym		2,9	0,7		2,9	0,5			0,2
16/7-4	1,8	5,0	1,0	0,9	8,0	0,5	0,9	-3,0	0,5
25/4-6 S Vale	5,9	3,9		3,5	4,0		2,4	-0,1	
25/5-3 Skirne		5,1	0,7		5,1	0,4			0,3
25/11-15 Grane	95,8			84,5			11,3		
30/2-1 Huldra	7,2	18,9	0,3	7,9	22,3		-0,7	-3,4	0,3
30/6-18 Kappa	3,5	5,4					Ikke rapportert separat i 1995		
33/9-19 S	11,0	0,7		11,0	0,8			-0,1	
34/7-23 S	2,0	0,3		3,6	0,4		-1,6	-0,1	
34/7-25 S	2,3	0,2		7,1	0,7		-4,8	-0,5	
34/11-1 Kvitebjørn	18,0	44,9	0,4	20,0	50,0		-2,0	-5,1	0,4
35/11-4 R Fram	31,3	11,2		26,6	19,9		4,7	-8,7	
6406/2-3 Kristin		58,6	37,4				Nytt funn i 1997		
6507/8-4 Heidrun Nord	4,9	0,4		3,4	0,5		1,5	-0,1	
<b>Ressurser i tidlig planleggingsfase, funn</b>									
1/3-3	4,3			4,3					
1/9-1 Tømmeliten Alpha	3,2	3,5	0,3	3,2	3,5	0,3			
2/4-17 Tjalve	1,2	2,2	0,1	1,2	2,2	0,2			-0,1
15/5-5	8,7	0,5		11,4			-2,7	0,5	
15/9-19 SR Volve	12,5	2,0		6,1	1,0		6,4	1,0	
25/5-5	4,3			1,7			2,6		
25/8-4	1,0						Ikke rapportert separat i 1995		
25/11-16	3,6						Ikke rapportert separat i 1995		
30/6-17 R	0,5	1,4					0,5	1,4	
35/9-1 R Gjøl	11,4	33,3	2,5	13,6	26,4		-2,2	6,9	2,5
6406/2-1 Lavrans		72,6	23,1	26,0	84,0	11,0	-26,0	-11,4	12,1
6406/3-2 Trestakk	6,2			4,8			1,4		
6407/1-2 Tyrihans Sør	17,9	31,7	6,2	16,0	25,0	6,0	1,9	6,7	0,2
7121/4-1 Snøhvit	10,2	60,9	4,2	6,7	78,0	9,2	3,5	-17,1	-5,0
<b>Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt, funn</b>									
1/2-1	0,1			0,1					
1/3-6	1,5	0,9	0,1	1,5	0,9	0,1			



	Ressurser 1998			Ressurser 1997			Differanse 98-97		
	Olje	Gass	NGL	Olje	Gass	NGL	Olje	Gass	NGL
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> tonn
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6		5,1	1,6				
2/2-1	0,4			0,4	1,1			-1,1	
2/2-5	2,4			0,9			1,5		
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3		0,9	0,3		-0,0	0,0	
2/6-5	0,9			2,0			-1,1		
2/7-22		0,6			0,6				
2/7-29	3,0			3,0					
7/7-2	2,4	0,1		2,4	0,1				
7/8-3	1,5			3,6	0,2		-2,1	-0,2	
15/3-1 S	4,0	14,6	1,8	4,0	14,6	1,8			-0,0
15/3-4	2,2	1,1		2,2	1,1				
15/5-1 Dagny		5,9	1,3		5,9	1,3			
15/8-1 Alpha		4,1	1,3		4,1	1,3			
16/7-2	0,5	1,8	0,3	0,5	1,8	0,3			
18/10-1	1,2			1,2			-0,1		
24/6-1 Peik	3,0	9,1		3,0	9,1				
24/9-3	2,0	0,1		3,0			-1,0	0,1	
24/9-5	5,0			0,7			4,3		
24/12-3 S	3,5	0,2		5,0			-1,5	0,2	
25/5-4 Byggve		3,1	0,5		3,9	0,5		-0,8	
25/6-1	1,2			1,2					
25/8-9	0,9								Nytt funn i 1997
25/8-10 S	9,1	0,3							Nytt funn i 1997
30/7-6 R Hild	13,1	33,4		13,1	33,4		0,0	0,0	
30/8-1 S		28,6	7,2		20,0			8,6	7,2
30/10-6		5,7			1,0			4,7	
34/4-5	2,2	0,3		2,0			0,2	0,3	
34/7-18	1,7			1,7					
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		6,0	69,0				
35/3-2 Agat		43,0			43,0				
35/8-1	1,9	13,5		1,9	13,5				
35/8-2	2,6	7,0		2,6	7,0				
35/10-2		2,6			8,0			-5,4	
35/11-2	1,5	4,9	2,6	1,5	4,9	2,6			
36/7-2	2,0								Nytt funn i 1997
6407/6-3 Mikkel	4,0	17,0			17,1	3,4	4,0	-0,1	-3,4
6407/8-2	0,4	1,4		0,4	1,4				
6506/11-2 Lange	3,5	1,8		7,9	4,6		-4,4	-2,8	
6507/2-2		7,7			7,7			-0,0	
6507/3-1 Alve	1,6	8,5			8,5		1,6		
7120/8-1 Askeladd		41,0	1,3		40,0			1,0	1,3
7120/9-1 Albatross		10,6	0,5		39,1	1,6		-28,5	-1,1
7120/12-2		10,7			10,7			-0,0	
7120/12-3		4,1			4,1			-0,0	
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,0	0,1		3,5			-0,5	0,1
7121/5-2 Beta	3,2	0,5		3,0	0,5		0,2		
7122/6-1	3,2	5,7		3,2	5,7				
7124/3-1		2,1			2,1				
<b>Ressurser der utbygging er lite sannsynlig, funn</b>									
1/3-1									
2/2-2		0,9			0,9				
2/3-1									
2/4-10	2,4			2,4					
2/4-11									
2/4-14									Ikke rapportert tidligere
2/5-4									
2/5-7	2,9			2,9					
2/7-2									
2/7-19 R	2,0			2,0					
6/3-1 Pi	0,3			0,8	0,4		-0,5	-0,4	

	Ressurser 1998			Ressurser 1997			Differanse 98-97		
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>9</sup> tonn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn
7/12-5	1,1			1,1			-0,0		
15/5-2		2,4	0,5		2,9	0,1		-0,5	0,4
15/12-8	0,5	1,0				1,0	0,5	1,0	-1,0
17/3-1									
17/12-1 Bream	1,0			1,0					
17/12-2 Brisling	0,2			0,2					
25/2-5 Lille Frøy	1,5	1,6	0,2	1,5	1,6	0,2			
25/7-2	1,0	1,0		1,0	1,0				
25/8-1									
25/10-8	2,7	0,3							
29/3-1	0,6	1,0		0,6	1,0		-0,0		
30/6-14									
30/6-16									
33/9-6									
34/8-7 R									
34/10-40 S		0,6			0,6				
34/11-2 S	1,7	2,7			9,0		1,7	-6,3	
6201/11-1	1,0	0,3		1,0	0,3			-0,0	
6204/11-1		10,3	0,4		10,3	0,4			
6407/4-1									
7119/12-3		4,1			4,1				
7128/4-1	0,9	0,1		0,9	0,1				
7226/11-1	0,6	24,0		0,6	24,0		-0,0		
7316/5-1		1,2			1,2			-0,0	
<b>Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert</b>									
2/1-11	0,3								
2/5-11	≤1								Nytt funn i 1997
9/2-6 S	0,2			2,0			-1,8		
9/2-7 S	2,5								
16/7-7 S		5,0	10,0						Nytt funn i 1997
25/7-5	22,0								
25/8-11	8,0								
30/3-7 S	3,0			3,0					
35/9-3		≤1							
6204/10-2		≤1							
6305/5-1		100,0							
6306/5-1		1,0							Nytt funn i 1997
6507/7-11 S		≤1							
6707/10-1		38,0							

## MÅLENHETER 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 omreg-

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.

ning:

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.

## 7.6 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

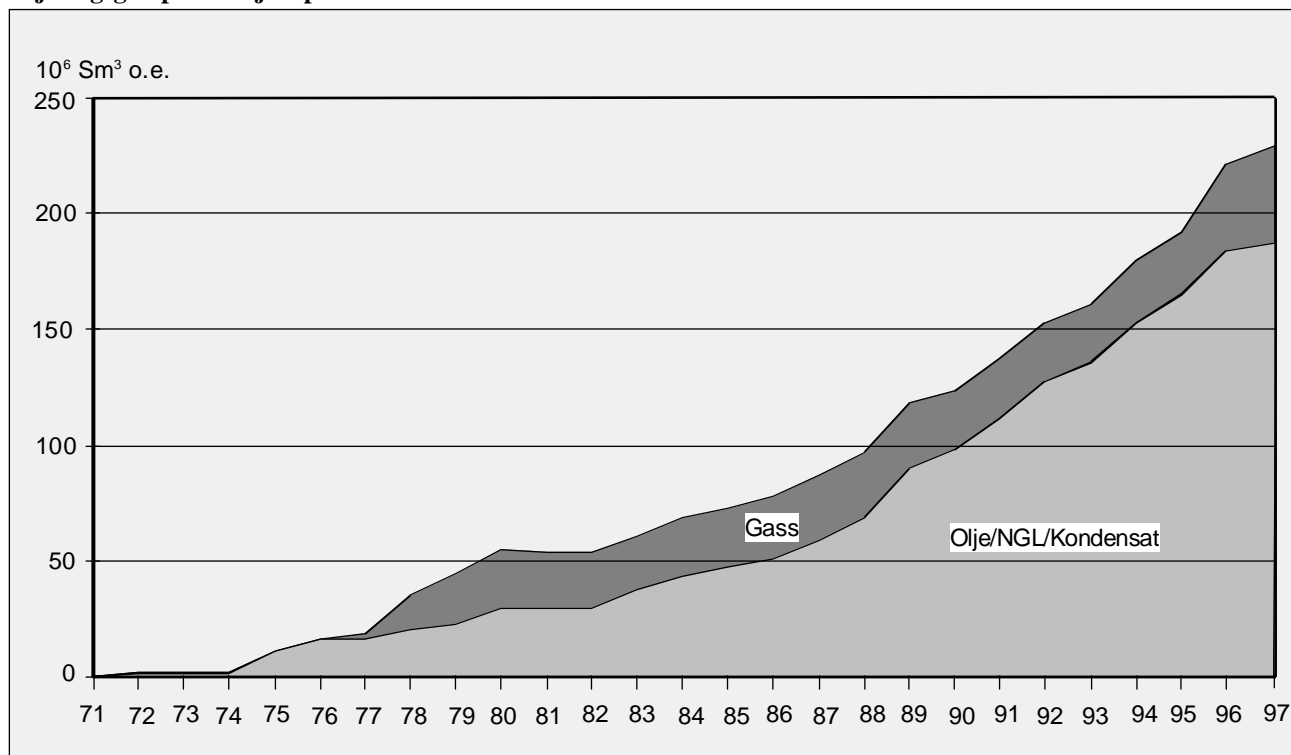
Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel i 1997 var  $229,2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  o.e. Produksjonen i 1996 var  $222,1 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  o.e. I tabell 7.6.a og i figurene 7.6.a og 7.6.b er produksjonen nærmere framstilt.

For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.6.a norsk andel av produksjonen.

**Tabell 7.6.a**  
Produksjon i millioner  $\text{Sm}^3$  oljeekvivalenter

1997	PRODUKSJON		FORBRUK			SALGBARE PRODUKTER			Sum
	Olje	Gass	Kond.	Gass Fakkel	Gass Brensel	Olje	Gass	NGL/ Kondensat	
Brage	5,914	0,616		0,010	0,062	5,869	0,230	0,103	6,203
Draugen	10,452	0,547		0,008	0,055	10,452			10,452
Ekofisk-området	18,617	7,968		0,007	0,967	17,195	7,248	0,736	25,179
Embla	0,802	0,329				0,739	0,299	0,039	1,077
Frigg-området	1,453	1,141	0,277	0,004	0,037	1,528	1,136	0,016	2,680
Gullfaks	23,835	3,044		0,041	0,282	23,835	1,684	0,137	25,656
Gullfaks Vest	0,287	0,037				0,287			0,287
Gyda (inkl. Gyda Sør)	3,281	0,952		0,002	0,039	2,505	0,581	0,196	3,282
Heidrun	13,190	1,934		0,027	0,127	13,411			13,411
Heimdal		2,841	0,414	0,001	0,042	0,405	2,712		3,119
Hod	0,490	0,103		0,001	0,007	0,465	0,095	0,017	0,578
Murchison	0,312	0,079		0,013	0,016	0,280	0,011	0,007	0,298
Njord	0,368	0,084		0,017	0,005	0,367			0,367
Norne	0,415	0,046		0,011	0,005	0,415			0,415
Oseberg	27,323	6,809		0,021	0,279	27,199			27,199
Oseberg Vest	0,112	0,394		0,001	0,003	0,071			0,071
Sleipner-området		14,870	8,989	0,026	0,259		7,943	7,409	15,352
Snorre	10,733	1,211		0,051	0,087	10,770	0,577	0,399	11,747
Statfjord	19,155	7,256		0,094	0,430	19,154	3,094	1,021	23,269
Statfjord Nord	3,946	0,285				3,935	0,173	0,065	4,173
Statfjord Øst	4,147	0,588				4,150	0,256	0,097	4,503
Tommeliten Gamma	0,243	0,708				0,141	0,648	0,045	0,834
Tordis	4,122	0,425		0,007	0,039	4,122	0,390	0,138	4,650
Troll-området	14,542	15,980	0,417	0,010	0,106	14,765	14,317		29,082
Ula	2,349	0,220		0,002	0,048	2,222	0,146	0,083	2,452
Valhall	4,868	1,006		0,011	0,073	4,530	0,940	0,167	5,638
Veslefrikk	3,455	0,673		0,010	0,050	3,475	0,139	0,060	3,674
Vigdis	1,607	0,111				1,573			1,573
Yme	2,001	0,085		0,030	0,004	1,980			1,980
Sum 1997	178,285	70,340	10,133	0,404	3,020	175,843	42,622	10,737	229,202
Sum 1996	177,283	59,454	8,400	0,428	2,817	175,496	37,398	9,242	222,135
Sum 1995	158,235	47,192	6,975	0,409	2,640	156,622	27,813	8,439	192,874
Sum 1994	147,674	45,392	4,588	0,364	2,630	146,282	26,841	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	153,203
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	96,355
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
Sum 1985	47,339	34,102	0,030	0,304	1,190	44,758	26,186	1,980	72,924

**Figur 7.6.a**  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-1997



**Figur 7.6.b**  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-1997

