

# Oljedirektoratet

## ÅRSBERETNING 1998

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 petroleumsressurser 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  
4003 Stavanger

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

Internett: <http://www.npd.no>  
E-post: [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 1998 er beregnet til ca 287 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 92 millioner Sm<sup>3</sup> væske (olje, NGL og kondensat), og ca 196 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Ressurstilveksten som følge av nye funn i 1998, antas å utgjøre 45-75 millioner Sm<sup>3</sup> olje (inkludert NGL og kondensat) og ca 45-85 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Av dette er det bare 6507/5-1-funnet på 34 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 34 milliarder Sm<sup>3</sup> gass som er bokført under nye funn, ressursklasse 7. De andre funnene er fremdeles i en tidlig evalueringsfase og derfor ennå ikke bokført under nye funn. Regnskapsteknisk sett befinner disse seg fremdeles i gruppen uoppdagede ressurser.

Nye beregninger viser et redusert potensial for ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinning på ca 100 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Samtidig har den beregnede gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljeressursene i oljefelt i produksjon og under utbygging økt fra ca 43% i 1997 til ca 44% i 1998. Det er foretatt en ny gjennomgang av de uoppdagede ressursene i løpet av 1998. Anslaget er endret, hovedsakelig med basis i en gjennomgang av områdene i Barentshavet og bekreftelse av nye letemodeller i Vøringbassenget. Anslaget for de uoppdagede ressursene er nå ca 1,4 milliarder Sm<sup>3</sup> olje og 2,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, til sammen 3,7 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e., en økning på ca 200 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. siden siste år. Dette innebærer at de totale utvinnbare ressursene er oppjustert med 400 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. og er nå 13,2 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på ca 6,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og ca 6,7 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gass.

I 1998 ble det produsert ca 169 millioner Sm<sup>3</sup> olje (2,91 millioner fat per dag), ca 8 millioner tonn NGL/kondensat og ca 43 milliarder Sm<sup>3</sup> gass for eksport. Brutto gassproduksjon inklusiv gass til injeksjon, brensel osv utgjorde ca 73 milliarder Sm<sup>3</sup>. Produksjonen av olje og NGL/kondensat var i 1998 ca 8 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. lavere enn i foregående år. De viktigste årsakene var produksjonsreguleringen med 3% kutt som ble iverksatt fra og med mai måned, forsinket produksjonsstart for nye felt, tekniske problemer på installasjonene og brønnproblemer.

## Økt utvinning

Oljedirektoratet har også i 1998 fokusert på utfordringer knyttet til tiltak for økt utvinning. Spesielt ble utvidet bruk av gassinjeksjon vurdert og sett i sammenheng med den totale gassforvaltningen på sokkelen. En studie av tynne og marginale oljesoner på sokkelen viste at innsatsen i tiden framover primært bør fokuseres på Troll, Sleipner Vest, 7121/4-1 Snøhvit og 6407/1-3 Tyrhans Nord.

Industrisamarbeidsforumet FORCE hadde nok et aktivt år, og i 1998 ble det inngått avtale om videreføring av FORCE til utgangen av 2001. I regi av forumet ble det arrangert en rekke seminarer om tema knyttet til økt utvinning. Disse var av høy faglig kvalitet og hadde stor deltagelse. Flere nye samarbeidsprosjekter er igangsatt i løpet av året. Oljedirektoratet anser dette å være viktige tiltak for å kunne realisere enda mer av identifisert

utvinningspotensial for olje. Per 31.12.1998 er dette anslått til 670 mill Sm<sup>3</sup> olje.

I 1997 delte Oljedirektoratet for første gang ut sin IOR-pris. Denne gikk til prosjektet Troll-Olje med Norsk Hydro som operatør, som anerkjennelse av mot og nytenkning for å øke utvinningen fra de tynne oljesonene på Trollfeltet. Det er intensjonen fra Oljedirektoratet at IOR-prisen deles ut årlig dersom det kan finnes verdige kandidater.

## Utbygging

Oljedirektoratet har behandlet plan for utbygging og drift for Snorre B fase II, Gullfaks satellitter fase II, Brage, Yme Beta vest, samt tillegg til PUD for brønngruppe T i Troll Vest gassprovins.

Plan for anlegg og drift for Jotun gassrør er også behandlet.

Som følge av de til dels omfattende utbyggingsplanene som ble fremlagt fra høsten 1995 og fram til våren 1997, har aktiviteten i virksomheten nådd et historisk høyt nivå i 1998. Dette førte til at Olje- og energidepartementet så et behov for å justere tidspunktet for igangsetting av nye prosjekter. Fra Oljedirektoratets side har det vært fokusert på å konsolidere og supplere de beslutninger som er fattet for å møte de sterkt voksende gassleveransene til kontinentet. Søkelyset har derfor vært rettet mot å ivareta injeksjonsbehovet på sokkelen slik at de totale olje- og gassressursene kan utnyttes best mulig. Denne utfordringen har blitt forsterket av fallende oljepriser gjennom året.

Arbeidet med å legge til rette for en videre utvikling av tidskritiske funn og utnyttelse av eksisterende infrastruktur er fulgt opp gjennom behandling av fremlagte planer og ved utlysning av blokker i Nordsjørundten.

## Nye funn

Totalt ble det gjort åtte funn på norsk sokkel i løpet av 1998, to i Norskehavet og seks i Nordsjøen. 32 letebrønner ble avsluttet i løpet av året: 21 undersøkelsesbrønner (hvorav én brønn var mislykket og ble avsluttet før den nådde målet) og 11 avgrensingsbrønner.

Letingen etter olje og gass i dypvannsområdene i Norskehavet fortsatte i 1998. Det ble boret fire letebrønner i disse områdene. Tre av brønnene var tørre. BP, som operatør for brønn 6305/7-1, påviste store gassressurser i den sørlige delen av Ormen Lange-domen. Oljedirektoratet betrakter denne brønnen som en avgrensning av den forekomsten som ble påvist av Norsk Hydro i 1997. Ressursanslaget for denne strukturen er 315 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette er en klar oppjustering av forrige års anslag som var på 100 milliarder Sm<sup>3</sup>.

På Dønnterrassen gjorde Amoco, som operatør for brønn 6507/5-1, et betydelig olje- og gassfunn som har fått navnet Skarv. Saga, som operatør for brønn 6406/2-6, gjorde et funn av gass og kondensat sørvest for Åsgardfeltet. Det er svært stor usikkerhet knyttet til størrelsen av dette funnet, og videre leteboring er nødvendig før størrelsen kan fastslås nærmere.

I Nordsjøen påviste Norsk Hydro olje sørvest for Heimdalfeltet som operatør for brønn 24/6-2. I brønn 30/9-19, like ved Osebergfeltet, gjorde selskapet også et interessant funn. For øvrig er funnene i Nordsjøen små, men det er likevel mulig at noen av disse vil kunne gi god økonomi fordi de ligger nær eksisterende infrastruktur.

## 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. Prognosene viser i hovedsak en viss nedjustering av forventede utslipp i tiden fremover. Dette skyldes både forsinket produksjon og en forventning om noe mindre utslipp for hver produserte enhet.

I 1998 var CO<sub>2</sub>-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet ca 8,3 millioner tonn, noe som tilsvarte en reduksjon på ca 1 prosent i forhold til 1997. CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert enhet økte med ca 1,4 prosent.

Et gledelig utviklingstrekk er at industrien nå i sterkere grad tar i bruk ny og miljøvennlig teknologi i forbindelse med nye utbyggingsplaner. Samtidig gjøres det arbeid for å kartlegge mulige tiltak for å redusere utslippene både på nye og eldre innretninger hos flere av oljeselskapene. Det gjøres også mye arbeid i regi av MILJØSOK Fase II for å utvikle og implementere en kostnadseffektiv miljøstrategi. Oljedirektoratet legger vekt på et godt samarbeide og en aktiv deltagelse i MILJØSOK-sammenheng. Oljedirektoratet har rettet fokus på at industrien utvikler effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig sikrer god ressursutnyttelse og verdiskapning.

## Feltnes avslutningsfase

Enkelte større felt på norsk sokkel nærmer seg nå tidspunktet for avslutning av produksjonen. Forhold som oljepris, tariff og gjenværende ressurser kan få betydning for det endelige nedstengningstidspunktet. Oljedirektoratet legger spesiell vekt på at gjenværende ressurser i størst mulig grad blir produsert før nedstengning.

Oljedirektoratet har foretatt en vurdering i forbindelse med utvinningspotensial og avslutningstidspunkt for Gyda og Ula og gitt anbefaling om endringer i eksisterende avtaler. Avslutningsplan for Albuskjell er behandlet. Oljedirektoratet er opptatt av at innretningene som blir tatt ut av produksjon blir disponert på en måte som er i henhold til nasjonale og internasjonale rammebetingelser.

## Dataforvaltning

I en situasjon der informasjonsmengden stiger og informasjonsteknologien utvikles i raskt tempo, er det avgjørende for effektiviteten i oljevirkomheten at ny teknologi blir tatt i bruk. Oljedirektoratet er fortsatt prosjektleder for DISKOS-prosjektet som er en felles dataløsning for 17 oljeselskap. Det er lagt vekt på å redusere unødvendig rapportering til myndighetene. Samtidig bruker Oljedirektoratet betydelige ressurser på å forbedre kvaliteten

på data som alt er rapportert. Dette for å sikre at data som inngår i Oljedirektoratets mange rapporter, analyser og prognoser holder en så god kvalitet som mulig. Direktoratet legger også stor vekt på at data som ikke lenger er taushetsbelagt, stilles til rådighet for industrien på en effektiv måte. Oljedirektoratet har deltatt i ulike industri-tiltak for standardisering av datamodell og begrepsapparat. Petroleumsregisteret som Oljedirektoratet nå har fått ansvar for, er ajourført mht både programverktøy og datainnhold. Oljedirektoratet har også vært blant initiativtakerne til etablering av bransjenettet SOIL.

## Ulykker og hendelser

Innenfor direktoratets myndighetsområde i petroleumsvirksomheten skjedde det heller ikke i 1998 ulykker med dødelig utgang. Det skjedde heller ikke noen ulykker som førte til alvorlig skade på miljøet eller til betydelige materielle tap eller produksjonsavbrudd. Fravær av store ulykker betyr imidlertid ikke at virksomheten er uten risiko. Ettersom store ulykker inntreffer sjelden, må det brukes andre indikatorer for å vurdere det samlede risikonivået. Basert på en totalvurdering, mener Oljedirektoratet at risikonivået gjennom de siste årene har vært fallende.

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

Antall gasslekkasjer viser for første gang på flere år en nedgang, som kan indikere at satsingen på dette området begynner å gi effekt. Antallet av branner og branntilløp er tilnærmet konstant, men relativt få av disse er ansett som alvorlige.

Antall innmeldte tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer har fortsatt å øke i 1998, men direktoratet har grunn til å tro at dette henger sammen med at rapporteringen av slike sykdommer stadig blir bedre. Fremdeles antas det å være en underrapportering. I tillegg til lidelser for den enkelte, koster arbeidsbetingede sykdommer bedriftene og samfunnet store summer, og det er derfor viktig at selskapene gjennom god rapportering bidrar til et bedre grunnlag for prioritering av innsatsen på dette området.

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

## Sikkerhets- og arbeidsmiljømessige utfordringer

Erfaringene fra tilsynet viser at petroleumsvirksomheten totalt sett skjer innenfor forsvarlige rammer og i all hovedsak i samsvar med regelverkets krav til sikkerhet og arbeidsmiljø.

Selskapenes innsats for å redusere kostnadsnivået i virksomheten ble ytterligere forsterket som følge av fallet i oljeprisen i løpet av 1998. Tilsynet har vist at selska-

pene i de organisatoriske endringsprosessene som pågår, ofte fokuserer så sterkt på de økonomiske mål at viktige forutsetninger for en forsvarlig virksomhet ikke blir tilstrekkelig belyst og ivaretatt.

Direktoratet frykter, blant annet som følge av dette, at den positive utviklingen i sikkerhet og arbeidsmiljø gjennom de siste årene kan være i ferd med å snu. En konsulentrapport som direktoratet sammen med flere operatørselskap har fått utarbeidet, konkluderer med at det kan ventes et høyere risikonivå i årene som kommer. Direktoratet ser det som en hovedutfordring framover å kunne ivareta forvaltningsoppgaven på området sikkerhet og arbeidsmiljø på en måte som kan demme opp for en utvikling i uønsket retning.

### Regelverksutvikling

Oljedirektoratet har i 1998 fortsatt arbeidet med ytterligere forenkling og klargjøring av regelverket. I det nye regelverket, som er planlagt å tre i kraft i 2001, vil antall tematiske forskrifter bli redusert fra de nåværende 14 til 4 forskrifter, innenfor områdene styring, operasjon, teknologi og dokumentasjon.

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

Som et ledd i arbeidet med å overføre mest mulig av Oljedirektoratets veiledninger til industristandarder, har direktoratet også i 1998 deltatt aktivt i internasjonale og nasjonale standardiseringsarbeider med relevans for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har også i 1998 foretatt årlig oppdatering av regelverket endringer i regelverket for å sikre at dette til enhver tid er mest mulig hensiktsmessig og tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling.

I 1998 startet Oljedirektoratet arbeidet med å utarbeide en ordning hvor eiere av flyttbare innretninger kan innhente en form for forhåndsuttalelse med hensyn til innretningens anvendbarhet i forhold til regelverket på norsk sokkel. Ved en slik ordning håper direktoratet blant annet å kunne bidra til kostnadseffektiv utbygging og drift ved å forhindre unødvendige kostnader som følge av feiltolkning og feil anvendelse av regelverkskrav.

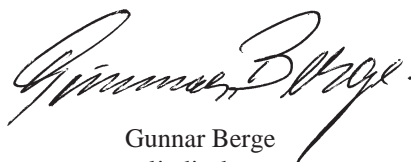
På ressursforvaltningsområdet arbeides det fortsatt med temaveiledninger for sentrale områder under petroleumsforskriften, under ledelse av Olje- og energidepartementet. For å videreutvikle regelverket med sikte på utfylling, forenkling og funksjonalisering er det videre under utarbeidelse en ny hovedforskrift for ressursforvaltningsområdet. Denne forskriften vil omfatte alle faser av petroleumsvirksomheten og videreføre den fasevise inndelingen som gjelder for petroleumslav og – forskrift.

### Internasjonalt samarbeid

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

Stavanger, 22. mars 1999



Gunnar Berge  
oljedirektør

# Innhold

<b>1</b>	<b>RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK</b>		
	<b>SOKKEL</b>	9	
<b>1.1</b>	<b>Regelverksutvikling</b>	9	
<b>1.2</b>	<b>Ressursregnskapet</b>	9	
<b>1.3</b>	<b>Felt med avsluttet produksjon</b>	14	
1.3.1	Mime	14	
1.3.2	Nordøst Frigg	14	
1.3.3	Odin	14	
1.3.4	Tommeliten Gamma	14	
1.3.5	Øst Frigg	14	
1.3.6	Felt i Ekofiskområdet med avsluttet produksjon	14	
<b>1.4</b>	<b>Felt i produksjon og felt som er godkjent utbygd</b>	15	
1.4.1	Hod	15	
1.4.2	Valhall	15	
1.4.3	Ekofiskområdet	16	
1.4.4	Gyda og Gyda Sør	20	
1.4.5	Ula	21	
1.4.6	Yme	21	
1.4.7	Varg	22	
1.4.8	Sleipnerområdet	22	
1.4.9	Balder	24	
1.4.10	Jotun	25	
1.4.11	Heimdall	25	
1.4.12	Friggområdet	26	
1.4.13	Osebergområdet	27	
1.4.14	Brage	29	
1.4.15	Veslefrikk	30	
1.4.16	Troll	30	
1.4.17	Gullfaksområdet	33	
1.4.18	Statfjordområdet	35	
1.4.19	Tordisområdet	38	
1.4.20	Visund	39	
1.4.21	Vigdis	39	
1.4.22	Murchison	40	
1.4.23	Snorre	41	
1.4.24	Njord	42	
1.4.25	Draugen	42	
1.4.26	Åsgard	43	
1.4.27	Heidrun	44	
1.4.28	Norne	45	
<b>1.5</b>	<b>Funn i sen planleggingsfase</b>	46	
1.5.	2/12-1 Freja.	46	
1.5.2	1/3-3	46	
1.5.3	3/7-4 Trym	46	
1.5.4	15/9-19 S Volve	46	
1.5.5	15/5-5	46	
1.5.6	16/7-4 Sigyn	47	
1.5.7	25/4-6 S Vale	47	
1.5.8	25/5-3 Skirne	47	
1.5.9	25/11-15 Grane	47	
1.5.10	25/11-16	47	
1.5.11	30/2-1 Huldra	48	
1.5.12	30/6-17	48	
1.5.13	30/6-18 Kappa	48	
1.5.14	30/8-1 S Tune	48	
1.5.15	33/9-19 S Sygna	48	
1.5.16	34/7-21	49	
1.5.17	34/7-23 S og 34/7-29 S	49	
1.5.18	34/7-25 S	49	
1.5.19	34/11-1 Kvitebjørn	49	
1.5.20	6406/2-1 Lavrans	50	
1.5.21	6406/2-3 Kristin	50	
1.5.22	6407/1-2 Tyrihans	50	
1.5.23	6507/8-4 Heidrun Nord	50	
1.5.24	7121/4-1 Snøhvit	51	
<b>1.6</b>	<b>Funn i tidlig planleggingsfase</b>	51	
1.6.1	2/4-17 Tjalve	51	
1.6.2	15/5-1 Dagny	52	
1.6.3	25/5-4 Byggve	52	
1.6.4	25/5-5	52	
1.6.5	25/8-10 S	52	
1.6.6	35/11-4 Fram	52	
1.6.7	35/9-1 Gjøa	52	
<b>1.7</b>	<b>Leteaktivitet</b>	53	
1.7.1	Geofysiske undersøkelser	53	
1.7.2	Leteboring	53	
1.7.3	Letemål	55	
1.7.4	Nye funn i 1998	55	
1.7.5	Nærmere beskrivelse av boringene i 1998	55	
<b>1.8</b>	<b>Transportsystem for olje og gass</b>	58	
1.8.1	Eksisterende transportsystem	58	
1.8.2	Planlagte transportsystem	62	
<b>1.9</b>	<b>Petroleumsøkonomi</b>	63	
1.9.1	Lete og planleggingsaktivitet	63	
1.9.2	Statens direkte økonomiske engasjement	64	
1.9.3	Råoljemarkedet	64	
1.9.4	Gassmarkedet	64	
1.9.5	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	67	
1.9.6	Produksjonsavgift	68	
1.9.7	Arealavgift på utvinningstillatelser	69	
1.9.8	CO <sub>2</sub> -avgift	71	
<b>2</b>	<b>SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING</b>	73	
<b>2.1</b>	<b>Innledning</b>	73	
<b>2.2</b>	<b>Aktivitetsnivå og oljepris - konsekvenser for sikkerhet og arbeidsmiljø</b>	73	
<b>2.3</b>	<b>Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet</b>	73	
2.3.1	Omfang av tilsynet	73	
2.3.2	Selskapenes styring med organisatoriske endringer	74	
2.3.3	Tilsyn i byggefasen av flyttbare innretninger	75	
2.3.4	Tilsyn med industrien håndtering av IT-problemer ved årtusenskiftet	75	
<b>2.4</b>	<b>Regelverksutvikling</b>	76	
2.4.1	Utvikling av ny regelverksstruktur	76	
2.4.2	Årlig oppdatering av regelverket	76	
2.4.3	Referanser til nasjonale og internasjonale industristandarder i sokkelregelverket	76	
<b>2.5</b>	<b>Veiledning og informasjon</b>	76	
2.5.1	Ordning med forhåndsuttalelse for flyttbare innretninger	76	

<b>2.6</b>	<b>Ulykker med personskade</b>	77	4.4.1	RUN ARC – helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassvirkesomhet på russisk kontinentalsokkel	96
2.6.1	Rapportering av personskader	77			
2.6.2	Personskader på permanent plasserte og flyttbare innretninger	77	4.4.2	Internasjonale samarbeidsorganer	96
<b>2.7</b>	<b>Arbeidsbetingede sykdommer</b>	78			
<b>2.8</b>	<b>Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp</b>	81	<b>5</b>	<b>PROSJEKTER</b>	99
2.8.1	Hydrokarbonlekkasjer	81	<b>5.1</b>	<b>Prosjekter innenfor ressursforvaltning</b>	99
2.8.2	Branner og branntilløp	82	5.1.1	Industrisamarbeid	99
2.8.3	Erfaringer fra tilsyn relatert til elektro- og sikkerhetssystemer på flyttbare boreinnretninger	82	5.1.2	Andre prosjekter	101
<b>2.9</b>	<b>Skader på bærende konstruksjoner og rørledninger</b>	83	<b>5.2</b>	<b>Prosjekter innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø</b>	101
2.9.1	Undervannsrørledninger og stigerør	83	<b>5.3</b>	<b>Oljedirektoratets deltagelse i forsknings- og utviklingsprogram</b>	102
<b>2.10</b>	<b>Dykking</b>	83	<b>6</b>	<b>ORGANISASJON</b>	103
2.10.1	Dykkeaktivitet i 1998	84	<b>6.1</b>	<b>Delegeringer</b>	103
2.10.2	Personskader ved dykking	84	<b>6.2</b>	<b>Organisasjonsendringer</b>	103
2.10.3	Erfaringer fra tilsyn i forbindelse med dykkeaktiviteter	84	<b>6.3</b>	<b>Personale</b>	103
2.10.4	Opplæring	85	<b>6.4</b>	<b>Budsjett/økonomi utgifter</b>	103
2.10.5	Forskning og utvikling innenfor dykking	85	<b>6.5</b>	<b>Informasjon</b>	103
<b>2.11</b>	<b>Aktuelle saker i 1998</b>	85	<b>6.6</b>	<b>Publikasjoner utgitt i 1998</b>	104
2.11.1	Risikonivået på norsk sokkel	85	<b>6.7</b>	<b>Organisasjonstablå</b>	105
2.11.2	Bruken av beredskapsfartøyer	86	<b>7</b>	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER</b>	107
2.11.3	Risiko ved helikoptertransport	86	<b>7.1</b>	<b>Undersøkelles- og utvinningstillatelser</b>	107
2.11.4	Sikkerhetsbemanning under arbeidskonflikt	86	7.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	107
2.11.5	Støy som helserisiko	87	7.1.2	Vitenskapelige undersøkelser	107
2.11.6	nytt konsept for boretårn	87	7.1.3	Nye utvinningstillatelser	107
2.11.7	Løfteinnretninger og fallende gjenstander	87	7.1.4	Andelsovertagelser og operatørendringer	111
2.11.8	Ny kunnskap om brann og eksplosjon	87	7.1.5	Tilbakeleveringer/oppgivelser	111
2.11.9	Myndighetssamarbeid om skadestatistikk	88	7.1.6	Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser	112
<b>3</b>	<b>MILJØTILTAK I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN</b>	89	<b>7.2</b>	<b>Salg og frigivning av data</b>	124
<b>3.1</b>	<b>Hensynet til miljøet</b>	89	7.2.1	Rapportering og frigivning av data og materiale fra sokkelen	124
<b>3.2</b>	<b>Miljøsok</b>	89	7.2.2	Frigivning av data	124
<b>3.3</b>	<b>Myndigheter og rammer</b>	89	7.2.3	Salg av oljedirektoratets seismikk	124
<b>3.4</b>	<b>Tilsyn med aktivitetene</b>	89	<b>7.3</b>	<b>Statistikk over leteboring</b>	125
<b>3.5</b>	<b>Det ytre miljøet</b>	89	<b>7.4</b>	<b>Statistikk over utvinningsboring</b>	131
<b>3.6</b>	<b>Disponering av innretninger</b>	90	<b>7.5</b>	<b>Ressurser i funn og felt på norsk kontinentalsokkel</b>	142
<b>3.7</b>	<b>Opprydding av havbunnen</b>	91	<b>7.6</b>	<b>Produksjon av olje og gass</b>	154
<b>3.8</b>	<b>Grønn stat - grønt od</b>	91	<b>7.7</b>	<b>Personskader</b>	156
<b>4</b>	<b>INTERNASJONALT SAMARBEID</b>	93			
<b>4.1</b>	<b>Samarbeid med NORAD</b>	93			
<b>4.2</b>	<b>Samarbeid med PETRAD</b>	94			
<b>4.3</b>	<b>Internasjonalt samarbeid innenfor ressursforvaltning</b>	95			
<b>4.4</b>	<b>Samarbeid innenfor sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning</b>	96			

# 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 ressursene på de øvrige delene 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.

Aktiviteten på norsk sokkel økte også i 1998. Investeringene i allerede godkjente og påbegynte prosjekter økte så mye at myndighetene i første kvartal besluttet at flere nye prosjekt måtte forskyves i tid for å dempe etterspørslen og presset på økonomien. Trender fra 1997 med forsinkelser, kostnadsøkninger og lønnsomme tilleggsinvesteringer fortsatte. Vi ser at anstrengelsene for å få ned kostnader og gjennomføre prosjekter på kortere tid, NORSOK arbeidet, langt på vei har lyktes. Ambisjonene var imidlertid enda større, slik at tidsplaner og budsjetter sprekker.

Høy aktivitet i alle land med olje- og gassreserver har også bidratt til kostnadspresset og ført til større tilgang på olje. Når etterspørselen svikter dramatisk som følge av økonomiske problemer blant annet i Asia, fører det til kraftig prisfall på olje. Produksjonsregulering med ca tre prosent kutt fra mai til desember 1998 ble innført for å tilpasse seg markedsforholdene. Kuttet, sammen med forsinkelser på nye prosjekt og produksjonsproblemer utover det som ble prognosert, førte til lavere oljeproduksjon enn året før.

Leteaktiviteten gikk ned i 1998, mye på grunn av mangel på kvalifiserte boreinnretninger. Mot slutten av året kom nok også fallende oljepriser inn i bildet. Vi fant nok et år mindre olje, men mer gass enn det som ble produsert.

Forvaltningen av gassressursene og balansen mellom væskeuttak og gassuttak fra de store feltene fikk enda større oppmerksomhet i 1998. Det ble også året da en del opsjoner om å ta mer gass fra norsk sokkel ble frafalt, så vi har nå utfordringer i forbindelse med å balansere nye utbygginger mot gassleveranser og behov for gassinjeksjon, eller rett og slett la gassen ligge noe lenger i en del felt for å øke væskeutvinningen.

Arbeidet med å forbedre prognoser fortsatte i året som gikk. 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 1998 fortsatt arbeidet med å strømlinjeforme rapporteringen fra selskapene, standardisere begreper og dataformater, samt kvalitetskontrollere gamle data for gjenbruk i oljeselskapene. Dette inkluderer datasamarbeidet DISKOS og det interne prosjektet SAMBA. Satsingen på videreføring av samarbeidet FIND

for letefasen og FORCE for økt utvinning ble videreført i 1998.

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

På ressursforvaltningssiden har det også i 1998 vært en økende fokusering på miljøetsatsingen, og Oljedirektoratet har bidratt aktivt i MILJØSOK-arbeidet.

## 1.1 REGELVERKSUTVIKLING

Regelverksarbeidet innenfor ressursforvaltningsområdet har i 1998 først og fremst vært konsentrert om å videreutvikle regelverket med sikte på utfylling, forenkling og funksjonalisering. Det er under utarbeidelse en ny hovedforskrift for ressursforvaltningsområdet. Denne forskriften vil omfatte alle faser av petroleumsvirksomheten og viderefører den fasevise inndelingen som gjelder for petroleumslov og -forskrift.

Tidsplanen for arbeidet er samordnet med det øvrige regelverksarbeid i direktoratet, slik at det tas sikte på å nytt regelverk tre i kraft 1. januar 2001.

Arbeidet med utarbeidelse av temaveiledninger for sentrale områder under petroleumsforskriften er videreført under ledelse av Olje- og energidepartementet.

Målsettingen for regelverksarbeidet er å utvikle et helhetlig og effektivt regelverk for ressursforvaltningsområdet som bidrar til en god og kostnadseffektiv samhandling mellom petroleumsindustrien og myndighetene.

## 1.2 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 1.2.a.

Ressursregnskapet rapporteres i år for første gang med fire produkter: olje, gass, kondensat og NGL. Bokføringen av petroleumsproduktene blir dermed bedre og mer nøyaktig. Dette har imidlertid konsekvenser for sammenlikningen med rapportering fra tidligere år. Enkelte felt rapporterer nå produksjonen på andre produkter enn tidligere. Endringer i anslaget for de utvinnbare ressursene, er heller ikke mulig å foreta på enkeltprodukter. Som en overgangsløsning har man valgt å sammenlikne ressursene i form av væske (olje, kondensat og NGL) og gass. Ved neste års rapportering vil det være mulig å skille på delproduktene igjen.

### Ressursklassifikasjonssystemet

Oljedirektoratet følger tidligere praksis i måten de oppdagede ressursene blir klassifisert og ført i ressursregnskapet. Ressursene deles inn i 12 ulike klasser: Klassene 0 til 7 er for de oppdagede, utvinnbare ressursene,



klasse 8 er for ressursene fra mulige, framtidige tiltak for økt utvinningsgrad og klassene 9 til 11 for uoppdagede ressurser. Klassene er:

- klasse 0: Reserver der produksjonen er avsluttet
- klasse 1: Reserver i produksjon
- klasse 2: Reserver med godkjent utbyggingsplan
- klasse 3: Resurser i sen planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen to år)
- klasse 4: Resurser i tidlig planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen ti år)
- klasse 5: Resurser som kan bli bygd ut på lang sikt
- klasse 6: Resurser der utbygging er lite sannsynlig
- klasse 7: 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 målsetning til at den framtidige utvinningsgraden på norsk sokkel i gjennomsnitt vil bli 50 prosent for olje, kondensat og NGL, 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 klassifikasjonssystemet er at de opprinnelige utvinnbare ressursene i et felt eller et funn skal klassifiseres etter hvor de er plassert i utviklingskjeden fra et funn blir gjort, eller et nytt tiltak for å øke de utvinnbare ressursene i et felt blir identifisert, og fram til ressursene er ferdig produsert. Systemet tar hensyn til at et felt eller funn kan ha ressurser i flere klasser, altså ha ressurser av ulik modenhet i utviklingskjeden.

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

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

*Forekomst* er en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

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

*Felt* er ett eller flere funn samlet som 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 funnbrønnen 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 1998

### *Eldre felt og funn*

For eldre felt og funn (dvs funn gjort før 1998) har oljeresursene inklusive NGL-ressursene økt med 79 millioner Sm<sup>3</sup> og gassressursene med 185 milliarder Sm<sup>3</sup>.

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 ressursendringene for de enkelte felt og funn er gitt i kapittel 1.3-1.6.

### *Nye funn*

I løpet av 1998 ble det gjort funn i 8 undersøkelsesbrønner. De fleste funnene er ennå ikke ferdig evaluert, og foreløpig er det anslått at ressurstilveksten fra nye funn i 1998 vil bli mellom 90 og 160 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt med halvparten hver på olje og gass. Dette er ikke nok til å erstatte årets produksjon av olje, men dekker årets produksjon av gass.

### *Produksjon*

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1998 var 169 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 44 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 5 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 5 millioner tonn NGL.

### *Ressursstatus*

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i tabell 1.2.a, og den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figurene 1.2.a og b. Ressursene på norsk kontinentalsokkel er inndelt i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem.

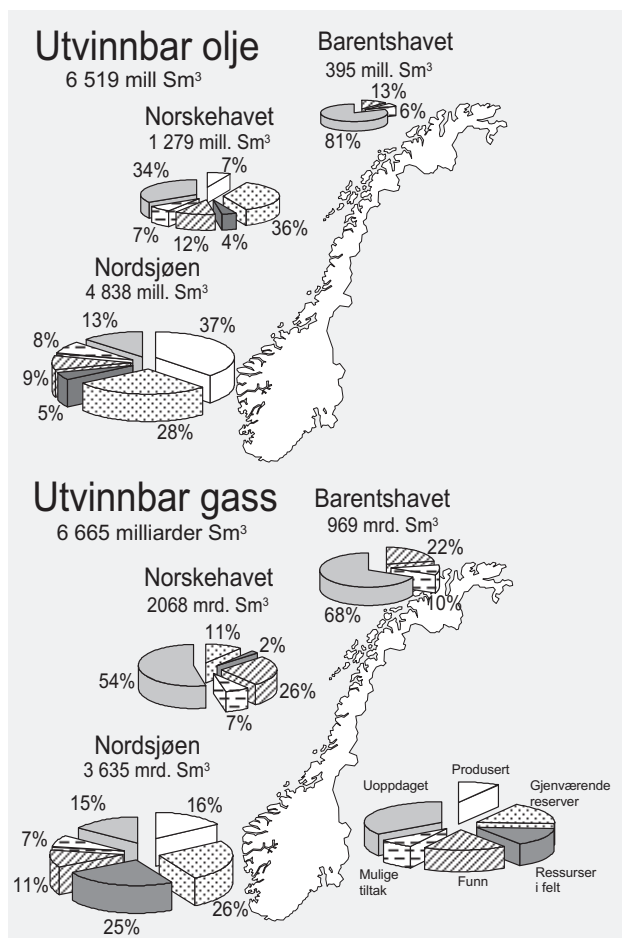
### *Felt med avsluttet produksjon*

I 1998 ble produksjonen avsluttet i 6 felt. Det er nå i alt 9 felt der produksjonen er avsluttet på norsk kontinentalsokkel. Ressursene i disse feltene (ressursklasse 0) er vist i tabell 7.5.b.

### *Ressurser i felt som er i produksjon eller med godkjent utbyggingsplan*

Det er per 31. desember 1998 godkjent å bygge ut 56 felt på norsk kontinentalsokkel, medregnet de ni feltene med avsluttet produksjon. Troll betraktes som ett felt selv om det består av adskilte utbygginger med ulike operatører. Det er godkjent 5 planer for utbygging og drift (PUD/tillegg til PUD): Snorre B fase II, Gullfaks satellitter fase II

**Figur 1.2.a**  
Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel



(Rimfaks og Gullfaks Sør), Brage, Yme Beta vest, tillegg til Troll C (brønngruppe T i Troll Vest gassprovins).

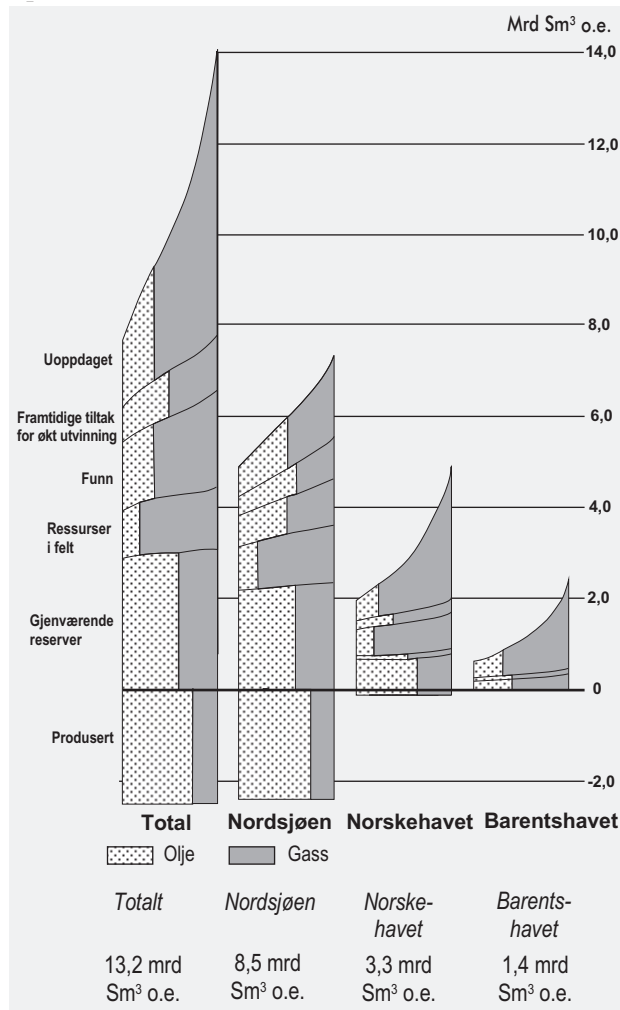
Det ble satt i gang produksjon i 3 nye felt (Gullveig, Tordis Øst og Varg) i løpet av 1998. Ved årsskiftet var det i alt 39 felt i produksjon, 8 felt er godkjent utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 7.5.b).

I årets rapportering av ressurser i felt som kan bli gjenstand for senere utbygging og for ressurser fra tiltak for økt utvinning, følges den praksis som ble introdusert i 1997 med å rapportere dette separat (tabell 7.5.b). Sammenlikning med siste år skjer under kategoriene væske og gass (tabell 7.5.e).

De totale utvinnbare reservene i felt som er godkjent utbygd er 5480 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 3485 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 1750 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 91 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 119 millioner tonn NGL (tabell 1.2.a). Det er bokført ressurser på til sammen 1226 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. som tilleggsressurser i felt som fordeler seg som 252 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 956 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 2 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 13 millioner tonn NGL.

Det er produsert i alt 2498 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 1920 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL/kondensat og 578 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gass.

**Figur 1.2.b**  
Geografisk fordeling av petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel med usikkerhet



### Ressurser i funn i sen planleggingsfase

Ved årsskiftet er 24 funn i sen planleggingsfase (tabell 7.5.c). Dette er funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene. I tillegg er det funn hvor operatøren har indikert at plan for utbygging og drift vil bli lagt fram og der det antas at en plan vil bli godkjent av myndighetene innen to år. Petroleumressursene i disse funnene utgjør 753 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

### Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase

Ved årsskiftet er 7 funn i tidlig planleggingsfase (tabell 7.5.c), det vil si funn der en antar at plan for utbygging og drift vil bli godkjent i løpet av 2 – 10 år. Ressursmengden utgjør 133,8 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

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

Ved årsskiftet er det bokført 50 funn (tabell 7.5.c) som Oljedirektoratet mener kan bli bygd ut på lang sikt selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighetshaverne. I denne klassen er det også inkludert funn som ligger i tilbakeleverte områder, som Oljedirektoratet

likevel antar vil bli tildelt på nytt og funnene kan bli bygd ut på lang sikt. De bokførte ressursene utgjør 381,2 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

## Ressurser i funn der utbygging er lite sannsynlig

Ved årsskiftet er det bokført 36 funn der lønnsom utbygging er lite sannsynlig dersom det ikke skjer betydelige endringer i teknologi eller pris (tabell 7.5.c). De fleste av funnene er svært små. Enkelte av funnene har så dårlige

Tabell 1.2.a

Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel.

RK	FELT	Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Kond mill Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	Total mill Sm <sup>3</sup> o.e.
0	Reserver der produksjonen er avsluttet	32	112	0	4	149
1	Reserver i produksjon	3015	1283	54	79	4454
2	Reserver som er godkjent utbygd	438	354	38	36	877
	<b>Sum Reserver</b>	<b>3485</b>	<b>1750</b>	<b>91</b>	<b>119</b>	<b>5480</b>
	<i>Solgt til og med 31.12.1998</i>	<i>1837</i>	<i>578</i>	<i>24</i>	<i>46</i>	<i>2498</i>
	<b>Gjenværende reserver</b> Ressurser <sup>1)</sup>	<b>1648</b>	<b>1171</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>2981</b>
3	Ressurser i sen planleggingsfase	177	486	2	8	675
4	Ressurser i tidlig planleggingsfase	51	82	0,0	4	138
5	Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	19	388	0,0	1	408
6	Ressurser der utbygging er lite sannsynlig	5	0	0,0	0	5
	<b>Sum ressurser i felt</b>	<b>252</b>	<b>956</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>1226</b>
	<b>Sum utvinnbare ressurser</b>	<b>3737</b>	<b>2706</b>	<b>93</b>	<b>131</b>	<b>6706</b>
3	Ressurser i sen planleggingsfase	209	391	111	33	753
4	Ressurser i tidlig planleggingsfase	67	53	3	8	134
5	Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	101	256	23	1	381
6	Ressurser der utbygging er lite sannsynlig	29	55	0	1	85
7	Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert	39	387	5	0,0	431
	<b>Sum funn</b>	<b>444</b>	<b>1142</b>	<b>142,6</b>	<b>42</b>	<b>1784</b>
	Derav funn i 1998	34	34			68
	<b>Sum felt og funn</b>	<b>4181</b>	<b>3848</b>	<b>236</b>	<b>173</b>	<b>8490</b>
	<b>ANDRE RESSURSER</b>					
8	Ressurser fra mulige fremtidige tiltak for økt utvinningsgrad	500	500			1000
9-11	Uoppdaget	1377	232			3695
	<b>Totalt utvinnbart potensial</b>	<b>6058</b>	<b>6665</b>	<b>236</b>	<b>173</b>	<b>13184</b>
	<i>Solgt til og med 31.12.1998</i>	<i>1837</i>	<i>578</i>	<i>24</i>	<i>46</i>	<i>2498</i>
	<b>GJENVÆRENDE</b>	<b>4221</b>	<b>6087</b>	<b>212</b>	<b>128</b>	<b>10686</b>

1) 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. 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 1.2.b

Endringer i de oppdagede ressursene

RK		Olje/NGL/Kond. mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Total mill Sm <sup>3</sup> o.e
0	Teknisk endring for avsluttede felt	36	73	109
1-2	Reserver i felt godkjent før 1998	97	-31	65
3-6	Ressurser i forbindelse med felt	-110	-60	-170
3-7	Ressurser i funn før 1998	68	212	280
8	Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad	-130	20	-110
<b>Sum</b>	<b>Totale endringer</b>	<b>-39</b>	<b>214</b>	<b>174</b>
	Produsert i 1998	179	44	223
	<b>ENDRING GJENVÆRENDE</b>	<b>-218</b>	<b>170</b>	<b>-49</b>

reservoaregenskaper at de ikke vil produsere lønnsomt med dagens teknologi og oljepris. Ressursanslagene er beheftet med stor usikkerhet, men Oljedirektoratet anslår at det teknisk sett kan produseres om lag 85 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fra disse funnene.

### **Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert**

Ved årsskiftet er det bokført 13 funn i denne klassen. Foruten de 8 nye funnene som ble gjort i 1998, omfatter klassen også 5 funn fra tidligere år. De foreløpige anslagene for disse funnene utgjør ca 430 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. (tabell 7.5.c). Dette inkluderer blant annet en foreløpig oppjustering av ressursene i 6505/5-1 som er foretatt av Oljedirektoratet. For de fleste nye funn som er gjort i 1998, foreligger det ikke noe offisielt anslag, men Oljedirektoratet regner med at summen av disse anslagene vil ligge på om lag 100 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., som vil komme i tillegg til de bokførte ressursene. Regnskapsmessig ligger denne summen fremdeles i klassen uoppdagede ressurser.

### **Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning**

Flere ressurs- og reserveanslag for felt og funn er justert i løpet av 1998. De totale endringene er vist i tabell 1.2.b. Alle endringene fra 1997 til 1998 er vist i tabell 7.5.e i kapittel 7.5. De viktigste endringene er omtalt under:

#### ***Felt med avsluttet produksjon***

##### **Albuskjell, Cod og Øst-Frigg**

Mindre tekniske endringer.

#### ***Felt i produksjon og felt som er godkjent utbygd***

##### **Frøy**

Anslaget for utvinnbare oljereserver er redusert fra 6,7 mill Sm<sup>3</sup> til 5,9 mill Sm<sup>3</sup>. Årsaken er samkjøring med nedstenging av Friggfeltet og oppdaterte reservoarsimuleringer.

##### **Gyda Sør**

Anslaget for tilstedeværende ressurser og utvinnbare reserver for Gyda Sør er økt som følge av nye studier.

##### **Oseberg**

Reserveanslagene er økt på grunn av nye reservoarsimuleringer.

##### **Sleipner Vest**

Reserveanslagne i oljesonen er nedjustert som følge av reservoartekniske og geotekniske studier.

##### **Åsgard**

Reduksjonen av olje skyldes reduksjon i utvinnbar olje fra Smørbukkk og reduksjon i utvinnbart kondensat fra Midgard. Smørbukkk Sør har imidlertid økt utvinnbart oljevolum i forhold til forrige rapportering.

##### **Heidrun**

Utvinnbare og tilstedeværende ressursanslag er økt som følge av nye studier.

##### **Norne**

Reserveanslagene er økt som følge av nye studier.

##### **Statfjord**

Ressursanslaget er økt noe som følge av nye studier.

##### **Statfjord Øst**

Reserveanslaget er økt noe som følge av ny reservoarmodell.

##### **Tordis Øst**

Reserveanslaget er redusert noe som følge av ny reservoarmodell.

##### **Vigdis**

Reserveanslaget er økt noe som følge av ny reservoarmodell.

##### **Varg**

Reserveanslaget er økt noe som følge av nye studier.

##### **Troll**

Oppjustering av oljereserverne skyldes ny vurdering basert på informasjon og kunnskap ervervet ved produksjonen.

#### ***Funn i sen planleggingsfase***

##### **16/7-4 Sigyn**

Ressursene er oppjustert som følge av resultater fra boreriger i 1997.

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

Ressursene er oppjustert som følge av forventet økt utvinning

##### **34/11-1 Kvitebjørn**

Ressursene er oppjustert som følge av ny produksjonsstrategi.

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

Ressursene er oppjustert som følge av nye studier.

##### **6406/2-3 Kristin**

Gassressursene er redusert som følge av ny geologisk modell.

#### ***Funn i tidlig planleggingsfase***

##### **35/9-1 Gjøl**

Gassressursene er redusert som følge av nye studier.

## Funn som kan bli bygd ut på lang sikt

### 15/3-1 S

Endringen skyldes nye studier etter operatørskifte.

### 24/6-1 Peik

Ressursanslaget er redusert som følge av ny geologisk tolkning og revidert reservoarmodell.

### 24/9-5

Ressursanslaget er redusert som følge av nye studier etter boring av brønn.

### Navneendringer foretatt i 1998

I løpet av 1998 har Oljedirektoratet godkjent følgende navneendringer:

- 16/7-2 endrer navn til 16/7-4 Sigyn
- 2/12-1 Mjølner endrer navn til 2/12-1 Freja

## 1.3 FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

### 1.3.1 MIME

<b>Utvinningstillatelse:</b>	070	<b>Blokk:</b>	7/11
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 1998-kroner):			0,4 mrd kr
Forventet disponeringskostnad:			41 mill kr

### Disponering

Avslutningsplanen for Mime ble godkjent i 1996. Innretningen skal tas til land for opphugging og kondemnering i 1999. Disponering av rørledningen til Cod vil bli avgjort i lys av pågående utredningsprogram for rørledninger.

### 1.3.2 NORDØST FRIGG

<b>Utvinningstillatelse:</b>	024	<b>Blokk:</b>	25/1
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 1998-kroner):			2,7 mrd kr
Disponeringskostnader:			81 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 treningssenter, stålkolonnen brukes som bølgebryter i en småbåthavn, og betongfundamentet som ankerfeste for denne.

Havbunnsinnretningen er ilandført og hugget opp.

### 1.3.3 ODIN

<b>Utvinningstillatelse:</b>	030	<b>Blokk:</b>	30/7
Operatør: Esso Expl & Prod Norway A/S			
Funn		År:	1974
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1984
		Prod.slutt:	1994
Reserver, utvunnet:			29,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):			3,9 mrd kr
Påløpte disponeringskostnader:			101 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.

### 1.3.4 TOMMELITEN GAMMA

<b>Utvinningstillatelse:</b>	044	<b>Blokk:</b>	1/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Funn:	1/9-4	År:	1978
Godkjent utbygd:	1986	Prod.start:	1988
		Prod. slutt:	1998
Reserver, utvunnet:			3,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 9,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):			2,8 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff og forsikringer:			11 mill kr

### Disponering

Siste året produserte feltet bedre enn forventet, og rettighets-averne vurderer muligheten for gjenopptatt produksjon på et senere tidspunkt. Innretningen er nå stengt ned. Avslutningsplan for Tommeliten Gamma ble sendt inn til myndighetene sommeren 1997, men det er ikke tatt endelig beslutning om permanent stengning og disponering.

### 1.3.5 ØST FRIGG

<b>Utvinningstillatelse:</b>	024, 026 og 112	<b>Blokk:</b>	25/1 og 25/2
Operatør: Elf Petroleum Norge AS			
Funn:		År:	1973
Godkjent utbygd:	1984	Prod.start:	1988
		Prod. slutt:	1997
Reserver, utvunnet:			9,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,06 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
Totale investeringer (faste 1998-kroner):			2,6 mrd kr
Påløpte disponeringskostnader:			113 mill kr

### Disponering

Avslutningsplanen for Øst-Frigg forventes behandlet i Stortinget 1. kvartal 1999. Klargjøring for disponering planlegges utført i 1999.

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

### 1.3.6 Felt i Ekofiskområdet med avsluttet produksjon

I forbindelse med at Ekofisk II ble satt i drift i august 1998, ble feltene Cod, Vest Ekofisk, Albuskjell og Edda, samt

flere innretninger på selve Ekofisksenteret stengt ned. Nedstengningen omfattet i alt 14 bunnfaste stålinnretninger, samt undervannsinnetningene på Tommeliten Gamma. På Tommeliten Gamma, Albuskjell, Vest-Ekofisk og Edda vurderer rettighetshaverne muligheten for å gjenoppta produksjonen på et senere tidspunkt. Se for øvrig kapittel 1.4.3 for nærmere beskrivelse av de enkelte feltene.

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

### 1.4.1 HOD

<b>Utvinningstillatelse:</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:	9,3 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	0,3 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):		1,6 mrd kr	
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer: 56 mill kr			

#### Utvinning

Hodfeltet, se figur 1.4.3.a, er det sørligste krittfeltet i norsk del av Nordsjøen 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. Ved slutten av 1998 ble det produsert fra 5 brønner.

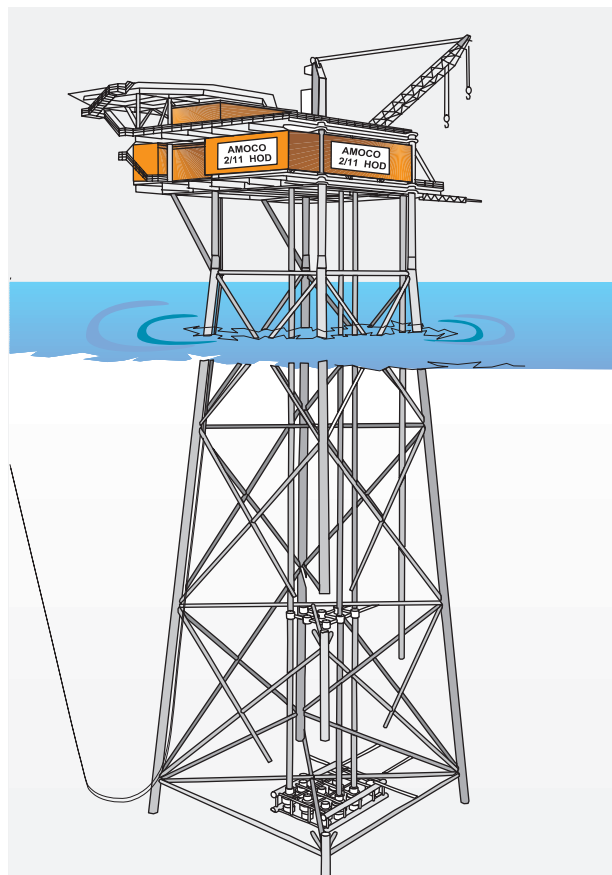
#### Utbygging

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning, figur 1.4.1. 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.

### 1.4.2 VALHALL

<b>Utvinningstillatelse:</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 %		

**Figur 1.4.1**  
**Innretning på Hod**



Funnbrønn:	2/8-6	År:	1975
Godkjent utbygd:	1977	Prod.start:	1982
Utvinnbare reserver:	116,7 mill Sm <sup>3</sup> olje		
	25,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
	3,9 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):		21,1 mrd kr	
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer: 876 mill kr			

#### Utvinning

Valhallfeltet, se figur 1.4.3.a, produserer fra krittbergarter 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 havbunnsinnsynkning estimert til ca 3,6 meter ved slutten av 1998. Ved slutten av 1998 ble det produsert fra 40 produksjonsbrønner.

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

## Utbygging

Valhall ble opprinnelig bygd ut med tre innretninger, en bolig-, en bore- og en produksjonsinnretning. I mai 1996 ble det installert en stigerørsinnretning med plass til 19 brønner. De fire innretningene er knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 1.4.2 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 ny rørledning til Norpipe for videre transport til Emden. Olje-produksjonskapasiteten er på 27 000 Sm<sup>3</sup> olje/dag og gassbehandlingskapasiteten på 10,7 millioner Sm<sup>3</sup> gass/dag. Olje og gass blir målt fiskalt på Valhall. Olje blir målt på produksjonsinnretningen og gass på stigerørsinnretningen. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling på Ekofisk.

**Figur 1.4.2**  
**Innretninger på Valhall**



## 1.4.3 EKOFISKOMRÅDET

Utvinnings-tillatelse:	018 og 018b	018 og 006	Tor samordnet
Felt:	Ekofisk, Eldfisk, Embla Albuskjell, Cod, Edda, Vest Ekofisk	Tor	
Blokk:	2/4, 2/7, 1/6	2/4, 2/5	
Operatør:	Phillips Petroleum Co. Norway	Phillips Petroleum Co. Norway	
Rettighetshavere:	Norsk Agip AS 13,04000 % Elf Petroleum Norge AS 8,44900 % Fina Production Licences AS 30,00000 % Norsk Hydro Produksjon AS 6,70000 % Phillips Petroleum Co. Norway 36,96000 % Saga Petroleum ASA 0,30400 % Den norske stats oljeselskap a.s 1,00000 % Total Norge AS 3,54700 %	Norsk Agip AS 11,29740 % Amerada Hess Norge AS 8,73766 % Elf Petroleum Norge AS 11,94574 % Fina Production Licences AS 25,99096 % Norsk Hydro Produksjon AS 5,80464 % Phillips Petroleum Co. Norway 32,02086 % Saga Petroleum ASA 0,26337 % Den norske stats oljeselskap a.s 0,86637 % Total Norge AS 3,07300 %	

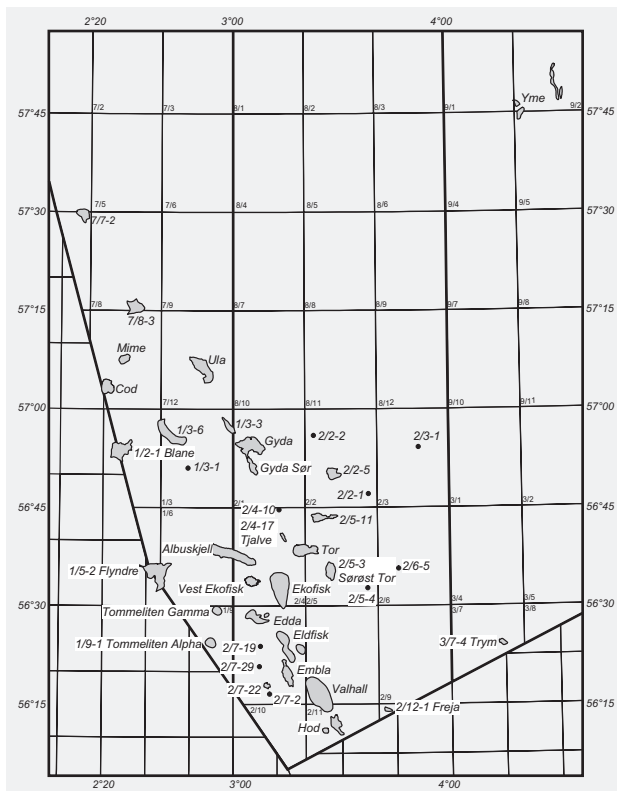
Produksjonen fra feltene Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk ble avsluttet i august 1998. Figur 1.4.3.a viser feltene i Ekofiskområdet. Fra 1.1.1999 er eierfordelingen i utvinningstillatelse 018 endret. SDØE får da en andel på 5 prosent og rettighetshavernes andeler er redusert tilsvarende.

Produksjonen fra Ekofisk startet i 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskip fra fire brønner, til betongtanken med prosessanlegg var på plass i 1973. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygd ut og tilknyttet Ekofisksenteret i 1976 - 1978. Samtidig ble det lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. I 1979 ble feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk knyttet til Ekofisksenteret. Produksjonen fra Embla startet i mai 1993. Ekofiskområdet omfatter til sammen er 27 faste innretninger.

Som en følge av innsynkning av havbunnen under Ekofisk, og en forventning om produksjon fra feltet langt inn i neste århundre, ble utbygging av Ekofisk II besluttet i 1994. Utbyggingen har omfattet en bore- og brønnehodeinnretning for Ekofisk, 2/4-X, og en felles prosess- og eksportinnretning 2/4-J. Begge innretningene er knyttet til det gamle feltet med broer. Det er også planer om å bygge en ny boliginnretning på Ekofisksenteret.

Ekofisk II kom i produksjon i august 1998. Ekofisk, Eldfisk, Tor og Embla er tilknyttet det nye feltet, mens innretningene på Albuskjell (1/6-A og 2/4-F), Cod (7/11-A), Edda (2/7-C) og Vest Ekofisk (2/4-D) er nedstengt. Samtidig ble syv av de gamle innretningene på Ekofisksenteret nedstengt: 2/4-T, 2/4-R, 2/4-FTP, 2/4-Q og 2/4-P, 2/4-G (Amoco) og 2/4-S (Statoil). En avslutningsplan for de nedstengte enhetene i området utarbeides nå av

**Figur 1.4.3a**  
Felt og funn i Ekofiskområdet



rettighetshaverne og vil bli levert myndighetene 3. kvartal 1999. Figur 1.4.3.b viser innretningene i Ekofiskområdet ved slutten av 1998.

### Ekofisk

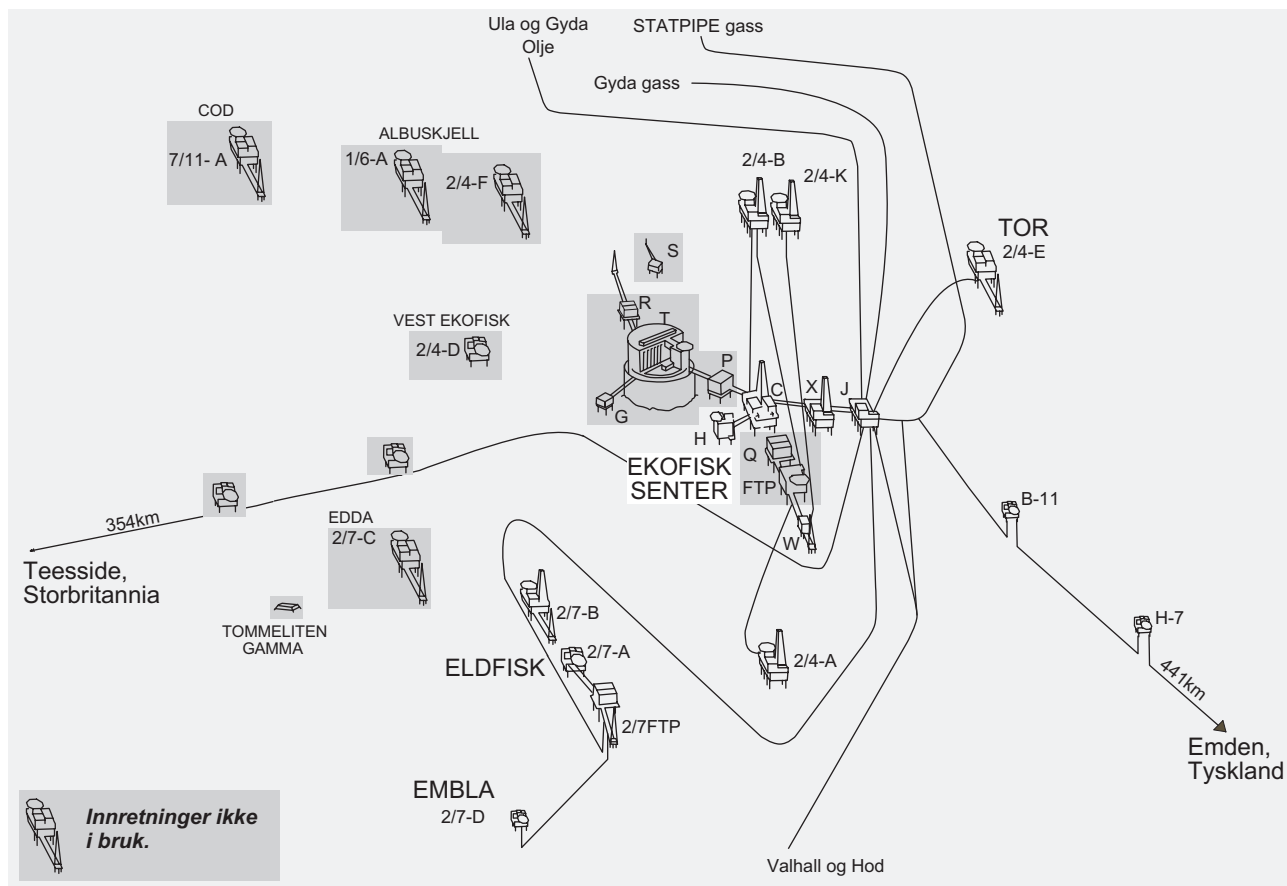
<b>Utvinningstillatelse:</b> 018	<b>Blokk:</b> 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/4-2	År: 1969
Godkjent utbygd: 1970	Prod.start: 1971
Utvinnbare reserver:	410,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 146,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 15,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	Ekofisk I: 42,9 mrd kr Ekofisk II: 23,1 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	Ekofisk I: 1484 mill kr Ekofisk II: 1226 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. Rundt 80 produksjonsbrønner drenerer feltet. Etter 27 års produksjon er ca 55 % av de utvinnbare ressursene fra feltet produsert.

Ekofisk ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme. Siden har begrenset gassinjeksjon og omfattende vanninjeksjon bidratt til en betydelig økning

**Figur 1.4.3.b**  
Innretninger i Ekofiskområdet





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. 36 brønner injiserer daglig rundt 130 000 m<sup>3</sup> vann i reservoaret, og totalt var 313 millioner m<sup>3</sup> vann injisert fram til august 1998. Erfaringene har vist at vannets fortrenkning av oljen er mer effektiv enn ventet, og reserveanslaget er blitt oppjustert tilsvarende. I tillegg til vanninjeksjon gir kompaksjonen av de bløte krittbergartene en ekstra driv til dreneringen av feltet. Dette blir forsterket av at det injiserte vannet bidrar til å svekke krittet. Ekofisk er forventet å produsere til 2029.

Måling av havbunnsinnsynkningen over Ekofisk viser at innsynkningsraten har avtatt det siste året. Total innsynkning per november 1998 er på 7,78 meter ved Ekofisk H. Innsynkningsraten i 1998 var ca 36 cm, mot 40 cm i 1997. De nye innretningene på Ekofisk er dimensjonert til å tåle ytterligere 12 meter innsynkning av havbunnen.

## Utbygging

Figur 1.4.3.b viser innretningene i Ekofiskområdet. 17 av disse er plassert på Ekofiskfeltet. Ekofisksenteret består nå av 14 innretninger forbundet med broer, men bare 4 av disse inngår i det nye feltetsenteret for Ekofisk II: boliginnretningen 2/4-H, produksjonsinnretningen 2/4-C, ny bore- og produksjonsinnretning 2/4-X, og ny prosessinnretning 2/4-J. De øvrige innretningene på senteret er nedstengt. 2/4-K og 2/4-W er innretninger for vanninjeksjon for Ekofisk. Produksjonsinnretningene 2/4-A og 2/4-B vil bli nedstengt i løpet av de nærmeste årene og erstattet med brønner boret fra 2/4-X. En ny boliginnretning forbundet med bro til 2/4-X eller 2/4-J er under planlegging.

Olje og gass føres til eksportrørledningene via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk. Etter at Ekofisk II ble satt i drift i august 1998, har tekniske problemer med prosessanlegget medført reduserte kapasiteter og redusert eksport fra 2/4-J.

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

## 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:	109,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 52,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 4,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	Eldfisk I: 19,0 mrd kr Eldfisk II: 6,7 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	Eldfisk I: 513 mill kr Eldfisk II: 191 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-, Ekofisk- og Hodformasjonene. Feltet har til sammen 47 brønner som produserer fra tre separate strukturer; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk. Siden produksjonsstart i 1979 har Eldfisk trykkavlastning vært drivmekanisme. En plan for utbygging og drift av Eldfisk med fullfelts vanninjeksjon i Alfa og Bravo og begrenset gassinjeksjon i Alfa ble godkjent av myndighetene i desember 1997. Vanninjeksjonen vil starte i oktober 1999, og gassinjeksjonen i februar 2000. Flere nye injeksjons- og produksjonsbrønner vil bli boret i 1999. Med denne utvinningsstrategien forventes utvinningen av olje å øke betydelig.

## Utbygging

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

## 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:	10,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 5,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,1 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	Embla I: 2,2 mrd kr Embla II: 0,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	Embla I: 39 mill kr Embla II: 3 mill kr

## Utvinning

Embla er et forkastningsbetinget 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. Det er ikke påvist trykkommunikasjon mellom brønnene. Kompleks geologi og dårlige seismiske data har gjort kartlegging av feltet vanskelig. Produksjonsforløpet har vist en mer positiv trend enn opprinnelig forventet. Ny kartlegging utført i 1997 har også antydning at Embla kan ha større ressurser enn tidligere beregnet. Ressurstallene for Embla er derfor blitt oppjustert i 1998, og det er planer om å bore to nye brønner på feltet i 1999/2000.

## Utbygging

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

## Tor

<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:	28,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 11,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,3 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	Tor I: 4,9 mrd kr Tor II: 0,3 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	Tor I: 135 mill kr Tor II: 39 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 1 200 m<sup>3</sup> vann på feltet gjennom en brønn. En vanninjeksjonsbrønn er stengt på grunn av tekniske problemer. Vanninjeksjonsutstyret blir for tiden oppgradert til en kapasitet på 5 700 m<sup>3</sup> vann per dag. Vanninjeksjonen ventes å fortsette ut feltets levetid. På grunn av kapasitetsproblemer på 2/4-J har Torfeltet hatt redusert produksjon siden august 1998.

## Utbygging

Torfeltet er bygd ut med en kombinert brønnhode- og prosessinnretning med transport gjennom rørledninger til Ekofisksenteret for eksport. Tor er knyttet opp til det nye Ekofisksenteret fra august 1998 og er forventet å produsere til rundt 2022.

## 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 Prod. slutt: 1998
Utvunnede reserver:	7,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 16,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	6,5 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	61 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 dre-

net. Feltet er blitt produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. Produksjonen fra Albuskjell ble stanset i forbindelse med oppstart av Ekofisk II, men det er anslått at gjenværende reserver vil kunne produseres lønnsomt på et senere tidspunkt.

## Utbygging

Albuskjell ble opprinnelig bygd ut med to like innretninger, 1/6-A og 2/4-F, med transport av olje og gass i rørledning til Ekofisksenteret. 2/4-F har vært nedstengt siden 1990, og brønnene vil bli permanent plugget i 1999. 2/4-A ble midlertidig nedstengt i august 1998. Rettighetshaverne vurderer mulig gjenopptakelse av produksjonen fra feltet på et senere tidspunkt, med eksisterende innretning og horisontale brønner.

## 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 Prod. slutt: 1998
Utvunnede reserver:	2,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 7,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	2,7 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	35 mill kr

## Utvinning

Reservoaret i Cod inneholder gass/kondensat i sandstein av paleocen alder, og ligger på rundt 2 900 m dyp. Produksjonen fra feltet ble avsluttet i august 1998. Ved nedstengning var det antatt at rundt 70 prosent av opprinnelig tilstedeværende gass var produsert. Gjenværende gass antas ikke å være lønnsom å produsere.

## Utbygging

Cod var bygd ut med en bemannet brønnhodeinnretning. Gass og olje ble sendt i felles rørledning til Ekofisksenteret. Cod-innretningen er nedstengt og brønnene vil bli permanent plugget i 1999. Disponering av innretningen inngår i samlet avslutningsplan for Ekofiskområdet, som vil bli innsendt 3.kvartal 1999.

## 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 Prod. slutt: 1998
Utvunnede 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 1998-kroner):	4,6 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	52 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. Gass fra Tommeliten Gamma har siden 1988 blitt transportert over Edda og er brukt til gassløft i brønnene. Produksjonen fra feltet ble stanset i august 1998 da Ekofisk II ble satt i drift. Evaluering av feltet for mulig senere produksjon av gjenværende reserver pågår.

## Utbygging

Edda ble opprinnelig bygd ut med en bemannet brønnhode- og produksjonsinnretning 2/7-C, og olje/gass ble transportert til Ekofisksenteret for eksport. Innretningen er nå midlertidig nedstengt inntil endelig beslutning om nedstenging eller senere gjenopptatt produksjon blir tatt.

## 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
	Prod. slutt: 1998
Utvunnede reserver:	12,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 26,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	2,1 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	14 mill kr

## Utvinning

Reservoaret i Vest Ekofisk ligger på rundt 3 100 m dyp og inneholder gass/kondensat i oppsprukkede krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. Produksjonen fra Vest Ekofisk ble stanset i forbindelse med at Ekofisk II ble satt i drift, men det er anslått at gjenværende reserver vil kunne produseres lønnsomt på et senere tidspunkt.

## Utbygging

Vest Ekofisk ble opprinnelig bygd ut med en brønnhodeinnretning som fra januar 1994 ble fjernstyrt fra Ekofisk. Gass og olje ble transportert til Ekofisksenteret for eksport. Innretningen er nå nedstengt og brønnene vil bli permanent plugget. Disponering av innretningen vil inngå i samlet avslutningsplan for Ekofiskområdet, som vil bli innsendt 3.kvartal 1999. Rettighetshaverne vurderer gjenopptatt produksjon fra feltet på et senere tidspunkt, med en ny havbunnsinnretning og horisontale brønner.

### 1.4.4 GYDA OG GYDA SØR

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 019B	<b>Blokk:</b> 2/1 og 7/12
Operatør: BP Petroleum Dev. of Norway AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	30,00000 %
BP Petroleum Dev. of Norway AS	56,00000 %

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 3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,5 mill tonn NGL
Gyda Sør	6,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	
Gyda og Gyda Sør	10,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	
Gyda og Gyda Sør	322 mill kr

## Utvinning - Gyda

Reservoaret består av øvre jura sandstein. Gyda, se figur 1.4.3.a, utvinnes med vanninjeksjon som drivmekanisme. Totalt er det 18 produksjonsbrønner og 11 injeksjonsbrønner på feltet. Vannproduksjonen er økende og tiltak for å redusere vannproduksjonen vurderes fortløpende. Boring av flere brønner vurderes for å øke utvinningen.

## Utbygging - Gyda

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosessinnretning med stålunderstell, se figur 1.4.4. 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.

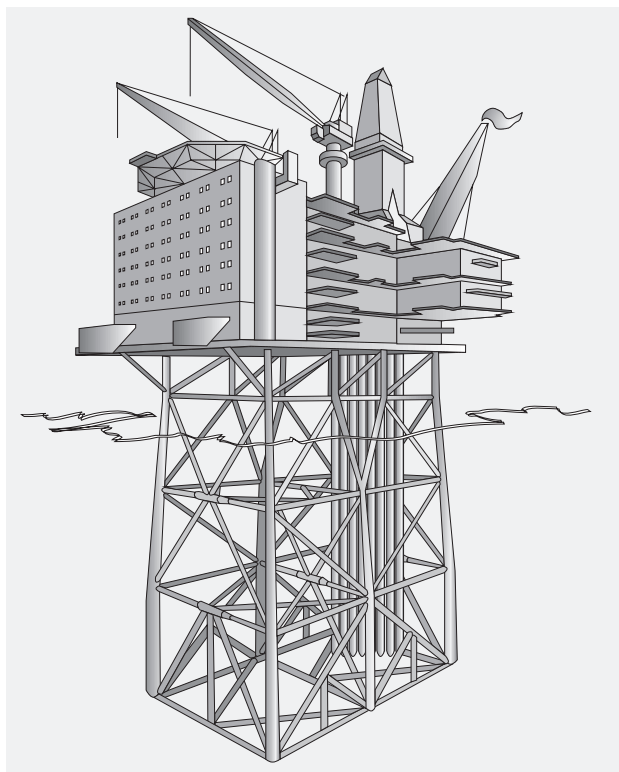
## Utvinning - Gyda Sør

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 likevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vannsonen. For å øke utvinningen fra Gyda Sør er det startet boring av en tredje brønn som vil bli benyttet til vanninjeksjon.

## Utbygging - Gyda Sør

Behandlingen av brønnstrømmen foregår med eksisterende fasiliteter på Gyda.

**Figur 1.4.4**  
Innretning på Gyda



### 1.4.5 ULA

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	019	<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:		69,1 mill Sm <sup>3</sup> olje	
		3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
		2,5 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1998-kroner):		12,4 mrd kr	
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:		388 mill kr	

### Utvinning

Hovedreservoaret består av jura sandstein. Feltet, se figur 1.4.3.a, produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme og produksjonen har nå en høy og økende andel vann. Operatøren vurderer fortløpende ulike vannavstengningstiltak. Ved utgangen av 1998 ble det produsert fra 8 brønner mens 6 brønner ble benyttet til vanninjeksjon.

Et nytt gassinjeksjonssystem ble satt i drift i løpet av første kvartal 1998 for reinjeksjon av produsert gass. VAG-prosjektet (alternerende vann- og gassinjeksjon) er i første omgang planlagt å omfatte to brønner.

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

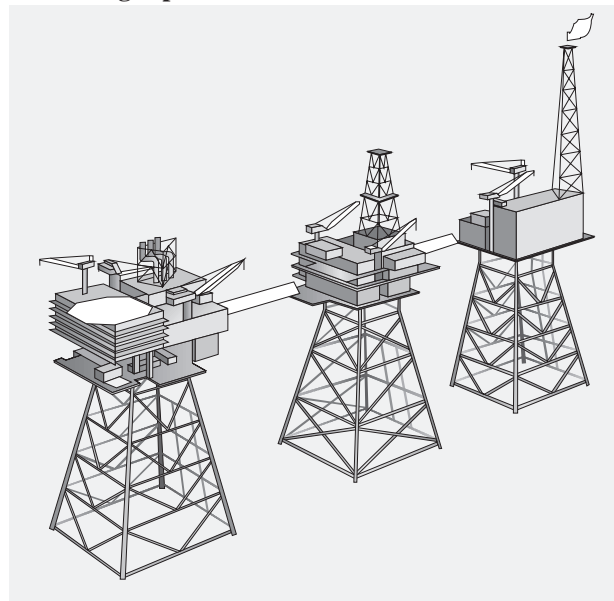
fra det underliggende triasreservoaret. Testen tok til i slutten av 1995, men på grunn av produksjonsproblemer ble testen utvidet til ut året 1996. Formålet med testen var å undersøke volum, produktivitet og eventuell kommunikasjon med reservoaret i Ulaformasjonen. Plan for utbygging og drift (PUD) av forekomstene i Ula-Trias ble sendt myndighetene i 1997, men planen ble senere trukket tilbake.

### Utbygging

Utbyggingsløsningen består av tre stålinnretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 1.4.5. Produksjonskapasiteten er for tiden på 24 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 1,6 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er 32 000 m<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten for behandling av produsert vann er ca 19 000 m<sup>3</sup> per dag. I 1998 ble ca 85% av produsert vann på Ula reinjisert.

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

**Figur 1.4.5**  
Innretninger på Ula



### 1.4.6 YME

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	114, 114B og 114C	<b>Blokk:</b>	9/1, 9/2, 9/4 og 9/5
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettighetshavere:			
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:		11,5 mill Sm <sup>3</sup> olje	
Totale investeringer (faste 1998-kroner):		2,2 mrd kr	
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:		802 mill kr	

## Utvinning

Utbyggingen av Ymefeltet, se figur 1.4.3.a, 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 injiseres vann i en brønn, og det brukes nedihullspumper. Forekomstene i Beta Øst ble godkjent utbygd i november 1995. Disse forekomstene produseres med to havbunnskompletterte brønner. Trykkavlastning med gassløft er valgt som drivmekanisme. Forekomstene i Gamma Sørøst ble godkjent utbygd i februar 1997. Forekomstene i Gamma Sørøst blir drenert ved trykkavlastning.

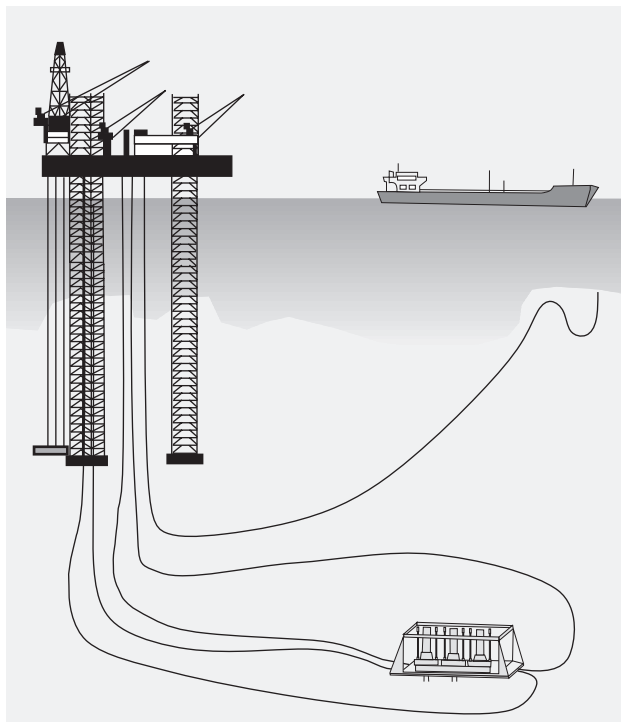
Det ble påvist olje i nordlige segment av Beta Veststrukturen i juni 1997 med brønn 9/2-7 S. Plan for utbygging og drift av Beta Vest ble godkjent i november 1998, og produksjonen vil foregå via Beta Øst- havbunnsinnretningen.

Ved slutten av 1998 var det 7 produksjonsbrønner. Overskuddsgass ble i første halvdel av året injisert i hovedreservoaret, men injiseres nå via brønn A-3 inn i den vannfylte Epsilon-strukturen.

## Utbygging

Utbyggingsløsning for feltet består av en oppjekkbar innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skytteltanker, figur 1.4.6. 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.

**Figur 1.4.6**  
Innretninger på Yme



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

## 1.4.7 VARG

<b>Utvinningstillatelse:</b>	038	<b>Blokk:</b>	15/12
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
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:			5,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1998-kroner):			3,6 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:			311 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. Produksjonen startet 22. desember 1998 og injeksjon av vann og gass skal starte tidlig i 1999.

## Utbygging

Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1996. Varg er bygd ut med et produksjonsskip tilknyttet en brønnhodeinnretning, se figur 1.4.7. Brønnhodeinnretningen ble plassert på feltet sommeren 1997, og forboring av produksjonsbrønner startet i slutten av 1997. Produksjonsskipet ankret opp på feltet høsten 1998. Planlagt produksjonskapasitet er på 9 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag.

**Figur 1.4.7**  
Innretninger på Varg



## 1.4.8 SLEIPNEROMRÅDET

<b>Utvinningstillatelse:</b>	046	<b>Blokk:</b>	15/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Rettighetshavere for feltet:			
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	10,00000 %
Funnbrønn:	15/9-9 År: 1981
Godkjent utbygd:	1986 Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	38,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 9,5 mill tonn NGL 20,8 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	23,5 mrd kr
Driftskostnader inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	602 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 %)	
Esso Expl & Prod Norway AS	49,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	30,40000 %
Elf Petroleum Norge AS	10,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	10,00000 %
Funnbrønn:	15/9-17 År: 1983
Godkjent utbygd:	1991 Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	3,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL 1,3 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,8 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 32,37453 %)	
Esso Expl & Prod Norway AS	49,50291 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,23936 %
Elf Petroleum Norge AS	8,84653 %
Elf Petroleum Norge AS	9,41120 %
Funnbrønn:	15/6-3 År: 1976
Godkjent utbygd:	1992 Prod.start: 1996
Utvinnbare reserver:	128,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 8,7 mill tonn NGL 27,7 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	19,9 mrd kr
Driftskostnader inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	395 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 %)	
Esso Expl. & Prod. Norway AS	52,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	28,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,40000 %
Elf Petroleum Norge AS	10,00000 %
Funnbrønn:	15/9-15 År: 1982
Godkjent utbygd:	1995 Prod.start: 1996

Utvinnbare reserver:	4,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL 1,5 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,4 mrd kr
Driftskostnader inkl CO <sub>2</sub> -avgift og leie av brønnsliste ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	23 mill kr

## Utvinning

### Sleipner Øst, Loke og Gungne

Feltene, se figur 1.4.8.a, inneholder gass og kondensat i reservoarer av tertiær, og jura/trias alder. Gassen inneholder relativt mye kondensat. Tertiærreservoaret i Sleipner Øst utvinnes med injeksjon av tørr gass for å få ut mer kondensat enn man får ved trykkavlastning. Injeksjons-gassen kan tas både fra Sleipner Øst og Sleipner Vest. Gass-injeksjonen har pågått i hele 1998 og reservoartrykket har steget noe. Det er planlagt å starte boring av nye produksjons-/injeksjonsbrønner igjen i 1999.

Produksjonen fra tertiærreservoaret i Loke ble stengt i 1997. Brønnen ble forlenget for produksjon fra triasreservoaret og produksjonen startet i juni 1998. På grunn av mulig korrosjon i rørledningen mellom havbunnsbrønnen og Sleipner A, ble produksjonen stengt etter ca 2 uker og det ble bestemt å legge en ny rørledning i 1999.

Produksjonen fra Gungne foregår med en brønn på Sleipner A. Boring av en ekstra produksjonsbrønn er planlagt i 1999.

### 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 påvist noe olje. Utbredelsen og produserbarheten av denne oljen er usikre og en produksjonsbrønn ble boret til dette området høsten 1997. Denne påviste mer olje enn ventet og videre studier ble startet. I 1998 ble brønnen testet og det ble boret en avgrensingsbrønn for å prøve å avklare utbredelsen av oljen. Både resultatene fra testen og fra den nye brønnen var skuffende. Resultatene tyder på at det er en begrenset mengde olje i det aktuelle området og at den er vanskelig produserbar. Videre studier for å evaluere utbredelsen av olje, og om den er produserbar, pågår.

### Utbygging

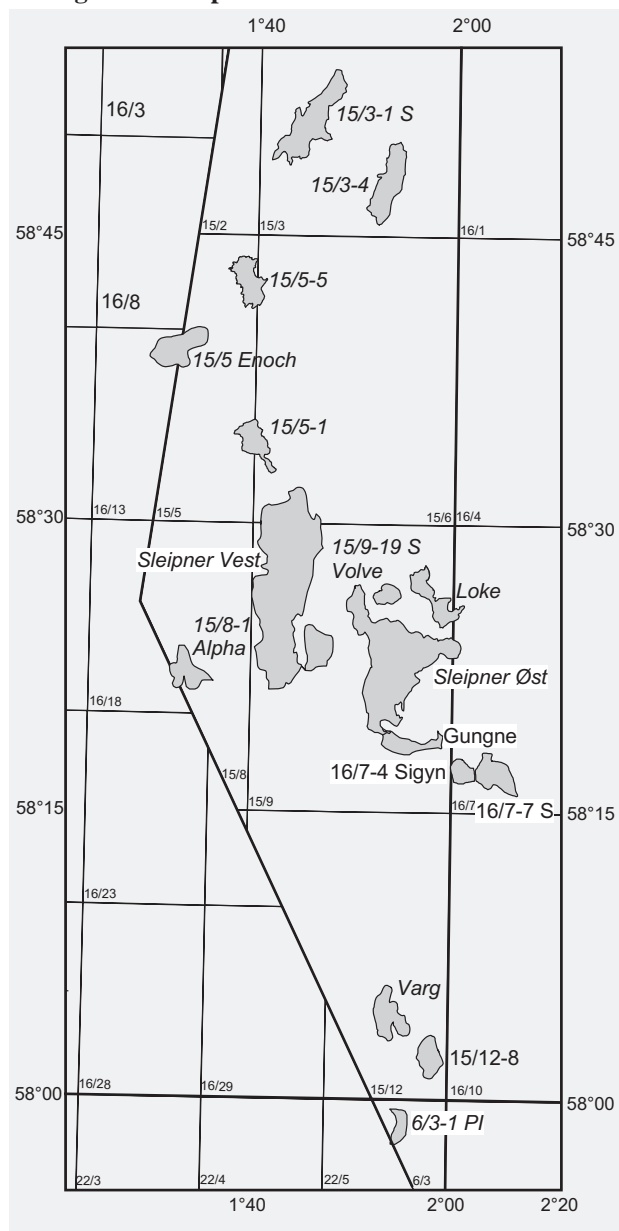
Sleipner Øst, Loke og Gungne er bygd ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et understell i betong (Sleipner A). I tillegg er det bygd en egen stigerør-sinnretning (Sleipner R) med broforbindelse til Sleipner A. Det er installert en bunnramme for drenering av den nordlige del av Sleipner 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 1.4.8.b.

Det er fortsatt en del problemer med anlegget for separasjon av CO<sub>2</sub> fra gassen, og man oppnår ikke den planlagte reduksjon i CO<sub>2</sub>-innhold. Det pågår arbeid for å prøve å forbedre anlegget.

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 Troll-

**Figur 1.4.8.a**  
Felt og funn i Sleipnerområdet

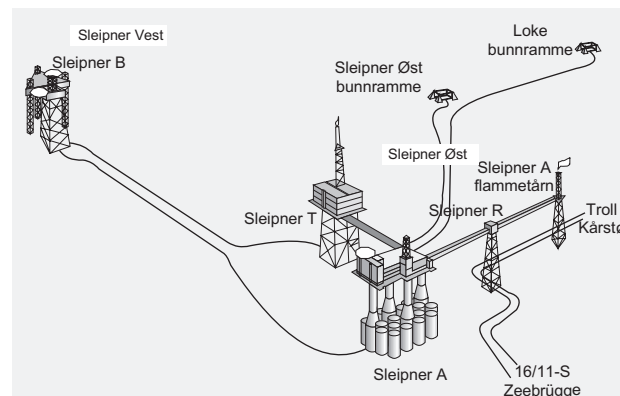


gassalgsavtalen. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia, gjennom Statpipe/Norpipe- og gjennom Europipesystemet til Emden i Tyskland.

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 1.4.8.b**  
Innretninger i Sleipnerområdet



## 1.4.9 BALDER

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	<b>Blokk:</b>
001 og 028	25/11 og 25/10
Operatør: Esso Expl. & Prod. Norway A/S	
Rettingthavere:	
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
Totalt investeringer (faste 1998 kroner):	8,3 mrd kr
Driftskostnader på plattform inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod. avg og forsikringer:	545 mill kr

### Utvinning

Reservoaret i Balder er sandsteiner av tertiær alder. De er dårlig konsolidert, men har gode reservoaregenskaper og inneholder forholdsvis viskøs olje. Balderfeltet, se figur 1.4.12.a, 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 vanddriv og vanninjeksjon. Boring av produksjonsbrønner har pågått i hele 1998.

### Utbygging

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. Modifikasjon av skipert pågår for

tiden i Skottland og produksjonsstart er nå forventet sommeren 1999.

Planlagt gjennomsnittlig platåproduksjon for olje er 11 900 Sm<sup>3</sup> per dag (75 000 fat per dag).

## 1.4.10 JOTUN

<b>Utvinningstillatelse:</b> 027 P og 103B	<b>Blokk:</b> 25/8 og 25/7
Operatør: Esso Expl. & Prod. Norway AS	
Rettighetshavere:	
Esso Expl. & Prod. Norway AS	45,00000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	45,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 3,00000 %)	5,00000 %
Norske Conoco A/S	3,75000 %
Amerada Hess Norge AS	1,25000 %
Funnbrønn: 25/8-5S	År: 1994
Godkjent utbygd: 1997	Prod.start: 1999
Utvinnbare reserver:	30,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	8,3 mrd kr
Driftskostnader på platå 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	565 mill kr

### Utvinning

Jotun, se figur 1.4.12.a, omfatter funnene 25/8-5 S, 25/7-3 og 25/8-8 S, som alle ble gjort i 1994 og 1995. I alle strukturene ble det påvist olje i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 25/8-8 S-funnet ble det også påvist noe fri gass. Hoveddelen av ressursene ligger innenfor utvinningstillatelse 027P. En avtale om samordning mellom de to utvinningstillatelsene ble inngått høsten 1997. Vanninjeksjon, eventuelt i kombinasjon med naturlig vandriv, er planlagt som drivmekanisme.

### Utbygging

Brønnhodeinnretning og produksjonsskip er planlagt som utbyggingsløsning, og byggingen av innretningene ble startet høsten 1997. Brønnhodeinnretningen ble plassert på feltet i august 1998 og boring av produksjonsbrønner er planlagt å starte tidlig i 1999. Produksjonsstart er estimert til sommeren 1999. Oljen skal lastes på feltet og det er planlagt en tilknytning til Statpipe for eksport av gass utover behovet for brensel på feltet.

## 1.4.11 HEIMDAL

<b>Utvinningstillatelse:</b> 036	<b>Blokk:</b> 25/4
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere for feltet:	
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 %
AS Uglands rederi	0,16900 %
Funnbrønn: 25/4-1	År: 1972
Godkjent utbygd: 1981	Prod.start: 1985

Utvinnbare reserver:	6,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 42,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	12,1 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	267 mill kr

### Utvinning

Feltet, se figur 1.4.12.a, produserer fra sandsteiner i Heimdalformasjonen. Det er boret ti brønner fra innretningen på feltet, ni produksjonsbrønner og en observasjonsbrønn. På grunn av feltets kraftige vandriv, blir både trykkutviklingen og hevingen av vannnivået fulgt nøye. Etter dagens planer, vil feltet produsere fram til sommeren 1999.

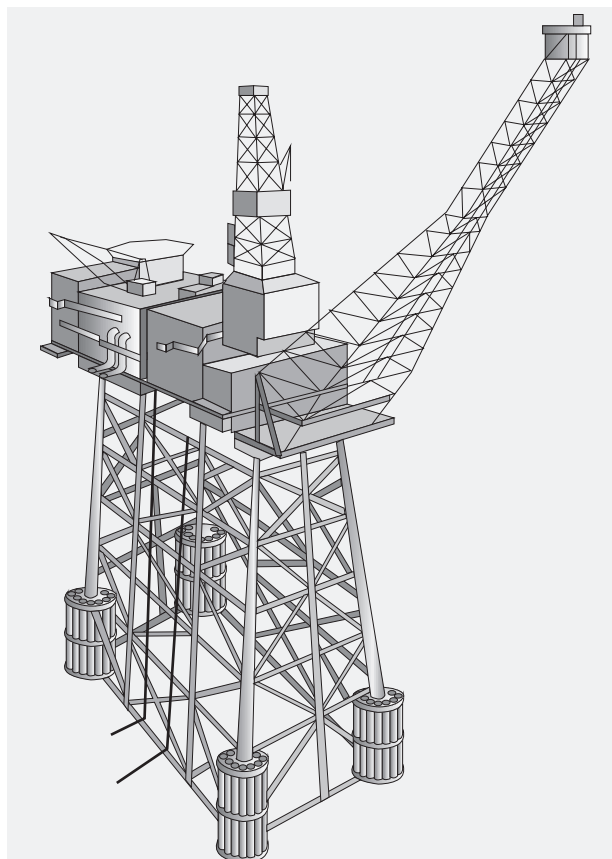
### Utbygging

Heimdalfeltet er bygd ut med en integrert stålennretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 1.4.11. Leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

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

Etter en ombyggingsfase fra 1999 til 2000 vil innretningen bli satt i drift igjen for prosessering av gassen fra 30/2-1 Huldra. Det blir også bygd en stigerørsinnretning som skal kunne ta inn stigerør fra andre funn og transport-system i området.

**Figur 1.4.11**  
Innretning på Heimdal





## 1.4.12 FRIGGOMRÅDET

### Frigg

<b>Utvinningsstillatelse:</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	16,06800 %
Norsk Hydro Produksjon AS	19,99200 %
Total Norge AS	12,59600 %
Den norske stats oljeselskap a.s	12,16400 %
<b>Britisk del (39,1800%)</b>	
Elf Exploration UK Ltd	26,12000 %
Total Oil Marine Ltd	13,06000 %
Funnbrønn: 25/1-1	År: 1971
Godkjent utbygd: 1974	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver: (norsk andel)	119,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
(norsk andel)	0,5 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	ca 21,0 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	439 mill kr

### Utvinning

Feltet produserer gass fra Friggformasjonen som består av sandstein av eocen alder. Produksjonsbrønnene på CDP1 er permanent plugget. Brønnene på DP2 har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt. Etter planene vil produksjonen bli avsluttet i 2001.

### 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 1.4.12.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 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, Øst 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 behandlingsinnretning til en stigerørsinnretning. Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to rørledninger, hver med en diameter på 813 millimeter. Væsken transporteres i Frostpipe via Oseberg til Stura.

### Frøy

<b>Utvinningsstillatelse:</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:	5,9 mill Sm <sup>3</sup> olje
	1,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	0,1 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	5,9 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	196 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. Feltet produserer i dag fra 3 brønner. Operatøren har redusert tilstedeværende og utvinnbare ressurser ut fra erfaringer med produksjonsbrønnene og ny geologisk modell. Frøy har i dag lav produksjon og relativt høye driftskostnader. Dette kombinert med lav oljepris gjør at feltet i løpet av 1999 kan få 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 1.4.12.a viser felt og funn i Friggområdet.

### Lille-Frigg

<b>Utvinningsstillatelse:</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:	2,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	1,2 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	4,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	34 mill kr

### Utvinning

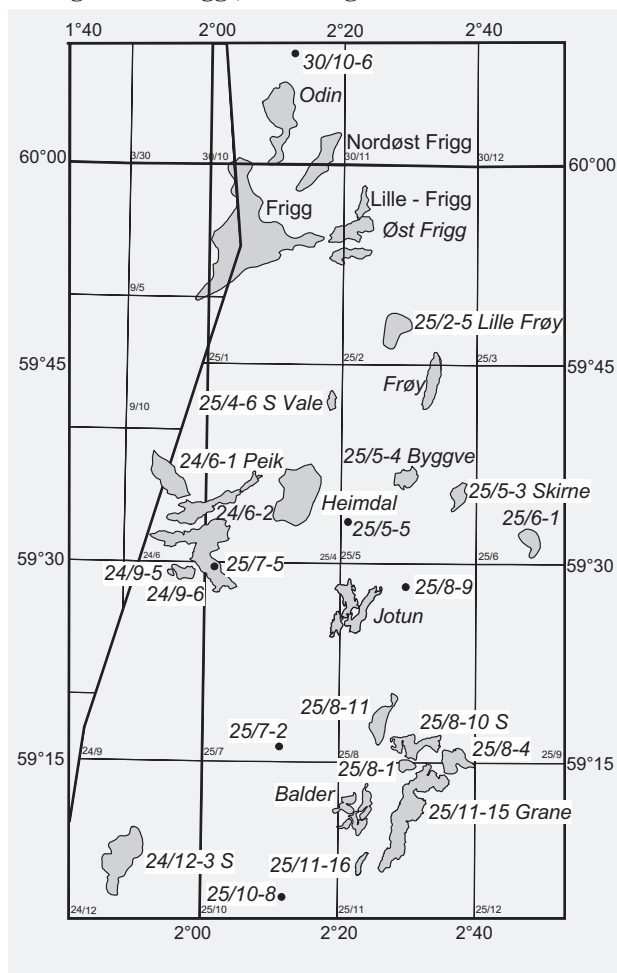
Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelse av Heimdalryggen. Utvinning er basert på tre produksjons-

brønner 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 2,3 milliarder Sm<sup>3</sup> på grunn av raskere trykkfall og vannproduksjon. Lille-Frigg vil etter planen avslutte produksjonen tidlig i 1999.

## Utbygging

Lille-Frigg er bygd ut med undervannsinnetning som fjernstyres fra Frigg. Ubehandlet brønnstrøm overføres 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.

**Figur 1.4.12.a**  
Felt og funn i Frigg-, Jotun- og Balderområdet

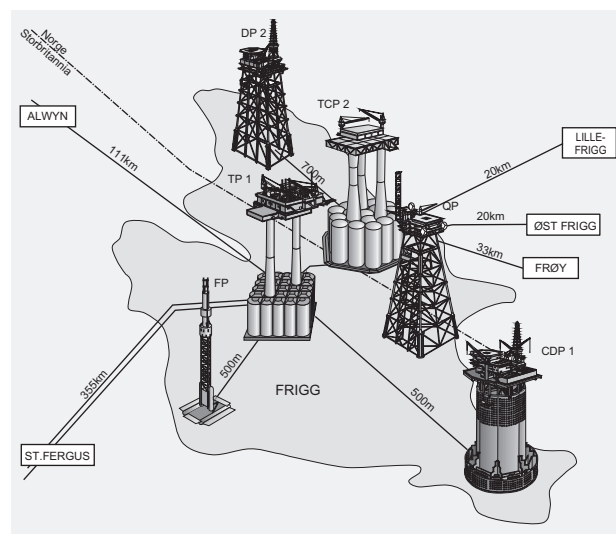


## 1.4.13 OSEBERGOMRÅDET

### Oseberg

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 053 og 079	<b>Blokk:</b> 30/6 og 30/9
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 50,78379 %)	64,78379 %

**Figur 1.4.12.b**  
Innretninger i Friggområdet



Norsk Hydro Produksjon AS	13,68186 %
Saga Petroleum ASA	8,55276 %
Elf Petroleum Norge AS	5,76959 %
Mobil Development Norway AS	4,32720 %
Total Norge AS	2,88480 %
Funnbrønn: 30/6-1	År: 1979
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1988
Fase I	1984
Fase II	1988
Fase III	1996
Utvinnbare reserver:	336,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 16,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 6,0 mill tonn NGL 0,5 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	50,6 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	1216 mill kr

## Utvinning

Den første brønnen påviste gass i 1979, mens senere boreringer påviste olje under gassen. Feltet består av flere reservoarer i Brentgruppen (mellomjura) fordelt på tre strukturer. Hovedreservoarene ligger i Osebergformasjonen og Tarbertformasjonen, men også Etiv og Ness er viktige bidragsyttere. Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnerne blir nå boret horisontalt, med gode erfaringer. Reservoartrykket i Oseberg opprettholdes ved gassinjeksjon, vanninjeksjon og VAG. Injeksjonsgassen importerer eksternt fra Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest. Det er 70 operative brønner på feltet inklusive injeksjonsbrønner.

## Utbygging

Figur 1.4.13.b viser felt og funn i Osebergområdet. Oljedelen av Osebergfeltet er bygd ut i to faser, se figur 1.4.13.a. Fase I er bygd ut med et feltcenter i sør med to innretninger. Oseberg A omfatter en prosess- og boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B omfatter en bore- og vann-

injeksjonsinnretning med stålunderstell. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 55 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Fase II omfattet utbygging av den nordlige delen av feltet. Oseberg C-innretningen er en integrert 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 skal transporteres i en ny gassrørledning til Statpipesystemet via 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. Kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) måles over fiskal gassmålestasjon installert på Oseberg A. Fra terminalen på Stura eksporteres stabilisert olje fra to kaianlegg som er tilknyttet to identiske fiskale oljemålestasjoner.

## Oseberg Vest

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053	<b>Blokk:</b> 30/6
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 50,7838 %)	64,78379 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68186 %
Saga Petroleum ASA	8,55276 %
Elf Petroleum Norge AS	5,76959 %
Mobil Development Norway AS	4,32720 %
Total Norge AS	2,88480 %
Funnbrønn: 30/6-15	År: 1984
Godkjent utbygd: 1988	Prod.start: 1991
Utvinnbare reserver:	1,6 mill Sm <sup>3</sup> olje 6,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner): 0,8 mrd kr	
Driftskostnadene inngår i samordnet Oseberg	

## Utvinning

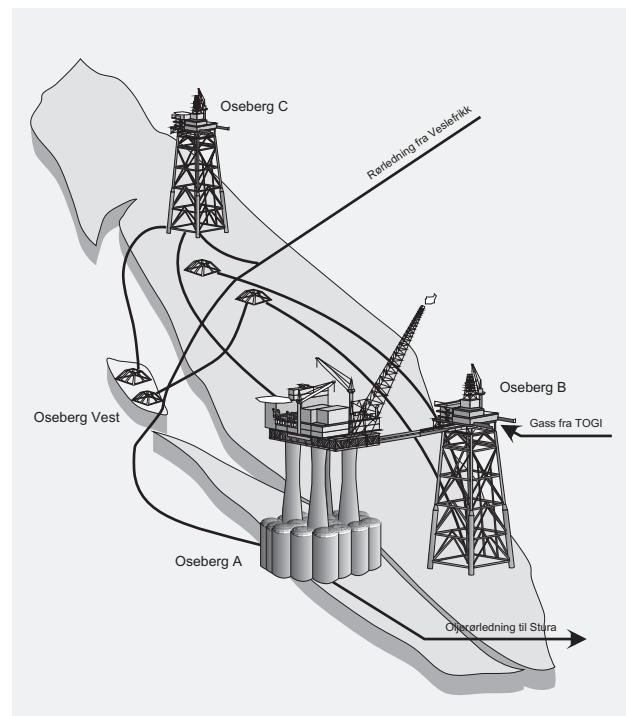
Oseberg Vest består av en rotert forkastningsblokk der de hydrokarbonførende sonene finnes i Staffjordformasjonen i undre jura.

En kullholdig skifersone deler Staffjordformasjonen 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. En av disse brønnene er midlertidig nedstengt. 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

**Figur 1.4.13.a**  
**Innretninger på Oseberg**



1991, er knyttet til Oseberg C, mens den andre brønnen, som ble ferdigstilt i 1996, er knyttet til Oseberg B. All gass som produseres injiseres i Osebergfeltet.

## Oseberg Øst

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053	<b>Blokk:</b> 30/6
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 45,40 %)	59,40000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	12,25000 %
Saga Petroleum ASA	7,35000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,33300 %
Mobil Development Norway AS	7,00000 %
Total Norge AS	4,66700 %
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 1998-kroner): 4,4 mrd kr	
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer: 430 mill kr	

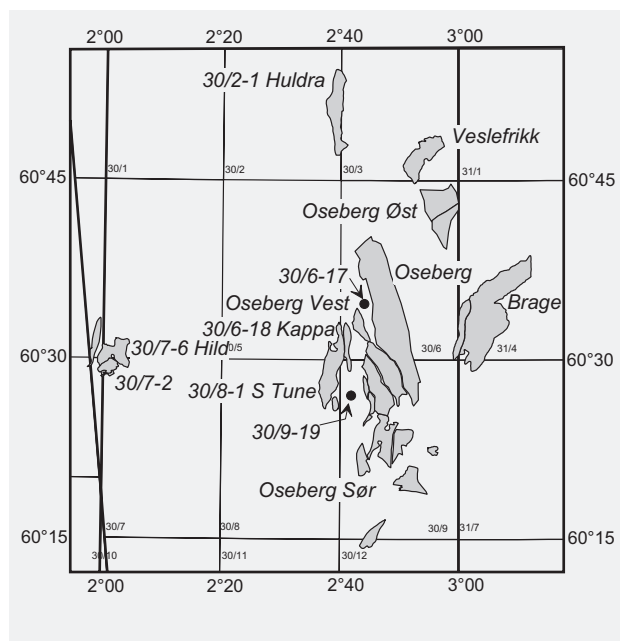
## Utvinning

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

### Utbygging

Feltet vil bli bygd ut med en 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. Alt utstyr er installert på feltet, og produksjonen er planlagt å starte februar/mars 1999.

**Figur 1.4.13.b**  
**Felt og funn i Osebergområdet**



### Oseberg Sør

<b>Utvinningstillatelse:</b>	<b>Blokk:</b>
079, 104 og 171	30/6, 30/9, 30/12
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettinghshavere:	
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 1998-kroner):	8,8 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	ca 620 mill kr

### Utvinning

Ti mulige reservoarstrukturer ligger innenfor det området som operatøren definerer som Oseberg Sør. Sju av disse

inngår i basisestimatene for Oseberg Sør. Hydro er operatør, og området er samordnet. Hovedtyngden av reservene ligger i Brentgruppen (mellomjura), men det er også gjort funn i Heather- og Draupneformasjonene (øvre jura). Produksjonsmekanismen er forskjellig for de forskjellige strukturene. Planen er å benytte vanninjeksjon, gass-injeksjon og VAG-injeksjon for trykkvedlikehold.

### 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.

### 1.4.14 BRAGE

<b>Utvinningstillatelse:</b>	<b>Blokk:</b>
053, 055 og 185	30/6, 31/4 og 31/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettinghshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 34,2567 %)	46,95670 %
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
Fase II 1998	
Utvinnbare reserver:	54 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,9 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	12,0 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	418 mill kr

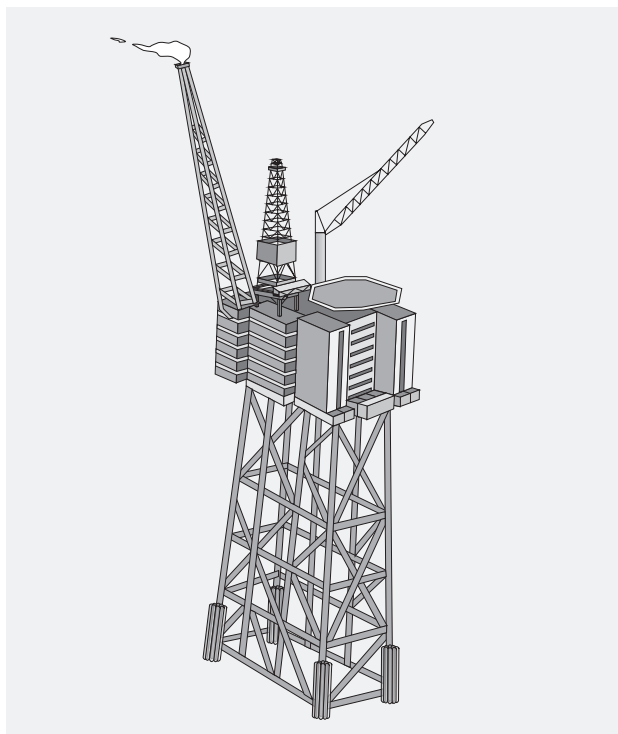
### Utvinning

Det er påvist olje i to formasjoner i den samordnede delen av Brage; Staffjord (undre jura) og Fensfjord (øvre jura). I Sognefjordformasjonen (øvre jura) er det påvist olje og gass. Det ble startet prøveutvinning fra Sognefjordformasjonen høsten 1997. Plan for utbygging og drift for forekomstene i Sognefjordformasjonen ble framlagt juli 1998 og godkjent oktober 1998.

### Utbygging

Bragefeltet er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell, se figur 1.4.14. Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Osebergledningen til Stura. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe.

**Figur 1.4.14**  
Innretning på Brage



Statfjordformasjonen 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. Brønn 30/3-7 B er det tredje sporet av brønn 30/3-7. Det er startet prøveutvinning fra brønnen i 1998.

#### Utbygging

Feltet er bygd ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter, se figur 1.4.15. Det er 13 produksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner. Den halvt nedsenkbare innretningen er forankret og tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen.

En oljerørledning er tilkoppelt Oseberg Transport System for transport til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet.

**Fig 1.4.15**  
Innretninger på Veslefrikk



### 1.4.15 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 %
Petro-Canada Norge 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
			5,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
			1,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):			11,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:			523 mill kr

#### Utvinning

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

Utvinningsstrategien 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 Statfjordformasjonen startet i 1997.

### 1.4.16 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 (ressursklasse 1-2, inklusiv TOGI):		211,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 613,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner) (inkl TOGI):		78,6 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer: (inkl TOGI):		988 mill kr

Strukturelt ligger Trollfeltet på den nordvestlige delen av Hordaplattformen, se figur 1.4.16.a. 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 oljekolonne 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 1328 mrd Sm<sup>3</sup>.

## TOGI

Havbunnsystemet Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI) styres fra Oseberg feltcenter og produserer gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet. Produksjon og leveranse av gass via TOGI startet i februar 1991. TOGI hadde fram til utgangen av 1998 levert 19,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til Oseberg. Totalt planlegges det å levere 21,7 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 som driftsoperatør for Troll fase I i juni 1996. I løpet av 1998 ble de siste av de 39 gassproduksjonsbrønnene i Troll Øst ferdigstilt.

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

### Utbygging

Gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A, som er en fast brønnhodeinnretning med understell av betong. Gas-

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

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

### 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 1998 var det boret 18 horisontale produksjonsbrønner og én gassinjektor. Det siste året har produksjonen utviklet seg omtrent som forventet. Forventede oljereserver er økt litt på grunn av positiv reservoarutvikling totalt og lengre produksjonshistorie.

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

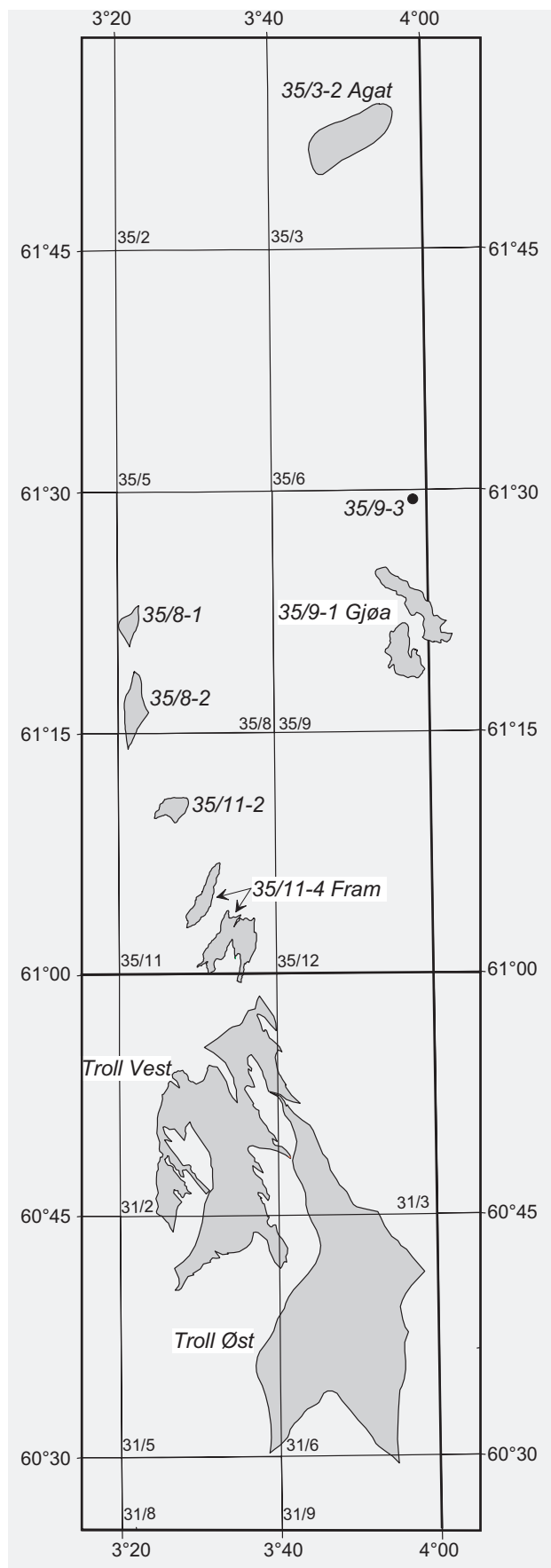
### Utvinning av olje fra Troll Vest gassprovins

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

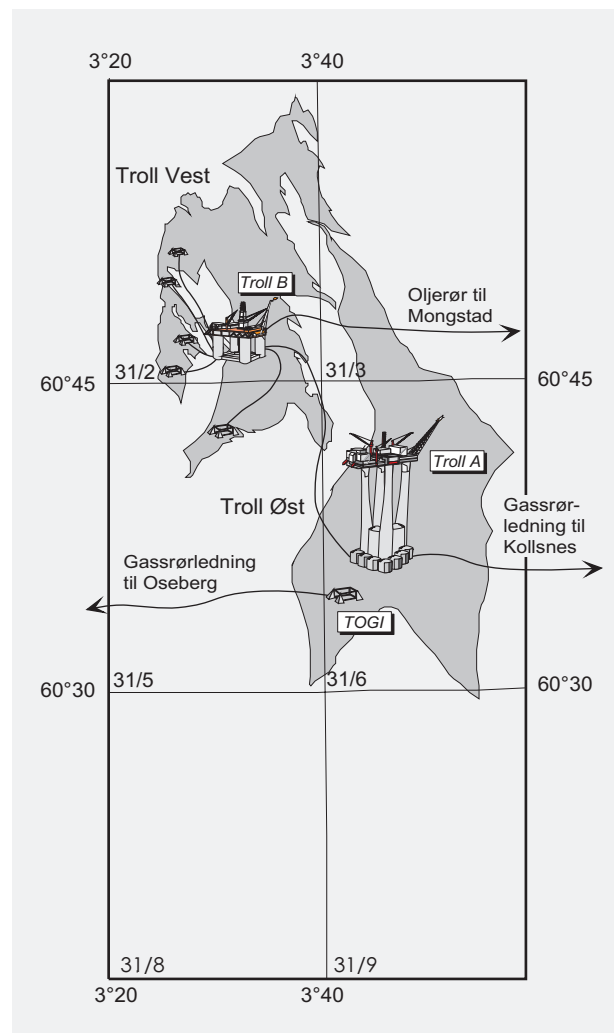
Plan for utbygging og drift av de to første havbunnsinstallasjonene i sørlig del av Troll Vest gassprovins ble godkjent av myndighetene i mai 1994 og i juli 1996. Den første brønngruppen startet produksjon i november 1995, den andre i april 1998. Produksjonen har utviklet seg noe dårligere enn forventet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

Videre plan for utbygging og drift av oljen i Troll Vest gassprovins ble godkjent av myndighetene i juni 1997. Utbyggingsplanen omfatter ni havbunnsinstallasjoner (brønngrupper) med totalt 50 horisontale produksjonsbrønner, derav flere flergrensbrønner. Tre brønngrupper med 18 brønner i sørlig del av gassprovinsen tilknyttes Troll B, mens seks brønngrupper med 32 brønner i nordlig del av

**Figur 1.4.16.a**  
Felt og funn i Troll-, Fram- og Gjøaområdet



**Figur 1.4.16.b**  
Trollfeltet



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

**Utbygging**

Oljereservene i Troll Vest olje-provins og sørlig del av Troll Vest gassprovins produseres via Troll B, en flytende betong-innretning uten lagerkapasitet. Totalt vil ni brønnklynger bli tilknyttet Troll B. Troll Bs produksjonskapasitet er 42 500 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Oljen transporteres gjennom Troll Oljerør ca 90 km til Mongstad. Gass som produseres sammen med oljen, transporteres via Troll A til Kollsnes for behandling og videre eksport til markedet, se figur 1.4.16.b.

Minst syv 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. Det vil også bli lagt en gassrørledning til Troll A for å benytte eksisterende transportmuligheter til Kollsnes og videre til eksportmarkedet. Troll C forventes å være i produksjon høsten 1999.

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

**Utvinning**

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

**1.4.17 GULLFAKSOMRÅDET**

**Gullfaks og Gullfaks Vest**

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 050 og 050B	<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: 34/10-1 Gullfaks	År: 1978
34/10-34 Gullfaks Vest	År: 1991
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I 1981	des 1986
Fase II 1985	
Gullfaks Vest 1993	
Lundeformasjonen 1995	
Utvinnbare reserver: Gullfaks	315,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 21,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,0 mill tonn NGL
Utvinnbare reserver: Gullfaks Vest:	3,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	
Gullfaks	72,0 mrd kr
Gullfaks Vest	0,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	2499 mill kr

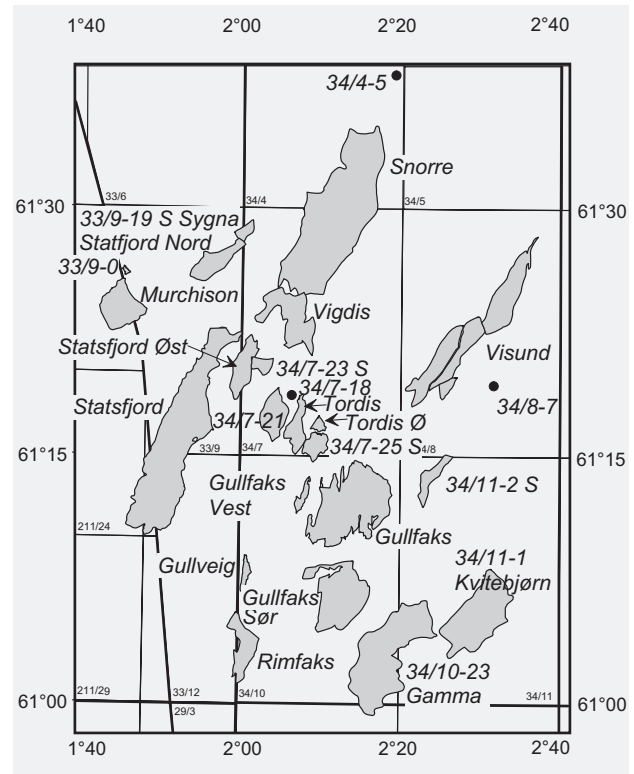
**Utvinning**

I Gullfaksfeltet, se figur 1.4.17.a, finnes olje i sandstein av jura og trias alder. Reservoaret ligger relativt grunt og består av flere skråstilte 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 for-

**Figur 1.4.17.a**

**Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet**



kastningen 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. VAG-injeksjon 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 90. Boring av langtrekkende brønner og sidestegsboring fra eksisterende brønner er viktige metoder for økt oljeutvinning på Gullfaks.

Basert på basisreservene for hele Gullfaksområdet kan en eller flere av Gullfaksinnretninger ha en levetid fram til 2016. Utnyttelsen av innretningene vil i sluttfasen avhenge av funn i prospekter og tredjeparts bruk av anleggene.

Gullfaks Vest er et oljefelt, som ligger vest for Gullfaks i blokk 34/10, se figur 1.4.17.a. Utvinning er basert på naturlig vandriv.

**Utbygging**

Gullfaksinnretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 1.4.17.b. C-innretningen er i hovedsak bygd som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare 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 vann-

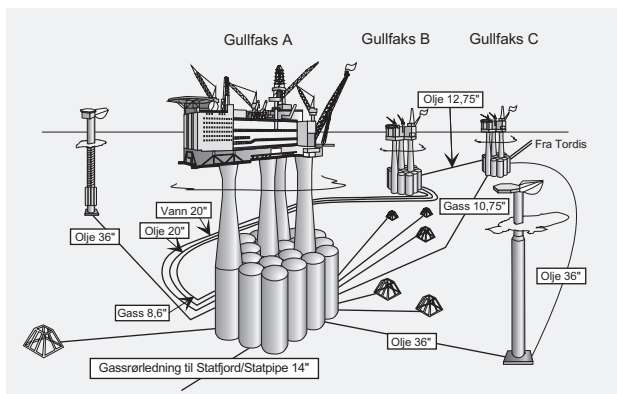


injeksjon på Gullfaks A er 75 000 m<sup>3</sup> per dag. Gullfaks A har også utstyr for gassinjeksjon med kapasitet på 3,2 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en første-trinnsvæskkapasitet 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 er 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.

**Figur 1.4.17.b**  
**Innretninger på Gullfaks**



Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles fiskalt og eksporteres via lastebøyer til tankskip. Prosessert røkgass 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 viderebehandlet i prosessanlegget på Gullfaks C før oljen lastes via bøyelastesystemet 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. 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, er 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. Gullfaksinnretningene 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: 1979
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I 1996	1999
Utvinnbare reserver: Fase I:	25,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Utvinnbare ressursene: Fase II:	14,6 mill Sm <sup>3</sup> olje 58,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	
Fase I:	4,5 mrd kr
Fase II:	6,3 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	
Fase I:	150 mill kr
Fase II:	230 mill kr

Gullfaks Sør som ligger ca 9 km sør for Gullfaks, se figur 1.4.17.a., inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder. Brentreservoaret inneholder olje og gasskappe med høyt kondensatinnhold. Det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter. Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone og mindre gasskappe enn Brent-reservoaret. Det er også olje og gass i Lundeformasjonen.

### 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. Væskeressursene i Fase I planlegges produsert ved gassinjeksjon.

#### Utbygging

Utbyggingsløsningen omfatter fire havbunnsrammer med 12 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med feltene Rimfaks og Gullveig. Prosesseringen av brønnstrømmen vil skje på Gullfaks A.

Antatt produksjonsstart for Fase I er april 1999. Feltet forventes å produsere 13 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag som lagres på Gullfaks A og skipes derfra. 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 ble godkjent av Stortinget 8. juni 1998.

### 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 2001. Tidlig gassalg sikres ved å nytte gass fra Fase I eller ved å låne gass fra Gullfaks hovedfelt.

### Rimfaks

<b>Utvinningstillatelse:</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: 1999
Utvinnbare reserver: Fase I	16,9 mill Sm <sup>3</sup> olje -1,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	
Fase I	3,9 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	
	130 mill kr

### Utvinning

Rimfaks som ligger ca 15 km sørvest for Gullfaks, se figur 1.4.17.a, inneholder olje og gass i sandsteiner i Brentgruppen og Statfjordformasjonen av jura alder. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 34/10, utvinningstillatelse 050, mens en mindre del strekker seg inn i blokk 33/12. En avtale er inngått med utvinningstillatelse 037 om utvinning av forekomsten som strekker seg inn i blokk 33/12.

Reservoarene inneholder olje og gass med høyt kondensatinnhold. Plan for utbygging og drift for 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. Feltet planlegges produsert ved gassinjeksjon.

### Utbygging

Utbyggingsløsningen omfatter tre havbunnsrammer med 10 brønner. Prosesseringen av brønnstrømmen vil skje på

Gullfaks A-innretningen. Antatt produksjonsstart er mars 1999. Feltet forventes å produsere 13 500 Sm<sup>3</sup> olje 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>Utvinningstillatelse:</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:	4,2 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer Fase I (faste 1998-kroner):	
	0,7 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	
	25 mill kr

### Utvinning

Gullveig, se figur 1.4.17.a, inneholder olje i sandsteiner i Brentgruppen av jura alder. Det er også påvist ressurser i Statfjordformasjonen. Feltet planlegges produsert ved trykkavlastning.

### Utbygging

Gullveig startet produksjonen 10. oktober 1998. Utbyggingsløsningen omfatter en havbunnsramme med to brønner som er koblet til Gullfaks A-innretningen

## 1.4.18 STATFJORDOMRÅDET

### Statfjord

<b>Utvinningstillatelse:</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	42,73434 %
Mobil Development Norway AS	12,82030 %
Norske Conoco A/S	9,43717 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	8,54687 %
A/S Norske Shell	8,54687 %
Saga Petroleum ASA	1,60254 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,89030 %
Amerada Hess Norge AS	0,89030 %
<b>Britisk del (14,53131 %)</b>	
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 56,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 14,4 mill tonn NGL

Totale investeringer (faste 1998-kroner):	72,5 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl. tariffer, prod.avg og forsikringer:	2407 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, se figur 1.4.17.a, 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.

Brentreservoaret er frem til i dag blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra vanninjeksjon. I nedre Brent ble det i 1997 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, ble det i 1998 besluttet å starte VAG-injeksjon i Brent. Beregninger indikerer at VAG-injeksjon gir en økt oljeutvinning i størrelsesorden 12 – 13 millioner Sm<sup>3</sup>.

Statfjordformasjonen har blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra gassinjeksjon. Implementering av ny utvinningsstrategi for Statfjordformasjonen, med oppflanks vanninjeksjon og supplerende gassinjeksjon i øvre Statfjord og nedflanks VAG-injeksjon i nedre Statfjord, er fortsatt 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 videre produksjonserfaring og reservoarstudier.

Cookreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Utvinningsstrategi for Cook er basert på innfasing av brønner som allerede penetrerer reservoaret, eventuelt fordypning 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 høyavviks-brønner inngår også i strategien.

## Utbygging

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 1.4.18. 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 andretrinnsseparator. Dette har medført at Statfjord A har fått bedre 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 blir bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet Statfjord C. Produksjonsstart fra nordflanken er planlagt til sommeren 1999. Det ble i 1998 også besluttet å knytte Sygnafeltet til Statfjord C for prosessering, stabilisering, lagring og eksport.

## 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	6,04140 %
A/S Norske Shell	5,00000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80000 %
Saga Petroleum ASA	4,78800 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,20000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,80000 %
Deminex Norge AS	1,40000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,52060 %

Funnbrønn: 33/9-7      År: 1976

Godkjent utbygd: 1990      Prod.start: 1994

Utvinnbare reserver:

36,4 mill Sm<sup>3</sup> olje

5,2 mrd Sm<sup>3</sup> gass

1,8 mill tonn NGL

Totale investeringer (faste 1998-kroner):	4,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	188 mill kr

## Utvinning

Reservoaret på Statfjord Øst-feltet består av sandsteiner av midtre jura alder i øvre og nedre del av Brentgruppen. Feltet blir i dag utvunnet med trykkstøtte ved hjelp av vanninjeksjon med totalt seks produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. I løpet av 1999 vil den syvende og siste planlagte produksjonsbrønnen bli boret og satt i produksjon. Det blir også løpende vurdert behov for en fjerde injeksjonsbrønn, samt behov for brønnoverhalinger og sideboringer av eksisterende brønner på feltet.

Basert på ny reservoarmodell ble oljereservene på Statfjord Øst i 1998 oppjustert fra 32,0 til 36,4 millioner Sm<sup>3</sup>.

## 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 1.4.18. Hver bunnramme har fire brønnslisser. 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.

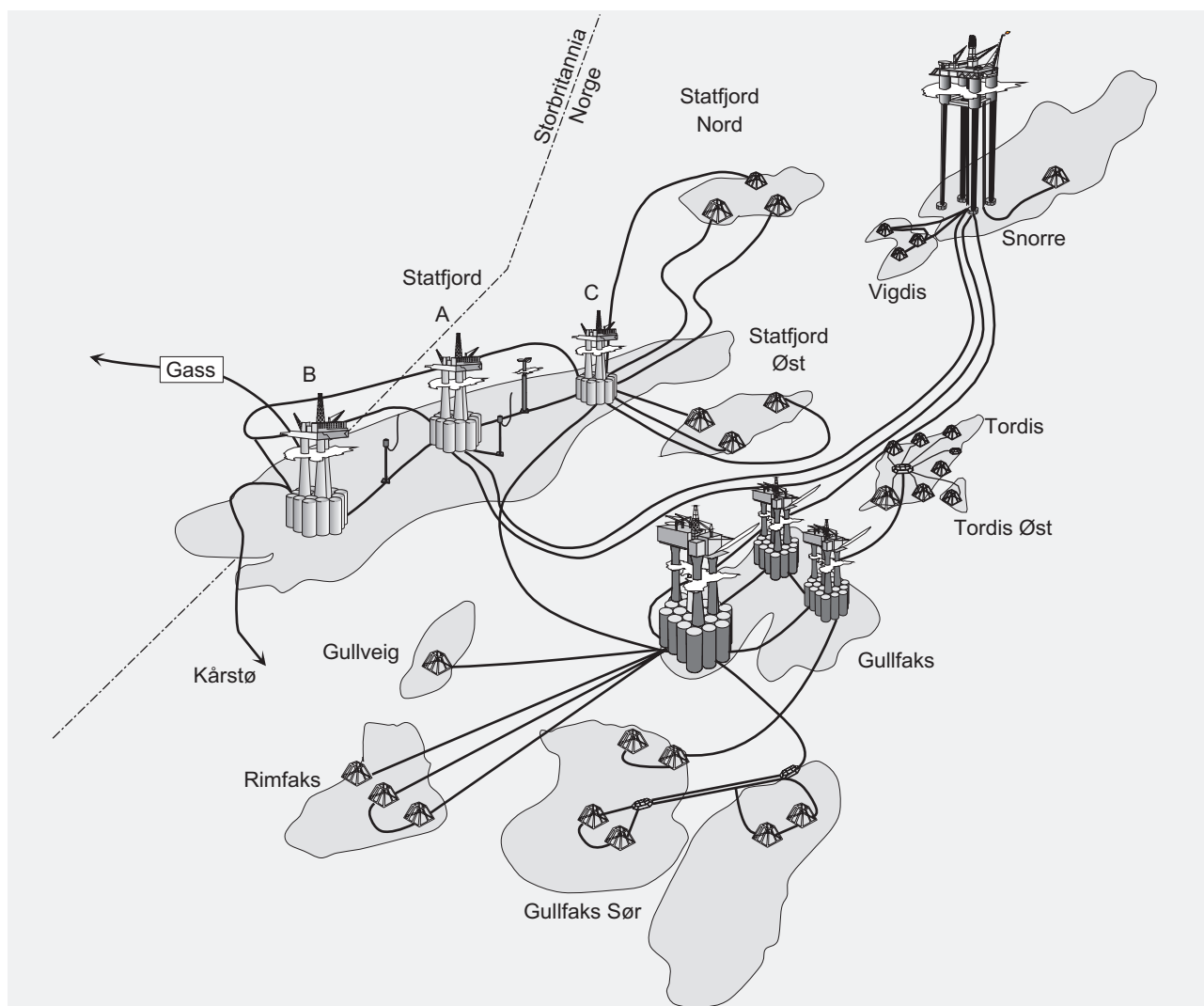
Statfjordsatellittene måles til fiskal standard i et felles målesystem på Statfjord C. Tilbakeallokering til det enkelte satellittfelt skjer på basis av testseparatormåling.

## Statfjord Nord

<b>Utvinningstillatelse:</b>	037	<b>Blokk:</b>	33/9
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s		
	(SDØE 30 %)		50,000000 %
	Mobil Development Norway AS		15,000000 %
	Norske Conoco A/S		12,083334 %

Figur 1.4.18

Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet



A/S Norske Shell	10,000000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,000000 %
Saga Petroleum ASA	1,875000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	1,041667 %
Funnbrønn:	33/9-8 År: 1977
Godkjent utbygd:	1990 Prod.start:1995
Utvinnbare reserver:	40,6 mill Sm <sup>3</sup> olje 3,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	5,1 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	582 mill kr

## Utvinning

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen av midtre jura alder og sandsteiner av sen jura alder. Feltet blir i dag utvunnet med trykkstøtte ved hjelp av vanninjeksjon med totalt sju produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. I løpet av 1999 vil de to siste planlagte brønnene bli boret, en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn. Det blir også løpende vurdert behov for brønnoverhalinger og sideboringer av eksisterende brønner 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 1.4.18. Hver bunnramme har fire brønnsliiser. Brønnstrømmen blir overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Nord og Statfjord Øst benytter felles utstyr på Statfjord C. 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.

Det er besluttet å bruke den siste ledige brønnsliisen på Statfjord Nord injeksjons-bunnramme til en injeksjonsbrønn på Sygnafeltet. Det vil derfor i løpet av 1999 bli gjennomført en oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord-området med 12 500 m<sup>3</sup> per dag, slik at injeksjonskapasiteten vil være 28 000 m<sup>3</sup> per dag.

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

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

### 1.4.19 TORDISOMRÅDET

#### 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 1998-kroner):	4,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	87 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. Ny tolkning viser at det mest sannsynlig er god kommunikasjon over de forskjellige segmentene på feltet.

Feltet, se figur 1.4.17.a, planlegges produsert med trykkstøtte fra vanninjeksjon med fem produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner. Boring av injeksjonsbrønnene er tidligere blitt utsatt, da reservoaret har mer naturlig trykkstøtte fra vannsonen enn forventet. Den første injeksjonsbrønnen på Tordis planlegges nå boret i 1. kvartal 1999.

## 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 1.4.18.

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.

Tordis Øst ble i 1998 koblet til den sentrale manifold for Tordis havbunnsanlegg og bidrar dermed til god utnyttelse av installasjonene og prosesskapasiteten for Tordis.

#### 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:	4,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,8 mrd kr		
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	19 mill kr		

## Utvinning

Feltet, se figur 1.4.17.a, 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. Boring av to observasjonsbrønner i 1997 og en produksjonsbrønn i 1998 har vist at reservoaret er mer komplekst med et mer komplisert forkastningsmønster enn tidligere antatt.

Feltet planlegges utvunnet med en produksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn. Behovet for injeksjonsbrønnen på Tordis Øst vil bli vurdert etter noe produksjonserfaring, og er avhengig av kommunikasjonen over forkastninger og hvor mye naturlig trykkstøtte feltet har fra den underliggende vannsonen. Tordis Øst ble satt i produksjon 15. desember 1998.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en firebrønns havbunnsramme som er tilkoblet havbunnsmanifolden på Tordisfeltet, se figur 1.4.18. Brønnstrømmen fra Tordis og Tordis Øst blir blandet og deretter transportert gjennom feltledninger til Gullfaks C-innretningen for prosessering, måling, lagring og utskipning.

Tordis Øst planlegges å benytte en av de fire brønnslissene på bunnrammen. En brønnslisse er også blitt benyttet til prøveutvinning av funn 34/7-21 i 1998. Restende tilgjengelige brønnslisser planlegges brukt til produksjon av andre funn i området.

Ved behov for vanninjeksjon vil Tordis Øst motta injeksjonsvann fra Tordis. Injeksjonsbrønnen vil bli boret fra en ny firebrønns havbunnsramme som vil bli tilkoblet havbunnsmanifolden på Tordisfeltet. Denne bunnrammen vil bli benyttet til injeksjonsbrønner i Tordisområdet, og vil bli installert i løpet av 1999.

### 1.4.20 VISUND

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 120	<b>Blokk:</b> 34/8 og deler av 34/7
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettighetshavere for Visundfeltet:	
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:1999
Utvinnbare reserver:	48,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	11,3 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	485 mill kr

## Utvinning

Visundfeltet som ligger ca 22 km nordøst for Gullfaks, se figur 1.4.17.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 utskipning.

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 mai 1999.

### 1.4.21 VIGDIS

<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:	34/7-8 År: 1986
Godkjent utbygd:	1994 Prod.start:1997
Utvinnbare reserver:	30,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 2,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	4,9 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	93 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 Statfjordformasjonen. Utbygging av ressursene i dette segmentet vil bli sett i sammenheng med videre utbygging av hele Vigdisområdet.

Feltet blir produsert med trykkstøtte fra vanninjeksjon. Primært er det planlagt totalt åtte produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner. For å øke utvinningen fra hovedfeltet blir det vurdert opp til tre ekstra produksjonsbrønner.

Det er også potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer, spesielt i det østlige segmentet. Innfasing av tilleggsressurser kan skje ved boring av brønner fra nye

bunnrammer tilkoplede eksisterende Vigdis-innretninger, eller ved bruk av slisser som frigjøres når øvrige brønner fases ut på grunn av høy vannproduksjon.

## Utbygging

Feltet, se figur 1.4.17.a, er bygd ut med havbunnsinnretninger tilkoblede Snorre TLP. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Hver bunnramme inneholder fire 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 utskipning. Gassen som blir produsert fra Vigdis, blir injisert i Snorrereservoaret og bidrar 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.

Det er flere funn og prospekter i Vigdisområdet som blir vurdert innfaset mot Vigdisinnretningene. Planer for videre utbygging av Vigdisområdet vil bli vurdert i løpet av 1999.

## 1.4.22 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 %		
Enterprise Oil Norwegian AS	0,23120 %		
Amerada Hess Norge AS	0,23130 %		
<b>Britisk del (77,8 %)</b>			
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 1998-kroner):	4,3 mrd kr		
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	85 mill kr		

## 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 problem eller svært høy vannproduksjon. Gassløft er benyttet i noen brønner.

Høsten 1996 ble Nordøst-horsten, en liten separat struktur innenfor samordnet Murchison, oppboret og satt i produksjon.

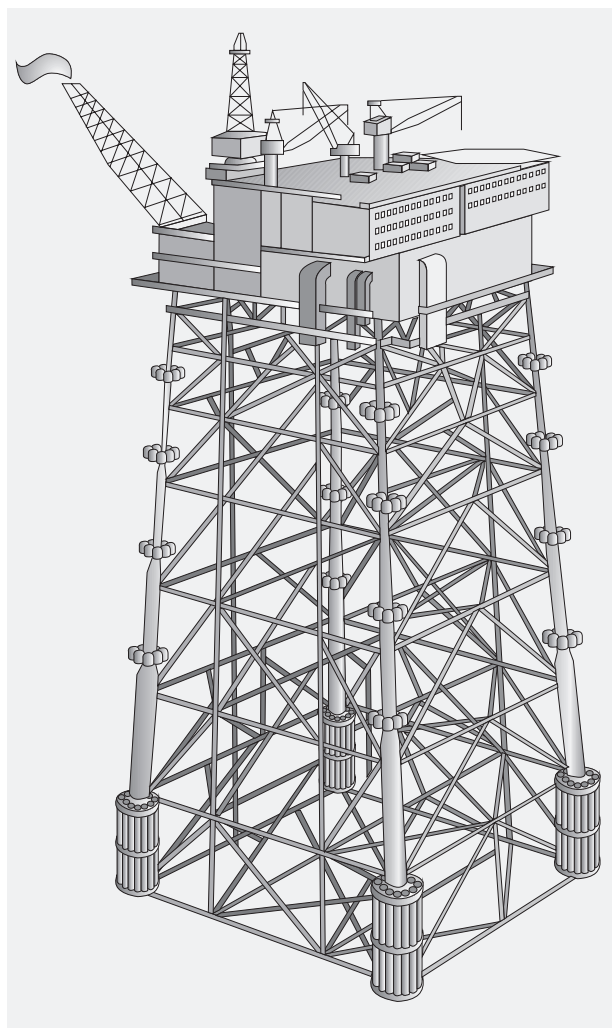
For å øke oljeproduksjonen og forlenge feltets levetid blir ødelagte brønner reparert og nye brønner blir boret i udrenerte områder. Murchison forventes å produsere til rundt år 2004.

## 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 1.4.22.

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 1.4.22**  
Innretning på Murchison



## 1.4.23 SNORRE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 089 og 057	Blokk: 34/7 og 34/4	
Operatør: Saga Petroleum ASA	Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4 %)	41,40000 %	
Saga Petroleum ASA	11,72450 %	
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	11,15810 %	
Deminex Norge AS	8,87870 %	
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %	
Norsk Hydro Produksjon AS	8,92650 %	
Elf Petroleum Norge AS	5,95100 %	
Amerada Hess Norge AS	1,18060 %	
Enterprise Oil Norwegian AS	1,18060 %	
Funnbrønn: 34/4-1	År: 1979	
Godkjent utbygd: Snorre fase 1	1988	Prod.start: 1992
Snorre - endret plan <sup>1)</sup>	1994	
Snorre fase 2 <sup>2)</sup>	1998	
Utvinnbare reserver: Fase 1	167,7 mill Sm <sup>3</sup> olje	
	7,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass	
	5,7 mill tonn NGL	
Utvinnbare reserver: Fase 2	57,6 mill Sm <sup>3</sup> olje	
Totale investeringer (faste 1998-kroner)		
Fase: 1	34,0 mrd kr	
Fase: 2	11,7 mrd kr	
Driftskostnader fase I, 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	936 mill kr	

- 1) Endret plan for utbygging og drift, som omfatter utbygging av den øvre delen av Lundeforrasjonen i reservoarsonene L02-L05, oppgradering av prosesskapasiteten på Snorre og økt bruk av gassinjeksjon i reservoaret, ble godkjent i desember 1994.
- 2) Plan for utbygging av nordområdene på feltet (Snorre Nord).

### Utvinning

Snorrefeltet, se figur 1.4.17.a, består av flere større forkastningsblokker som i hovedsak ikke antas å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Statfjord- og Lundeforrasjonene av tidlig jura og trias alder. Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reservoarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere.

Feltet ble opprinnelig planlagt utvunnet med vanninjeksjon som drivmekanisme. Basert på blant annet et prøvprosjekt i 1994 med VAG-injeksjon i Statfjordforrasjonen, ble det besluttet å endre utvinningsstrategi fra vanninjeksjon til nedflanks VAG-injeksjon i hele Statfjordforrasjonen. Videre optimalisering av utvinningsstrategi førte også til en endring fra vanninjeksjon til oppflanks VAG-injeksjon i Statfjord- og Lundeforrasjonene i den østre forkastningsblokken på feltet. 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 fase 2) i 1998, ble 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 blir bygd ut i to faser. Fase 1 består av en flytende strekkstaginnretning i sør (Snorre TLP) og en havbunnsramme (Snorre SPS) tilkoblet Snorre TLP i den sentrale delen av feltet, se figur 1.4.23. Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre TLP, måles til fiskal standard og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Statfjord A for videre prosessering. Oljen fra Snorre blir eksportert via lastesystemet på Statfjord A. Gassen blir transportert i Statpipesystemet via Statfjord A. Snorre TLP ble satt i produksjon august 1992.

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.

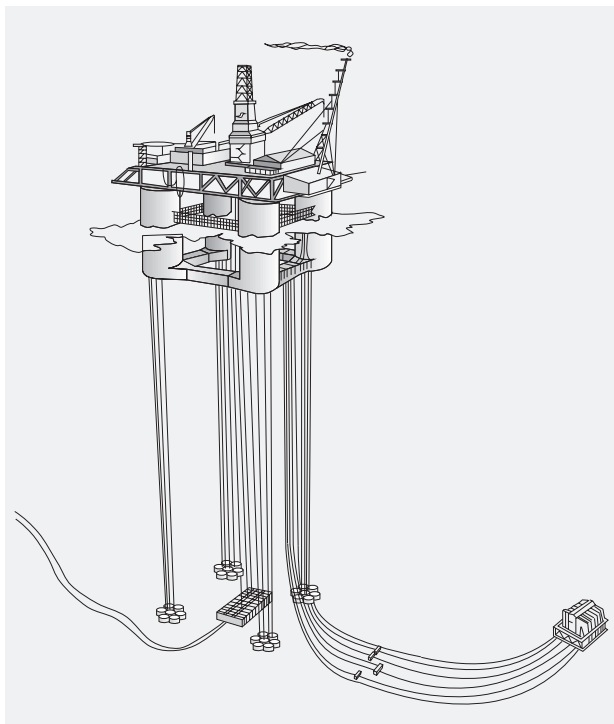
Det er lagt en kryssløpsledning mellom prosesslinjene på Snorre og Vigdis, slik at produserte oljemengder fra Vigdis kan transporteres både til Gullfaks og Statfjord. Tilsvarende vil ca halvparten av produksjonen fra Snorre kunne overføres gjennom denne ledningen for prosessering på Gullfaks. Dette er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

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

På Snorre B er oljeprosesskapasiteten i 1. og 2. separatortrinn designet for 18 000 Sm<sup>3</sup> per dag. For det 3. separasjonstrinnet planlegges en kapasitet på 30 000 Sm<sup>3</sup> per dag, og dette muliggjør en eventuell senere tilknytning og sluttprosessering av delvis stabilisert olje fra Snorre TLP. Kapasitet for prosessering og injeksjon av gass designes for 3 mill Sm<sup>3</sup> per dag. Det vil bli tilrettelagt for en eventuell senere oppgradering av gasskapasitet til 5 mill Sm<sup>3</sup> per dag. Beslutning om en eventuell oppgradering vil bli basert på produksjonserfaring og videre studier. Produksjonsstart på Snorre B er planlagt til august 2001.



**Figur 1.4.23**  
Innretninger på Snorre



#### 1.4.24 NJORD

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 107 og 132	<b>Blokk:</b> 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 AS	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 1998-kroner):	7,8 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	428 mill kr

#### Utvinning

Hovedreservoaret er Tiljeformasjonen av jura alder. Fellet, se figur 1.4.25.a, 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 reinjeksjon av produsert gass er drivmekanismen for det oljeførende østlige segmentet. Produksjonserfaring kan imidlertid føre til alternative drivmekanismer. Ved utgangen av 1998 var tre oljeproducenter og tre gassinjektorer satt i drift.

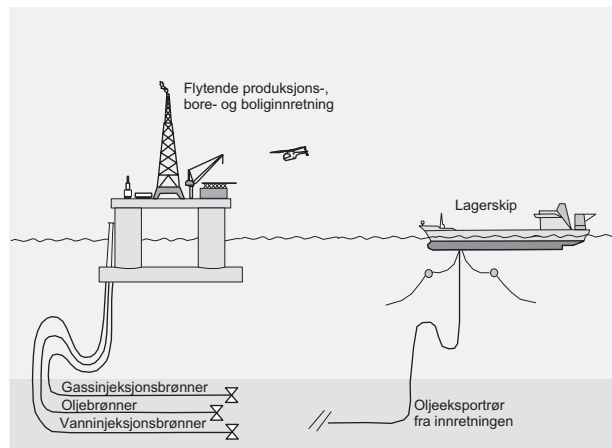
Operatøren har kartlagt tilleggsressurser på hovedstrukturen og i tilgrensende område. Reproduksjon og eksport av injisert gass vil bli utredet av operatøren når det foreligger tilstrekkelig driftserfaring fra feltet.

#### Utbygging

Produksjonsinnretningen på Njord består av en slakkforankret, halvt nedsenkbar produksjons- bore- og boliginnretning, figur 1.4.24. Innretningen er plassert rett over feltets havbunnsbrønner som er tilknyttet innretningen via fleksible stigerør. Av totalt 19 stigerør er 15 planlagt til produksjons- og injeksjonformål, en er nytt til oljeeksport og tre stigerør er ledige. Oljeprosesskapasiteten er 11 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasitetene er hver på 2 500 m<sup>3</sup> per dag, men med fleksibilitet for oppgradering. Gassbehandlings- og gassinjeksjonskapasitetene er på 10 millioner Sm<sup>3</sup> per dag.

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

**Figur 1.4.24**  
Innretninger på Njord



#### 1.4.25 DRAUGEN

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 093	<b>Blokk:</b> 6407/9
Operatør: A/S Norske Shell	
Rettighetshavere for Draugenfeltet:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 57,88 %)	57,88000 %
A/S Norske Shell	16,20000 %
BP Petroleum Devel. of Norway AS	18,36000 %
Norsk Chevron AS	7,56000 %
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 1998-kroner):	16,2 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	519 mill kr

#### Utvinning

Rognformasjonen av senjura alder er hovedreservoaret. Tilleggsressurser er påvist i Garnformasjonen vest på feltet, og innfasing er planlagt når produksjonen fra Rognformasjonen begynner å gå av plata i år 2001/2002.

Feltet, se figur 1.4.25.a, produserer fra fem brønner på innretningen og to havbunnskompletterte brønner. Olje-

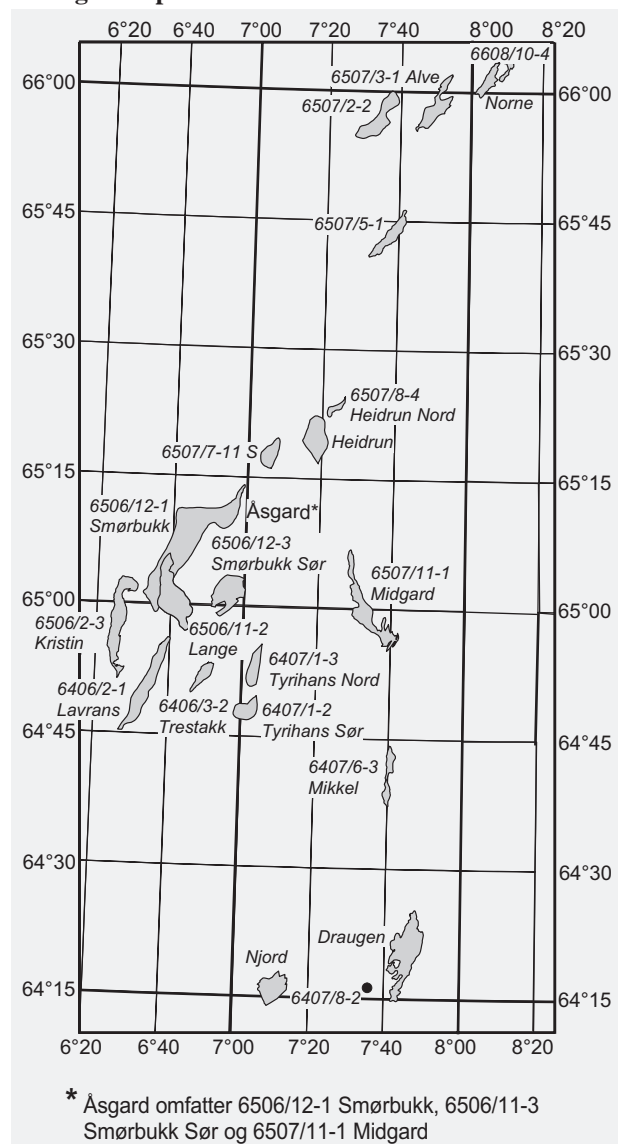
produksjonen sikres trykkstøtte fra fem havbunns-kompletterte vanninjeksjonsbrønner. Assosiert gass injiseres i en nærliggende vannførende struktur. Gass-eksport via Åsgardørledningen fra 1.10.2000 er under vurdering.

## Utbygging

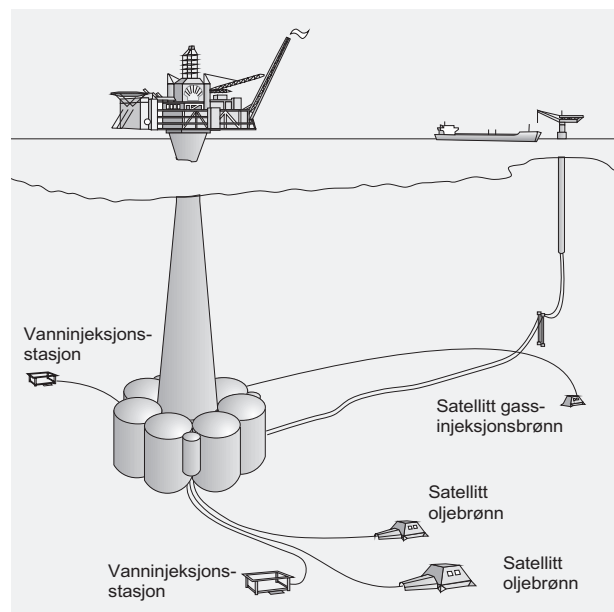
Feltet er bygd ut med bunnfast betonginnretning med integrert dekk, se figur 1.4.25.b. Innretningen har ti brønnsliesser og totalt 34 lederør. Produksjonskapasiteten er oppgradert til 33 400 Sm<sup>3</sup> per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er på 42 000 m<sup>3</sup> per dag. Behandlingskapasiteten for produsert vann utgjør 12 000 m<sup>3</sup> per dag. Designkapasitetene for gass-behandling og gassinjeksjon er på henholdsvis 1,2 og 1,04 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Den daglige produksjonen og injeksjonen av gass ligger godt over designkapasitetene uten å utgjøre begrensninger for oljeproduksjonen.

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

**Figur 1.4.25.a**  
Felt og funn på Haltenbanken



**Figur 1.4.25.b**  
Innretninger på Draugen



## 1.4.26 ÅSGARD

**Utvinningstillatelse:** 094, 134, 062, 074 og 237  
**Blokk:** 6506/11, 6506/12, 6507/11, 6407/02 og 6407/03

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: mars 1999
Fase II	Fase II: 1.10.2000

Utvinnbare reserver:	75,5 mill Sm <sup>3</sup> olje
	191,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass
	28,3 mill tonn NGL
	37,4 mill Sm <sup>3</sup> kond

Totale investeringer (faste 1998-kroner):	37,2 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	1 700 mill kr

Åsgard omfatter utbygging av forekomstene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard som inngår i en samordningsavtale mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 062, 074, 094, 134 og 237. Som en følge av avtalen arbeider Statoil og Saga i et integrert prosjekt med Statoil som operatør. Avtalen omfatter utviklings- og utbyggingsperiodene.

Åsgard ligger i hovedsak innenfor blokkene 6506/11 og 6506/12 (Smørbukk), 6506/12 (Smørbukk Sør) og 6507/

11 og 6407/2 (Midgard) på Haltenbanken, om lag 200 km fra land og 50 km sør for Heidrunfeltet. Åsgard, se figur 1.4.25.a, ligger i et område hvor vanddypet varierer mellom 240 og 300 meter. Utvinnbare reserver er anslått til 191 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 75,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 37,4 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 28,3 millioner tonn NGL.

## Utvinning - Smørbukk

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

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

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukkforekomsten med totalt 38 brønner, hvorav 22 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. Utvinningsstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere væskeutvinningen. Ved produksjonsstart vil det være boret 4 produsenter og 3 gassinjektorer. Senere vil Smørbukkforekomsten bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver er anslått til 70,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 32,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 25,8 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 10,5 millioner tonn NGL.

## Utvinning - Smørbukk Sør

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

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukk Sør-forekomsten med totalt ti brønner, hvorav syv er produsenter og tre injektorer. Senere optimalisering av utvinningsstrategien har gitt endringer av dette tallet. Utvinningsstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere oljeutvinningen. Ved produksjonsstart vil det være boret 5 produsenter og 2 gassinjektorer. Senere vil Smørbukk Sør-forekomsten bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver er anslått til 19,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 43 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2,9 millioner tonn NGL.

## Utvinning - Midgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 ble tildelt ved utvinningstillatelse 062 og 074, i henholdsvis 1981 og 1982. Utvinning-

stillatelse 237, som ble tildelt i 1998, omfatter en mindre del av blokk 6407/3. Saga påviste Midgard i 1981.

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

Operatøren planla i PUD å utvinne Midgardforekomsten med totalt 12 produksjonsbrønner. Midgardforekomsten vil bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver for gassonen er anslått til 100,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 11,6 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat og 14,9 millioner tonn NGL.

Under gasskappen på Midgardforekomsten er det en tynn (11,5 m) oljesone. I 1997 ble det boret en avgrensingsbrønn (6507/11-5 S) som bekreftet anslagene for oljeressursene på Midgard. Studier utført i løpet av 1998 har vist at det ikke er kommersielt grunnlag for utvinning av den tynne oljesonen.

## Utbygging

Plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard ble godkjent av Stortinget i juni 1996.

Åsgard skal bygges ut i to faser; en tidlig væskefase med planlagt produksjonsstart i mars 1999, og en gass-eksportfase med levering av gass fra 1. oktober 2000. Åsgard skal levere 6,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i år 2000, 8,9 milliarder Sm<sup>3</sup> per år i årene 2001-2006 og 10,8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år fra 2007.

Åsgard vil bli bygd ut med havbunnskompletterte brønner knyttet til en halvt nedsenkbar innretning for gass- og kondensatbehandling (Åsgard B), og et produksjons- og lagerskip for olje (Åsgard A). 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. Gassmengdene som går til eksport, vil bli målt med ultralydmåler.

### 1.4.27 HEIDRUN

Utvinningstillatelse: 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:	180,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 19,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner) :	40,1 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	726 mill kr

## Utvinning

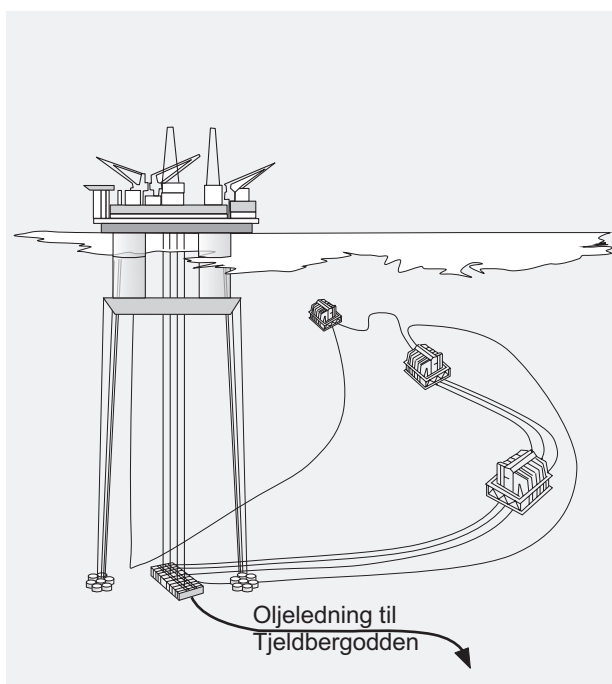
Oljen og gassen i feltet er påvist i Garn-, Ile-, Tilje-, og Åreformasjonene av jura alder. Øvre del av reservoaret produseres ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. Utvinning fra nedre del av reservoaret er basert på vanninjeksjon. Ved utgangen av 1998 var 17 oljeprodusenter, sju vanninjektorer og en gassinjektor i drift. Løsningsgass eksporteres til metanolfabrikken på Tjeldbergodden.

## Utbygging

Feltet er bygd ut med en flytende strekkstagsinnretning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser se figur 1.4.27. Nordlige del av feltet vil utvinnes via tre havbunnsinnretninger som knyttes til Heidrun-innretningen. 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.

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. Gasseksport via Åsgardrørledningen og videre eksport av gass til Kårstø og kontinentet er planlagt fra 1.10.2000.

**Figur 1.4.27**  
Innretninger på Heidrun



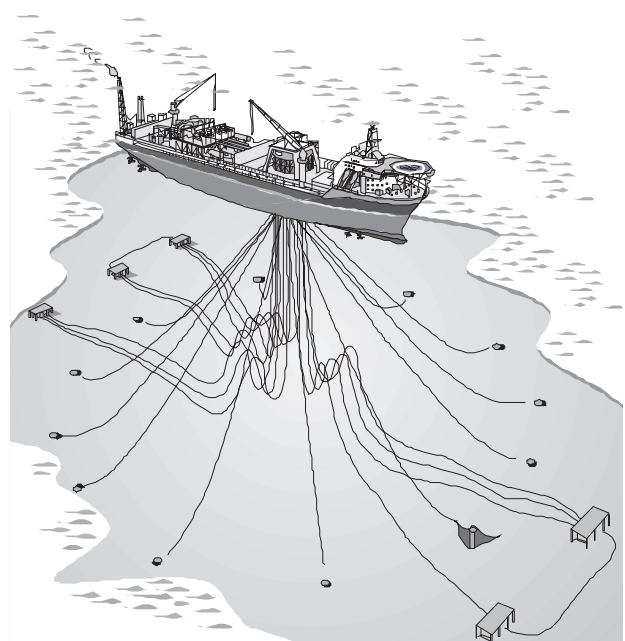
## 1.4.28 NORNE

Utvinningsstillatelse: 128	Blokk: 6608/10 6608/11
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere for Nornefeltet:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 55 %)	70,00000 %
Saga Petroleum ASA	9,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,10000 %
Norsk Agip AS	6,90000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	6,00000 %
Funnbrønn: 6608/10-2	År: 1992
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I 1995	6.11.1997
Utvinnbare reserver:	80,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 15,0 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner)::	12,4 mrd kr
Driftskostnader 1998 inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	634 mill kr

## Utvinning

Oljen og gassen i feltet er påvist i sandstein av jura alder, oljen hovedsakelig i Ile- og Tofteformasjonene og gassen i Garnformasjonen. Utvinningstrategien er vanninjeksjon og reinjeksjon av produsert gass. Ved utgangen av 1998 var seks produsenter, en gassinjektor og en vanninjektor satt i drift.

**Figur 1.4.28**  
Innretninger på Norne



## Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger tilknyttet et kombinert produksjons- og lagerskip, se figur 1.4.28. Havbunnsinnretningene består av fem brønnsrammer, hver 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. Oljen lagres i skipet før den lastes til skytteltankskip via et lastesystem akter på produksjonsskipet. Gasseksport via Åsgardørledningen og videre eksport av gass til Kårstø og kontinentet er planlagt fra 1.10.2000.

## 1.5 FUNN I SEN PLANLEGGINGSFASE

### 1.5.1 2/12-1 FREJA

<b>Utvinningstillatelse:</b>	113	<b>Blokk:</b>	2/12
Operatør: Amerada Hess Norge AS			
<b>Funnbrønn:</b>	2/12-1	<b>År:</b>	1987
<b>Tidligste produksjonsstart:</b>		<b>År:</b>	2001
<b>Utvinnbare ressurser:</b>	2,0 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL		
<b>Totale investeringer (faste 1998-kroner):</b>	0,6 mrd kr		
<b>Driftskostnader på platå inkl CO<sub>2</sub>-avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:</b>	20 mill kr		

Funnet ligger nær grenselinjen mellom norsk og dansk sokkel. 2/12-1 Freja, se figur 1.4.3.a, 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 forutsettes en utbygging med brønnhodeplattform med 4 brønnsliiser tilknyttet transportløsning mot eksisterende infrastruktur.

### 1.5.2 1/3-3

<b>Utvinningstillatelse:</b>	065	<b>Blokk:</b>	1/3
Operatør: BP Petr. Dev. of Norway A/S			
<b>Funnbrønn:</b>	1/3-3	<b>År:</b>	1983
<b>Utvinnbare ressurser:</b>	7,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,8 mill tonn NGL		
<b>Totale investeringer (faste 1998-kroner):</b>	1,1 mrd kr		
<b>Driftskostnader på platå inkl CO<sub>2</sub>-avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:</b>	35 mill kr		

Forekomsten er et oljefunn i Ulaformasjonen av senjura alder. BP overtok i 1997 Elf sin andel samt operatørskapet i utvinningstillatelsen. I 1998 ble det boret en avgrensingsbrønn 1/3-9 som påviste større ressurser enn tidligere kartlagt.

Funnet vurderes utbygget med en brønnhodeplattform med to horisontale produksjonsbrønner og muligens en vanninjeksjonsbrønn. Det vil bli knyttet opp til Ula eller Gyda, og produsert gass vurderes for injeksjon i reservoaret i Ula som en del av VAG-injeksjonsprosjektet i Ula.

### 1.5.3 3/7-4 TRYM

<b>Utvinningstillatelse:</b>	147	<b>Blokk:</b>	3/7 og 3/8
Operatør: A/S Norske Shell			
<b>Funnbrønn:</b>	3/7-4	<b>År:</b>	1990
<b>Tidligste produksjonsstart:</b>		<b>År:</b>	2001
<b>Utvinnbare ressurser:</b>	2,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,7 mill Sm <sup>3</sup> kondensat		
<b>Totale investeringer (faste 1998-kroner):</b>	0,5 mrd kr		
<b>Driftskostnader på platå inkl CO<sub>2</sub>-avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:</b>	60 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 bygd ut ved å knytte utbygging opp mot det nærliggende danske Haraldfeltet. Det foreligger ingen samordningsavtale for Lulitafeltet mellom de danske og norske eierne. Trymfeltet er forutsatt utbygget ved hjelp av en undervannsløsning med en to-grensbrønn, med gasseksport gjennom en 8 km rørledning til Harald-innretningen på dansk sokkel.

### 1.5.4 15/9-19 S VOLVE

<b>Utvinningstillatelse:</b>	046	<b>Blokk:</b>	15/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
<b>Funnbrønn:</b>	15/9-19 SR	<b>År:</b>	1993
<b>Tidligste produksjonsstart:</b>		<b>År:</b>	2002
<b>Utvinnbare ressurser:</b>	12,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
<b>Totale investeringer (faste 1998-kroner):</b>	3,4 mrd kr		
<b>Driftskostnader på platå inkl CO<sub>2</sub>-avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:</b>	230 mill kr		

Dette oljefunnet, se figur 1.4.8.a, 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 (15/9-19A). Denne brønnen påviste betydelig mer olje enn ventet. Dette gav en dobling i anslaget for utvinbar olje, og også grunnlag for videre avgrensning i området.

Det arbeides med planer for en samordnet utbygging av dette funnet med en eventuell produsert oljesone i Sleipner Vest og med 15/5-5.

### 1.5.5 15/5-5

<b>Utvinningstillatelse:</b>	048	<b>Blokk:</b>	15/5
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
<b>Funnbrønn:</b>	15/5-5	<b>År:</b>	1995
<b>Tidligste produksjonsstart:</b>		<b>År:</b>	2002

Utvinnbare ressurser:	8,7 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,4 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	2,1 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer	70 mill kr

Dette er et oljefunn i Heimdalformasjonen på G-strukturen i blokk 15/5, se figur 1.4.8.a. I 1997 ble avgrensingsbrønnen 15/5-6 boret på funnet. Den påviste 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 S Volve og 16/7-4 Sigyn).

## 1.5.6 16/7-4 SIGYN

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 072	<b>Blokk:</b> 16/7
Operatør: Esso Expl & Prod Norway AS	
Funnbrønn: 16/7-4	År: 1982
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002
Utvinnbare ressurser:	6,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,2 mill tonn NGL 5,1 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	2,4 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer	80 mill kr

Dette funnet ligger ca 12 km sørøst for Sleipner A. Funnet, se figur 1.4.8.a, 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 resultat fra denne boringen tyder på at dette er et adskilt reservoar 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.

## 1.5.7 25/4-6 S VALE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 036	<b>Blokk:</b> 25/4
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 25/4-6 S	År: 1991
Tidligste produksjonsstart:	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	3,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 3,9 mrd Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	1,1 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	ca 100 mill kr

Det er påvist gass/kondensat i reservoarer i Brentgruppen av midtre jura alder. Drivmekanisme er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal, se figur 1.4.12.a.

## 1.5.8 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: 2002

Utvinnbare ressurser:	5,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 1,0 Sm <sup>3</sup> kondensat
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,9 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	ca 80 mill kr

Det er påvist gass i reservoarer i Brentgruppen av midtre jura alder. Drivmekanisme er trykkavlastning. Funnet er planlagt bygd ut med en havbunnsinnretning knyttet opp til Heimdal, se figur 1.4.12.a.

## 1.5.9 25/11-15 GRANE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 169 og 001	<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: 2003
Utvinnbare ressurser:	112,0 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	15,5 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	500 mill kr

Funnet, se figur 1.4.12.a, ligger ca 7 km øst for Balder. Størstedelen av funnet ligger i utvinningsstillatelse 169, men deler strekker seg inn i utvinningsstillatelse 001. Reservoaer 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, naturgass eller CO<sub>2</sub> 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 og det foregår forhandlinger for å avklare om gass kan skaffes på akseptable betingelser. 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 sommeren 1999.

Det er flere funn/prospekter rundt Granefunnet og i de foreløpige planene for utbygging inngår også funnet 25/11-16, og det som kalles F-prospektet, som er en sannsynlig forlengelse av Granefunnet mot nord.

## 1.5.10 25/11-16

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 169	<b>Blokk:</b> 25/11
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 25/11-16	År: 1992
Tidligste produksjonsstart:	År: 2003
Utvinnbare ressurser:	3,6 mill Sm <sup>3</sup> olje
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,7 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	10 mill kr

Dette funnet ble gjort i bergarter av paleocen alder sørvest for Grane. Utbygging er planlagt med havbunnsbrønner knyttet til Grane.

## 1.5.11 30/2-1 HULDRA

<b>Utvinningstillatelse:</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
Tidligst produksjonsstart:	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	18,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,3 mill tonn NGL 7,4 mill Sm <sup>3</sup> kondensat
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	5,4 mrd kr
Driftskostnader:på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	ca 295 mill kr

Dette er et gassfunn som ligger nordvest for Veslefrikk, figur 1.4.13.b. Det er påvist gass i Brentgruppen av mellom-jura alder. Strukturelt består Huldrafunnet av en rotert forkastningsblokk med helning mot øst. Under hoved-reservoaret er det et prospekt i Statfjordformasjonen som vil bli boret. Huldra er gitt gassallokering med planlagt produksjonsstart i 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, ubemannet innretning. Boring er planlagt med en oppjekkbare innretning. Det er planlagt 6 produksjonsbrønner. Etter førstetrinnseparering vil gass og kondensat bli transportert til henholdsvis Heimdal og Veslefrikk for ferdigprosessering.

## 1.5.12 30/6-17

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053	<b>Blokk:</b> 30/6
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn:30/6-17 R	År: 1986
Tidligste produksjonsstart	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	0,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,3 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	4 mill kr

Dette er et lite olje- og gassfunn i Cookformasjonen under hovedreservoaret i Osebergfeltet. Forekomsten kan bli produsert med en sideboret brønn fra eksisterende havbunnsbrønn på Oseberg, se figur 1.4.13.b.

## 1.5.13 30/6-18 KAPPA

<b>Utvinningstillatelse:</b> 053 og 079	<b>Blokk:</b> 30/6 og 30/9
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 30/6-18	År: 1985
Tidligste produksjonsstart:	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	3,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 5,5 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	1,3 mrd kr
Driftskostander på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer	18 mill kr

30/6-18 Kappa er et oljefelt med gasskappe i Statfjordformasjonen i en struktur vest for Oseberg. Funnet, se figur 1.4.13.b, vil sannsynligvis bli bygd ut med horisontale produksjonsbrønner fra en havbunnsramme og med transport av brønnstrømmen til Oseberg for prosessering.

## 1.5.14 30/8-1 S TUNE

<b>Utvinningstillatelse:</b> 190 og 034	<b>Blokk:</b> 30/8 og 30/5
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 30/8-1S	År: 1995
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002
Utvinnbare ressurser:	20 mrd Sm <sup>3</sup> gass 5,8 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	2,4 mrd kr
Driftskostander på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	ca. 210 mill kr

30/8-1 S Tune er et gass/kondensat funn som ligger 12 km vest for Oseberg feltcenter. Tune, se figur 1.4.13.b, består av to hovedstrukturer; A- og B-strukturen. Gass/kondensat er påvist i A-strukturen.

Det vurderes to utbyggingsløsninger for Tune. Enten en undervannsutbygging med transport av brønnstrømmen til Oseberg, eller en fast innretning med transport av gass og væske til Kollsnes. Tune er planlagt utbygd i to faser. Operatøren søkte i 1998 om gassallokering basert på utbygging av A-strukturen.

## 1.5.15 33/9-19 S SYGNA

<b>Utvinningstillatelse:</b> 037	<b>Blokk:</b> 33/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Utvinningstillatelse:</b> 089	<b>Blokk:</b> 34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Funnbrønn: 33/9-19 S	År: 1996
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000
Utvinnbare ressurser:	9,6 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	1,4 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer	110 mill kr

Sygna er et oljefunn som ligger delvis i den nordøstlige delen av blokk 33/9 og delvis i den nordvestre delen av blokk 34/7, se figur 1.4.17.a. Brønnene 33/9-19 S og side-steg 33/9-16 A, som ble boret i 1996, påviste olje i sandsteiner i Brentgruppen av midtre jura alder. To prospekter nær Sygnafunnet ble boret i 1998, men det ble ikke påvist hydrokarboner i noen av disse prospektene.

Plan for utbygging og drift av feltet ble sendt myndighetene for godkjenning i november 1998. Feltet vil bli bygd ut og drevet med Statoil som operatør. Operatørens plan er å bygge ut Sygna med en firebrønns bunnramme for produksjon og med en flerfaset brønnstrømstransport til Statfjord C for prosessering, stabilisering, lagring og eksport av oljen. Ressursene planlegges utvunnet med to produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn. Injeksjonsbrønnen vil bli boret fra den eksisterende injeksjonsrammen på Statfjord Nord. Produksjonsstart er planlagt til august 2000, og feltet forventes å produsere frem til 2014.

Rettighetshaverne til Sygna er blitt enig om en fast eierfordeling med 55% til utvinningstillatelse 037 og 45% til utvinningstillatelse 089.

## 1.5.16 34/7-21

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Funnbrønn:	34/7-21	År:	1992
Tidligste produksjonsstart: <sup>1)</sup>		År:	1999
Utvinnbare ressurser:	9,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,3 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,6 mrd kr		
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	30 mill kr		

Funnet ligger i blokk 34/7 vest for Tordisfeltet. Brønn 34/7-21 påviste olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Et side-steg, 34/7-21 A, ble boret for å avgrense oljefunnet. Side-steg bekreftet funnet, men viste at den laterale utviklingen og utbredelsen av reservoarsanden er vanskelig å kartlegge.

På grunn av usikkerhet knyttet til sandutbredelse og kommunikasjonsforhold i reservoaret, gjennomførte operatøren i 1998 en prøveutvinning av funnet i seks måneder. En brønnslisse på Tordis Øst bunnramme ble brukt til prøveutvinningen. Formålet med prøveutvinningen var å optimalisere utvinningsstrategi og utbyggingsløsning. Resultatene viste kun begrenset trykkstøtte, og injeksjon vil derfor være nødvendig for å utvinne ressursene. Usikkerheten med hensyn til tilstedeværende ressurser er blitt betydelig redusert, og prøveutvinningen har gitt verdifull produksjonserfaring fra Topp Draupne sand.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner boret fra eksisterende og planlagte bunnrammer i Tordisområdet (se kap. 1.4.19, Tordisområdet). Plan for utbygging og drift planlegges levert myndighetene våren 1999.

## 1.5.17 34/7-23 S OG 34/7-29 S

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Funnbrønn:	34/7-23 S	År	1994
	34/7-29 S	År	1998
Tidligste produksjonsstart:		År:	2001
Utvinnbare ressurser: 34/7-23 S H-vest:	2,1 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Utvinnbare ressurser: 34/7-29 S H-nord	3,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	1,0 mrd kr		
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	45 mill kr		

Funnene, se figur 1.4.17.a, ligger i blokk 34/7 sørvest for Vigdisfeltet. Brønn 34/7-23 S påviste 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. Sidesteg bekreftet funnet.

Brønn 34/7-29 S ble boret for å undersøke potensialet i det nordlige H-området. Denne brønnen påviste også olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Pågående arbeid, basert på

brønnresultater og ny geologisk tolkning av H-nord, indikerer at ressursanslaget kan bli noe redusert.

Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnene. Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner faset inn mot Vigdis havbunnsinnretninger.

## 1.5.18 34/7-25 S

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	089	<b>Blokk:</b>	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Funnbrønn:	34/7-25 S	År:	1996
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:	2,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,2 mrd kr		
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	16 mill kr		

Funnet ligger i blokk 34/7 øst for Tordisfeltet, se figur 1.4.17.a. Brønn 34/7-25 S påviste olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Det er knyttet usikkerhet til utbredelse av reservoarsand og volumberegninger for funnet. Ny geologisk tolkning utført i 1998 viser at funnet kan inneholde større ressurser enn tidligere antatt. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner boret fra eksisterende og planlagte bunnrammer i Tordisområdet (se kap 1.4.19, Tordisområdet). Plan for utbygging og drift kan bli levert myndighetene i løpet av 1999.

## 1.5.19 34/11-1 KVITEBJØRN

<b>Utvinningsstillatelse:</b>	193	<b>Blokk:</b>	34/11
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Funnbrønn:	34/11-1	År:	1994
Tidligste produksjonsstart:		År:	2003
Utvinnbare ressurser:	51,2 mrd Sm <sup>3</sup> gass 4,4 mill tonn NGL 21,1 mill Sm <sup>3</sup> kond.		
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	8,2 mrd kr		
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariff, prod.avg og forsikringer:	460 mill kr		

34/11-1 Kvitebjørn ligger ca 17 km sørøst for Gullfaksfeltet, se 1.4.17.a. To letebrønner på feltet har påvist gass/kondensat i sandstein i Brentgruppen av jura alder. Rettighetshaverne har søkt om gassallokering i 1998. Det bores ved årsskiftet 98/99 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 sannsynlig utbyggingsløsning er en bemannet innretning med enkelt prosessutstyr og boremodul. Operatøren har i 1998 søkt om gassallokering. I henhold til de siste planene er tidligst produksjonsstart anslått til 2003.



## 1.5.20 6406/2-1 LAVRANS

<b>Utvinningstillatelse:</b> 199	<b>Blokk:</b> 6406/2
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Funnbrønn: 6406/02-1	År: 1996
Tidligste produksjonsstart:	År: 2004
Utvinnbare ressurser:	40,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass 5,3 mill tonn NGL 8,8 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	4,8 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	160 mill kr

Brønn 6406/2-1 i utvinningstillatelse 199 ble boret i 1996 og påviste kondensat/gass i sandsteiner av jura alder. Reservoarformasjonene 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. Brønn 6406/2-4 S ble boret i 1997, men ble midlertidig forlatt før den nådde reservoarnivå. Boringen av denne brønnen ble gjenopptatt ved utgangen av 1998. Operatøren forutsetter produksjon ved trykkavlastning.

Den mest aktuelle utbyggingsløsningen synes å være en havbunnsinnretning knyttet til den planlagte strekkstagsinnretningen på Kristinfunnet, se figur 1.4.25.a.

### Planer om samordnet utbygging.

I 1998 har det pågått arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk og 6407/1-2 Tyrihans. Ved utgangen av 1998 var det ikke oppnådd enighet om en avtale om samordning.

## 1.5.21 6406/2-3 KRISTIN

<b>Utvinningstillatelse:</b> 199	<b>Blokk:</b> 6406/2
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Funnbrønn: 6406/2-3	År: 1997
Tidligst produksjonsstart:	År: 2004
Utvinnbare ressurser:	37,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 7,0 mill tonn NGL 41,7 mill Sm <sup>3</sup> kond
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	13,4 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	580 mill kr

Brønn 6406/2-3 i utvinningstillatelse 199 ble boret ved årsskiftet 1996/1997. Brønnen påviste gass/kondensat i sandsteiner i Garn og Ile formasjonene 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), som påviste gass/kondensat. I 1998 ble brønn 6506/11-6 boret i utvinningstillatelse 134. Brønnen påviste ressurser i den nordlige delen av Kristinfunnet, se figur 1.4.25.a.

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

Operatøren har søkt om gassallokering i 1998. Den mest aktuelle utbyggingsløsningen synes å være en strekkstagsinnretning.

### Planer om samordnet utbygging.

I 1998 har det pågått arbeid for å etablere en samordnet utbygging for funnene 6406/2-3 Kristin, 6406/2-1 Lavrans, 6406/3-2 Trestakk og 6407/1-2 Tyrihans. Ved utgangen av 1998 var det ikke oppnådd enighet om en avtale om samordning.

## 1.5.22 6407/1-2 TYRIHANS

<b>Utvinningstillatelse:</b> 073	<b>Blokk:</b> 6407/1
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 6407/1-2 Tyrihans Sør	År: 1983
6407/1-3 Tyrihans Nord	1984
Tidligste produksjonsstart:	År: 2004
Utvinnbare ressurser:	15,9 mill Sm <sup>3</sup> olje 28,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass 5,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	7,3 mrd kr
Driftskostnader på plata inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	300 mill kr

6407/1-2 Tyrihans består av to strukturer, Tyrihans Sør og Tyrihans Nord. Tyrihans Sør-funnet ble gjort i 1983 og Tyrihans Nord-funnet ble gjort i 1984 i utvinningstillatelse 073, se figur 1.4.25.a. Sannsynligvis er funnene i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrihans Sør-funnet er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord funnet inneholder en oljesone med overliggende gasskappe. Reservoarene er av mellomjura alder. Det ble boret en avgrensingsbrønn i Tyrihans Nord-funnet i 1996. Brønnen påviste gass, olje og vann. Overgangen gjør det vanskelig å bestemme olje/vann kontakten nøyaktig. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord-funnet er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien er basert på trykkavlastning av Tyrihans Nord-funnet og gassinjeksjon i Tyrihans Sør-funnet for å optimalisere væskeutvinningen. Flere mulige utbyggingskonsepter vurderes. Funnene vil mest sannsynlig bli utvunnet med havbunnskomplettete brønner tilknyttet enten et eget produksjons- og lagerskip eller samordnet med andre felt i området.

### Planer om samordnet utbygging.

I 1998 har det pågått 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. Ved utgangen av 1998 var det ikke oppnådd enighet om en avtale om samordning.

## 1.5.23 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:	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	4,0 mill Sm <sup>3</sup> olje

Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,7 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO <sub>2</sub> -avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer:	3 mill kr

Funnet ligger i en forkastningsblokk med sandsteiner i Åreformasjonen av jura alder, se figur 1.4.25.a. Funnet planlegges utvunnet via Heidrun med en produsent og en vanninjektor.

## 1.5.24 7121/4-1 SNØHVIT

Utvinningsstillatelse: 097, 099 og 110	Blokk: 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::  
 11,9 mill Sm<sup>3</sup> olje  
 163,4 mrd Sm<sup>3</sup> gass  
 6,9 mill tonn NGL  
 15,4 mill Sm<sup>3</sup> kond.

Totale investeringer (faste 1998-kroner): 14,3 mrd kr

Driftskostnader på platå inkl CO<sub>2</sub>-avgift, ekskl tariffer, prod.avg og forsikringer: 424 mill kr

Snøhvitfunnet er et gass-/kondensatfunn med en tynn oljesone, se figur 1.5.24. Reservoalet består av en øst-vestgående forkastningskontrollert struktur sentralt beliggende i Hammerfestbassenget. Strukturen har stor lateral utbredelse, ca 130 km<sup>2</sup>. Reservoalet er av jura alder. Flere alternative utbyggingsløsninger er under evaluering. I den to-

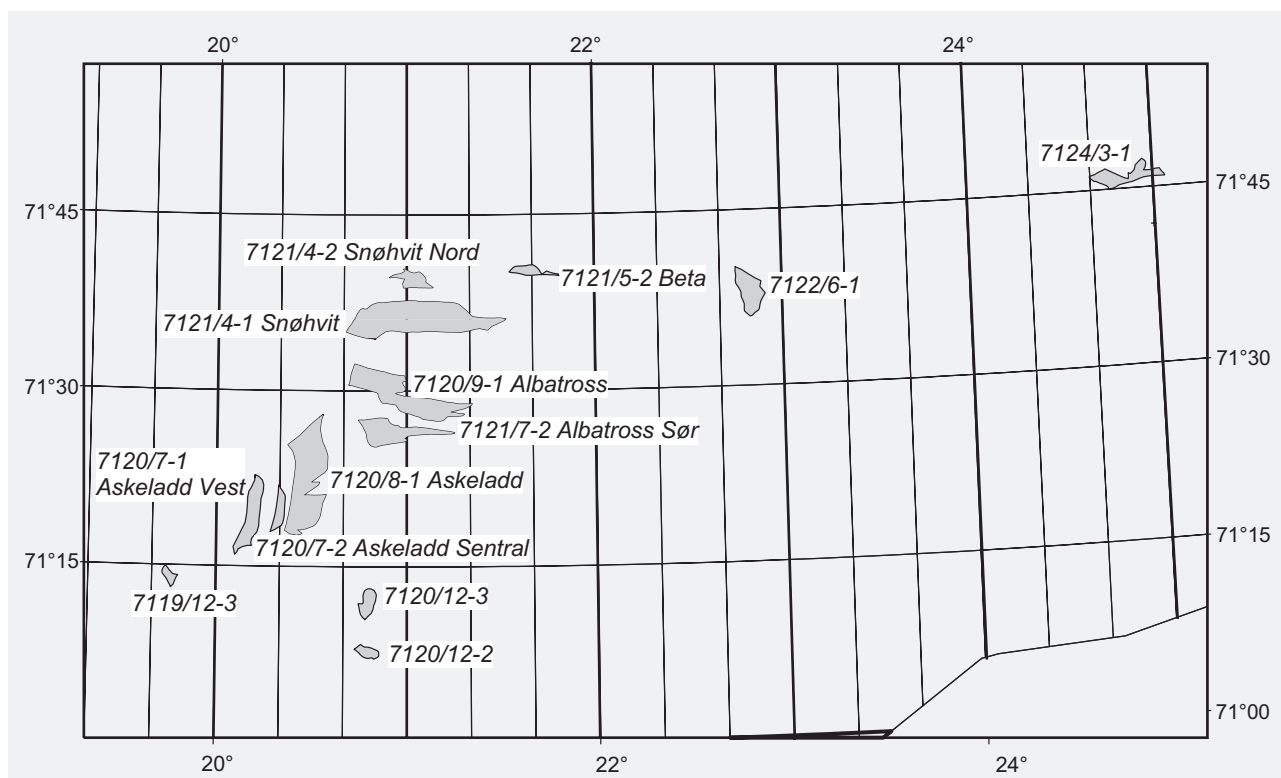
## 1.6 FUNN I TIDLIG PLANLEGGINGSFASE

### 1.6.1 2/4-17 TJALVE

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co Norway	
Funnbrønn: 2/4-17	År: 1992
Tidligste produksjonsstart:	År: 2007
Utvinnbare ressurser:	1,3 mill Sm <sup>3</sup> olje 1,8 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,1 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,3 mrd kr

Tjalve 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.

**Figur 1.5.24**  
**Funn i Barentshavet**



Funnet, se figur 1.4.3.a, er vurdert for utbygging med transport via Torfeltet 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.

## 1.6.2 15/5-1 DAGNY

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 048	<b>Blokk:</b> 15/5
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
<b>Utvinningsstillatelse:</b> 029	<b>Blokk:</b> 15/6
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 15/5-1	År: 1978
Tidligste produksjonsstart:	År: 2006
Utvinnbare ressurser:	5,9 mrd Sm <sup>3</sup> gass 2,0 mill Sm <sup>3</sup> kond.
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	1,0 mrd kr

Dette er et gasskondensatfunn i bergarter av jura alder nord for Sleipner Vest, se figur 1.4.8.a. Mest aktuell utbyggingsløsning er undervannsbrønner eller ubemannet brønnhodeinnretning koblet mot Sleipner B eller Sleipner T.

## 1.6.3 25/5-4 BYGGVE

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 102	<b>Blokk:</b> 25/5
Operatør: Elf Petroleum Norge AS	
Funnbrønn: 25/5-4	År: 1991
Tidligste produksjonsstart:	År: 2004
Utvinnbare ressurser:	3,1 mrd Sm <sup>3</sup> gass 0,5 mill tonn NGL
Forventede totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,3 mill kr

25/5-4 Byggvefunnet ligger mellom Heimdal og Skirne, se figur 1.4.12.a. Funnet kan bygges ut med en horisontal gass/kondensatbrønn fra en havbunnsinnretning og kobles inn til Heimdal. En samordning med Skirne kan være aktuell.

## 1.6.4 25/5-5

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 102	<b>Blokk:</b> 25/5
Operatør: Elf Petroleum Norge AS	
Funnbrønn: 25/5-5	År: 1995
Tidligste produksjonsstart:	År: 2003
Utvinnbare ressurser:	4,3 mill Sm <sup>3</sup> olje
Forventede totale investeringer (faste 1998-kroner):	0,7 mill kr

25/5-5 ligger ca 6 km øst for Heimdal, se figur 1.4.12.a. Det er planlagt en produksjonsbrønn.

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

## 1.6.5 25/8-10 S

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 027	<b>Blokk:</b> 25/8
Operatør: Esso Expl. & Prod. Norway AS	
Funnbrønn: 25/8-10S	År: 1997
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002

Utvinnbare ressurser:	16,4 mill Sm <sup>3</sup> olje 0,7 mrd Sm <sup>3</sup> gass
Totale investeringer (faste 1998-kroner):	3,9 mrd kr

1) Inkluderer 25/8-11

Funnet består av to strukturer påvist ved boring av 25/8-10 S og 25/8-11 nordøst for Balderfeltet. Det er påvist olje i bergarter av paleocen og tidlig jura alder. Planlagt utbyggingskonsept er en brønnhodeinnretning som knyttes til Balder FPSO. All separasjon er planlagt å foregå på Balder.

## 1.6.6 35/11-4 FRAM

<b>Utvinningsstillatelse:</b> 090	<b>Blokk:</b> 35/11
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 35/11-2	År: 1987
Tidligste produksjonsstart:	År: 2004
Utvinnbare ressurser:	35,5 mill Sm <sup>3</sup> olje 20,6 mrd Sm <sup>3</sup> gass 3,4 mill tonn NGL
Totale investeringer samordnet Fram-Gjøa-utbygging (faste 1998-kroner):	19,6 mrd kr

Utvinningsstillatelse 090 i blokk 35/11 ble tildelt i 1984. Framfunnet ligger 24 km nord for Trollfeltet og består av flere strukturer som er stegvis nedforkastet fra øst til vest, se figur 1.4.16.a. Hittil er 11 brønner og ett sidesteg boret i blokk 35/11. Av disse er fem brønner boret på det som defineres som Framfunnet, det vil si F/C-komplekset og H-strukturen. Disse brønnene har påvist reservoarer med gasskappe og underliggende olje i Viking- og Brentgruppen av jura alder. Reservoarkvaliteten er svært varierende. Det ble boret én avgrensingsbrønn i 1998. Denne ble plugget permanent og forlatt som tørr, med kun svake spor av hydrokarboner. Anslaget for utvinnbare ressurser ble likevel økt i 1998 på grunnlag av oppdaterte geologi- og reservoarstudier.

Rettighetshaverne arbeidet fram til høsten 1998 med et selvstendig utbyggingskonsept for Framfunnet. Dette arbeidet er dokumentert i en statusrapport datert 18.12.1998. Dette konseptet ga ikke god nok lønnsomhet. Rettighetshaverne har i stedet valgt å utrede en samordnet utbygging med Gjøa og andre funn i området. En samordnet utbygging vil sannsynligvis medføre plassering av en flyter mellom Fram- og Gjøafunnene og havbunns produksjonsanlegg på hvert av funnene. Arbeidsplan for samordnet utbygging medfører innlevering av PUD i desember 2000 og produksjonsstart i november 2004.

## 1.6.7 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: 2004
Utvinnbare ressurser:	9,8 mill Sm <sup>3</sup> olje 21,3 mrd Sm <sup>3</sup> gass 3,8 mill tonn NGL 1,0 mill Sm <sup>3</sup> kond.

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

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

Gjøa er aktuell som leverandør av gass. Allokeringssøknad ble innlevert til Forsyningsutvalget høsten 1998.

En utbygging sammen med 35/11-4 Fram vurderes som mest aktuell. En samordnet utbygging er omtalt under Fram.

## 1.7 LETEAKTIVITET

### 1.7.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble totalt samlet inn 731 959 km seismikk på norsk sokkel i 1998. Antall kilometer refererer til cmp-linje-kilometer.

Til sammen ble det samlet inn 293 378 km seismikk i Nordsjøen, 236349 km i Norskehavet og 202 232 km i Barentshavet.

Oljedirektoratet samlet inn 2561 km, UIB samlet inn 270 km mens oljeselskaper og seismiske kontraktør-

selskaper samlet inn 729 128 km. Av dette samlet norske oljeselskaper inn 488 155 km og utenlandske oljeselskaper 15 954 km. Kontraktørselskapene Geco, Geoteam, Nopec, PGS og Western samlet inn 225 019 km for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 687 856 km; 278 629 km i Nordsjøen, 212 010 km i Norskehavet og 197 217 km i Barentshavet. Fig 1.7.1. viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til innsamlet antall cmp-linjekilometer seismikk.

### 1.7.2 LETEBORING

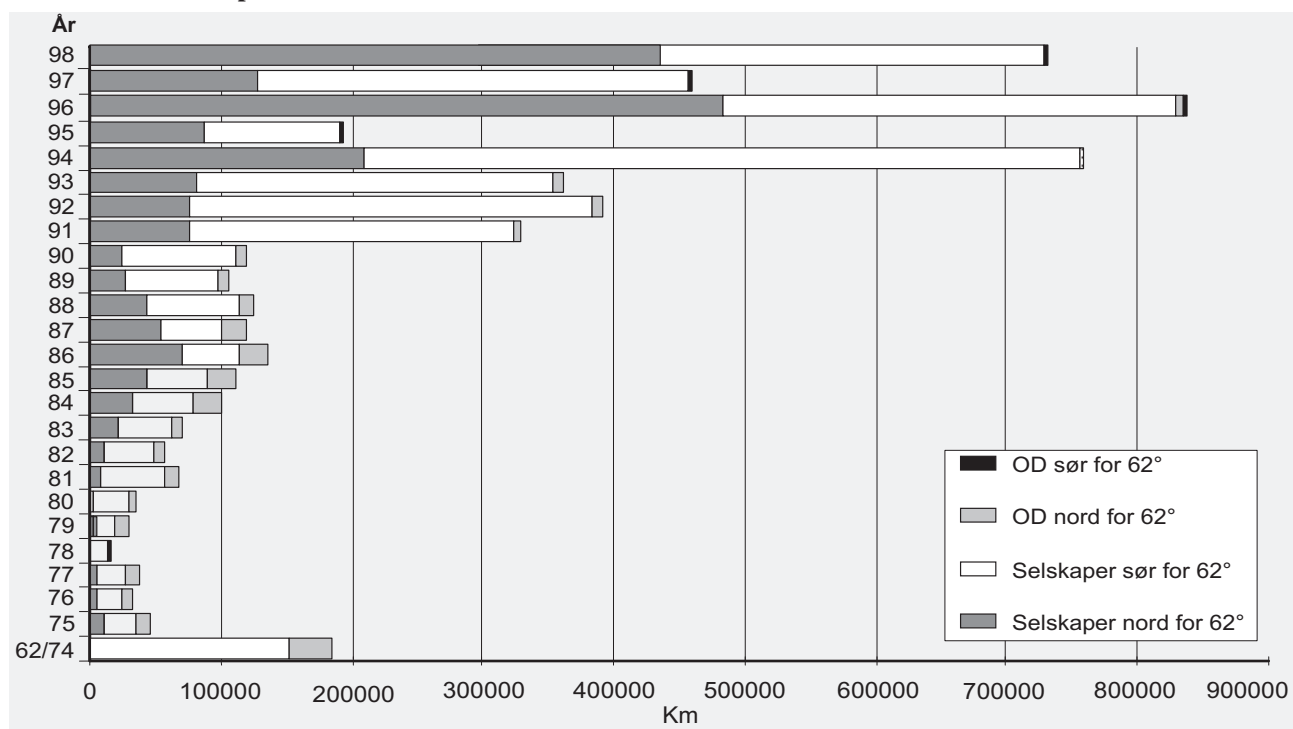
Ved årsskiftet 1997/1998 var ni letebrønner under boring.

I 1998 ble det påbegynt 26 letebrønner, fordelt på 18 undersøkelsesbrønner og 8 avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1998 har vært fordelt med 13 undersøkelses- og syv avgrensingsbrønner i Nordsjøen og fem undersøkelses- og en avgrensingsbrønn i Norskehavet. I tillegg ble to midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner, en i Nordsjøen og en i Norskehavet.

Ved årsskiftet 1998/1999 var fire letebrønner under boring, en av disse var en gjenåpnet. Per 31.12.1998 var det totalt påbegynt 942 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 673 undersøkelses- og 269 avgrensingsbrønner, se tabell 7.3.a.

32 letebrønner ble avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel i 1998. I tillegg ble en brønn, 1/5-3 SX, oppgitt av tekniske årsaker før den nådde målet, mens brønn 34/7-26 SR var en gjenåpning for videre operasjoner. Brønnene er, etter at brønn 6305/7-1 ble reklassifisert fra undersøkelsesbrønn til avgrensingsbrønn, fordelt med 21

**Figur 1.7.1**  
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962-1998



undersøkellesbrønner og 11 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 16 undersøkelles- og åtte avgrensingsbrønner i Nordsjøen, og fem undersøkelles- og tre avgrensingsbrønner i Norskehavet.

Operatør for brønnene som ble avsluttet eller midlertidig forlatt i 1998, har vært som følger: Statoil ni, Hydro åtte, Saga seks, Amoco fire, BP to og Mobil, Shell og Agip en hver.

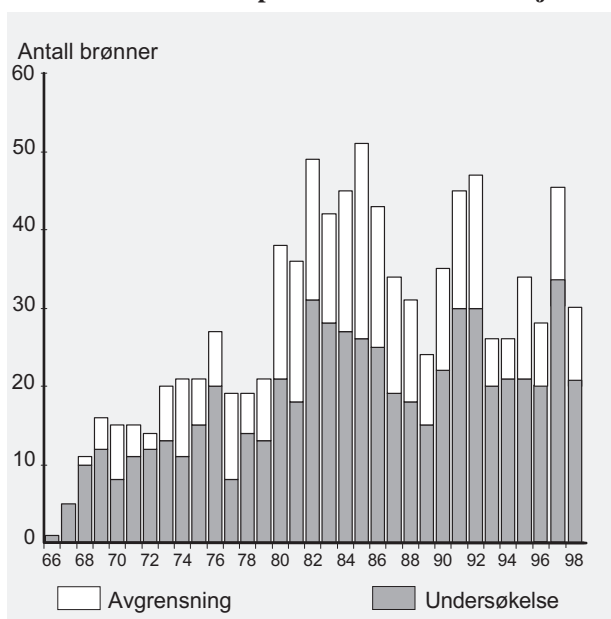
En undersøkellesbrønn er en brønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i en ny og klart definert geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser. Avgrensingsbrønn er en brønn som bores for å bestemme utstrekning og stør-

relse av en petroleumforekomst som allerede er påvist ved hjelp av en undersøkellesbrønn. Alle letebrønner har en av disse klassifiseringene når den blir påbegynt. Dersom det senere viser seg at brønnen ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen den er gitt, blir den reklassifisert.

Per 31. desember 1998 var 939 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel. 76 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel. 72 fra undersøkelles- til avgrensingsbrønner og fire fra avgrensings- til undersøkellesbrønner. Etter reklassifisering fordeler de seg med 603 undersøkelles- og 336 avgrensingsbrønner.

Tabell 7.3.f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1998.

**Figur 1.7.2**  
**Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon**



I tillegg er 52 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt. De midlertidig forlatte letebrønnene, med utstyr plassert på havbunnen er:

1/03-09 S	25/11-16	34/10-34
2/01-09 A	25/11-21 A	34/10-37 A
2/01-11	30/02-01	34/11-02 S
2/04-15 S	30/03-04	35/09-04 S
2/04-17	30/08-01 SR	6305/05-01
2/07-23 S	30/09-07	6406/02-02
2/07-25 S	30/09-08 R	6406/02-06
2/10-02	30/09-09	6407/07-02 R
2/12-02 S	30/09-10	6407/07-04
7/12-08	30/09-12 A	6506/11-04 S
7/12-09	30/09-13 S	6506/11-05 S
9/02-07 S	31/02-16 SR	6506/12-08
15/12-10 S	31/02-18 A	6506/12-11 SR
25/02-13	31/05-04 AR	6507/05-01
25/04-06 S	31/05-05	6507/08-04
25/05-04	31/04-07	6507/11-05 S
25/08-06	34/07-29 S	
25/08-11	34/08-04 A	

**Tabell 1.7.4**  
**Nye funn i 1998**

Letebrønn	Operatør	Hydro-karbon-type	Reservoar-nivå	Formasjons-testet	Strømningsrate (per dag)	Dyseåpning	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Olje/kondensat (mill Sm <sup>3</sup> )	Funnstørrelse (utvinnbare ressurser) Gass(mrd Sm <sup>3</sup> )
24/6-2	Hydro	olje/gass	Paleocen	ja	600 Sm <sup>3</sup> olje 59 000 Sm <sup>3</sup> gass	19,2 mm	4-6	<1
30/3-7 A	Statoil	gass	Tidlig- og mellomjura	nei				<1
30/3-7 B	Statoil	olje/ gass	Tidlig- og mellomjura	1)			1	2
30/8-3	Hydro	gass	Senjura	nei				<1
30/9-19	Hydro	olje/gass	Mellomjura	Nei 2)	910 Sm <sup>3</sup> olje 370 000 Sm <sup>3</sup> gass	25,4 mm	2-4	5-7
34/7-29 S	Saga	olje	Senjura	Nei 3)			4	
6406/2-6	Saga	gass/kond	Mellom- , tidligjura	Nei 4)			0-25	0-40
6507/5-1	Amoco	olje/gass	Jura	Ja	862 Sm <sup>3</sup> olje 151 000 Sm <sup>3</sup> gass 178 Sm <sup>3</sup> olje 742 000 Sm <sup>3</sup> gass	38 mm 19 mm	34	34
			Kritt	Ja	923 Sm <sup>3</sup> olje 221 000 Sm <sup>3</sup> gass	17 mm		

1) prøveutvinning pågår, brønn 30/3-7 B er reklassifisert til "testproducent" i januar 1999.

2) formasjonstestet av avgrensingsbrønn 30/9-19 A.

3) formasjonstestet vil bli gjennomført senere, er nå midlertidig plugget og forlatt.

4) væskeprøver indikerer tilstedeværelse av hydrokarboner

### 1.7.3 Letemål

Leteaktiviteten har også i 1998 i stor grad vært rettet mot sandsteinsprospekter av jura alder. Antallet brønner boret på prospekter i tertiær og kritt, viste en merkbar økning fra året før. Av de 28 letebrønnene som ble påbegynt i 1998, hadde 20 jura som hovedprospekt, fem hadde tertiær og tre hadde kritt som hovedprospekt. I tillegg til hovedprospektet skulle også sekundære prospekter utforskes. Disse fordeler seg med 5 i jura, 6 i kritt, 3 i tertiær og en i trias.

### 1.7.4 Nye funn i 1998

Det er gjort åtte funn, hvorav to er bekreftet gjennom formasjonstesting. Seks funn er gjort i Nordsjøen og to i Norskehavet, se tabell 1.7.4. Nærmere omtale av de ulike funnene finnes i kapittel 1.7.5.

### 1.7.5 Nærmere beskrivelse av boringene i 1998

#### Sørlige Nordsjø

Fem letebrønner, se figur 1.7.5.a, ble avsluttet i den sørlige delen av Nordsjøen i 1998 (tabell 1.7.5.a). Fire er undersøkelsesbrønner og en er avgrensingsbrønn. En av de fire undersøkelsesbrønnene (1/5-3 SX) ble avsluttet før den hadde nådd prognosert dyp av sikkerhetsmessige og boretekniske årsaker. Avgrensingsbrønn 1/3-9 S er midlertidig plugget og forlatt. Brønn 9/2-8 S er reklassifisert til injeksjonsbrønn. Det ble ikke gjort nye funn av hydrokarboner i området i 1998.

Tabell 1.7.5.a

#### Letebrønner boret i sørlige Nordsjø

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.1998)
1/3-9 S	avgrensning	065	BP	4337	jura	olje <sup>1)</sup>
1/5-3 SX	undersøkelse	144	Conoco	1541	tertiær	oppgitt
2/8-17 S	undersøkelse	006	Amoco	2685	perm	hydrokarbonspor
2/8-17 A	undersøkelse	006	Amoco	3145	perm	hydrokarbonspor
9/2-8 S	undersøkelse <sup>2)</sup>	114	Statoil	3300	jura	hydrokarbonspor

<sup>1)</sup> midlertidig plugget og forlatt

<sup>2)</sup> reklassifisert til injeksjonsbrønn

Tabell 1.7.5.b

#### Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.98)
15/3-6	undersøkelse	187 <sup>1)</sup>	Amoco	2763	kritt	tørr
15/9-19 B	avgrensning	046	Statoil	3360	trias	hydrokarbonspor
15/9-21 S	avgrensning	046	Statoil	3907	trias	tørr
16/1-5	undersøkelse	167	Statoil	2432	perm	hydrokarbonspor
16/1-5 A	undersøkelse	167	Statoil	2005	jura	hydrokarbonspor
16/10-4	undersøkelse	101	Agip	2540	perm	tørr
24/6-2	undersøkelse	203	Hydro	2722	paleocen	olje/gass
25/11-22	undersøkelse	169	Hydro	1783	kritt	tørr

<sup>1)</sup> boret som fellesbrønn mellom utvinningstillatelsene 187 og 025.

### Sleipner- og Balderområdet

Åtte letebrønner, se figur 1.7.5.b, ble avsluttet i Sleipner- og Balderområdet i 1998 (tabell 1.7.5.b). Seks er undersøkelsesbrønner og to er avgrensingsbrønner. Det ble gjort ett funn av hydrokarboner i området i 1998.

Brønn 24/6-2, som ble boret vest for Heimdalfeltet, påtraff olje med gasskappe i bergarter av tertiær alder. Brønnen ble produksjonstestet, og produksjonsrate ble målt til 600 Sm<sup>3</sup> olje og 59 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en dyse-åpning på 19,2 mm.

### Oseberg og Trollområdet, Fram- og Gjøaområdet

Sju letebrønner ble avsluttet i Oseberg- og Trollområdet, Fram- og Gjørområdet i 1998, se tabell 1.7.5.c. Fire er undersøkelsesbrønner og tre er avgrensingsbrønner. En av avgrensingsbrønnene (35/9-4 S) er midlertidig plugget og forlatt. Det ble gjort fire funn av hydrokarboner i området i 1998.

Brønn 30/3-7 A, som ble boret fra Veslefrikkinnretningen, påtraff hydrokarboner i bergarter av mellomjura alder. Hovedprospektet viste seg å bestå av tette sandsteiner av senkritt alder. Funnet ble ikke testet fordi brønn 30/3-7 B ble planlagt boret for blant annet å avgrense funnet.

Brønn 30/3-7 B ble boret ned i funnet som ble påvist i A-brønnen. Det ble påtruffet 5 hydrokarbonførende soner i små, separate forkastningsblokker i bergarter av tidlig- til mellomjura alder. B-brønnen påviste at funnet i A-brønnen har svært dårlige reservoaregenskaper, men i tillegg påtraff B-brønnen også fire andre hydrokarbonførende soner. Prøveutvinning indikerer at funnene påtruffet i B-brøn-

nen er små, men i den øverste hydrokarbonførende sonen kan det være et interessant tilleggspotensial. Brønn 30/3-7 B vil bli reklassifisert til prøveutvinningsbrønn.

Brønn 30/8-3 ble boret sørvest for Osebergfeltet, og påviste gass/kondensat i sandsteiner av mellomjura alder. Dårlige reservoaregenskaper førte til at brønnen ikke ble testet. Dette er et svært lite funn.

Brønn 30/9-19, ble boret vest for Osebergfeltet og påviste olje og gass i sandsteiner av mellomjura alder. Funnet er produksjonstestet i oljesonen av avgrensingsbrønn 30/9-19 A. Produksjonsraten ble målt til 910 Sm<sup>3</sup> olje og 370 000 Sm<sup>3</sup> gass per døgn gjennom en dyseåpning på 25,4 mm.

### Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Fem letebrønner, se figur 1.7.5.d, ble avsluttet i dette området i 1998 (tabell 1.7.5.d), tre er undersøkelsesbrønner og to er avgrensingsbrønner. I tillegg er en avgrensingsbrønn (34/11-4) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. En undersøkelsesbrønn (34/7-29 S) er midlertidig forlatt. Avgrensingsbrønn 34/7-26 A er reklassifisert til

produksjonsbrønn. Det ble gjort ett nytt funn av hydrokarboner i området i 1998.

Brønn 34/7-29 S, som ble boret mellom feltene Statfjord Øst og Vigdis, påtraff olje i bergarter av senjura alder. Formasjonstest er planlagt. Funnet er under evaluering.

Brønnresultater og tolkning av ny seismikk indikerer at ressursanslaget kan bli redusert – og at funnet muligens er i kommunikasjon med 34/7-23 S-funnet.

### Norskehavet

Åtte letebrønner, se figur 1.7.5.e, ble avsluttet i dette området i 1998 (tabell 1.7.5.e), hvorav seks er undersøkelsesbrønner og to er avgrensingsbrønner. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (6507/3-3) og en avgrensingsbrønn (6406/2-4 SR) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. To av undersøkelsesbrønnene, (6406/2-6 og 6507/5-1) er midlertidig forlatt. En av de seks undersøkelsesbrønnene (6305/7-1) er reklassifisert til avgrensingsbrønn. Denne brønnen (6305/7-1) som ble boret med BP som operatør i den sørlige delen av Ormen Lange-domen påviste store gassressurser. Oljedirektoratet betrakter nå denne brønnen

Tabell 1.7.5.c

Letebrønner boret i Oseberg- og Trollområdet, Fram- og Gjøaområdet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.1998)
30/3-7 A	undersøkelse	052	Statoil	4070	tidligjura	olje
30/3-7 B	undersøkelse <sup>1)</sup>	052	Statoil	4160	tidligjura	olje/gass/kond
30/6-25 S	undersøkelse	053 <sup>1)</sup>	Hydro			pågår
30/8-3	undersøkelse	190	Hydro	3698	tidlig-mellomjura	gass/kond
30/9-19	undersøkelse	079	Hydro	3560	tidligjura	olje/gass
30/9-19 A	avgrensning	079	Hydro	3603	tidligjura	olje/gass
35/9-4 S	avgrensning	153	Hydro	1261		<sup>2)</sup>
35/11-11	avgrensning	090	Hydro	3201	tidligjura	tørr

1) Vil bli reklassifisert til prøveutvinningsbrønn

2) Brønnen blir boret med Norsk Hydro som operatør for samordnet del av blokkene 30/6 og 30/9.

3) midlertidig plugget og forlatt

Tabell 1.7.5.d

Letebrønner boret i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.1998)
34/7-26 SR	avgrensning	089	Saga	2660	senjura	olje
34/7-26 A	avgrensning <sup>1)</sup>	089	Saga	2583	senjura	olje
34/7-27	undersøkelse	089	Mobil <sup>2)</sup>	2975	tidligjura	tørr
34/7-28	undersøkelse	089	Saga	3005	tidligjura	tørr
34/7-29 S	undersøkelse	089	Saga	2823	mellomjura	olje <sup>3)</sup>
34/11-4	avgrensning	193	Statoil			pågår

<sup>1)</sup> er reklassifisert til produksjonsbrønn

<sup>2)</sup> midlertidig plugget og forlatt

<sup>3)</sup> Brønnen er boret som en felles brønn for utvinningstillatelsene 206, 037 og 089 i den Sagaopererte utvinningstillatelsen 089.

Tabell 1.7.5.e

Letebrønner boret i Norskehavet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings-tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status (31.12.1998)
6305/1-1	undersøkelse	209	Hydro	4523	senkritt	tørr
6305/7-1	undersøkelse <sup>1)</sup>	208	BP	3351	senkritt	gass
6406/2-4 SR	avgrensning	199	Saga			pågår
6406/2-5 A	avgrensning	199	Saga	4933	tidligjura	gass/kond
6406/2-6	undersøkelse	199	Saga	5239	tidligjura	gass/kond <sup>2)</sup>
6505/10-1	undersøkelse	210	Shell	5028	senkritt	tørr
6506/11-6	avgrensning	134	Statoil	5310	tidligjura	gass/kond
6507/3-3	undersøkelse	159	Statoil			pågår
6507/5-1	undersøkelse	212	Amoco	4198	tidligjura	olje/gass <sup>2)</sup>
6706/11-1	undersøkelse	217	Statoil	4291	senkritt	tørr

<sup>1)</sup> 6305/7-1 reklassifisert til avgrensningsbrønn.

<sup>2)</sup> midlertidig plugget og forlatt

som en avgrensning av den forekomsten som ble påvist av Norsk Hydro i 1997. Ressursanslaget for strukturen er dermed betydelig oppjustert fra 100 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til om lag 315 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

I tillegg ble det gjort to nye funn av hydrokarboner i området i 1998.

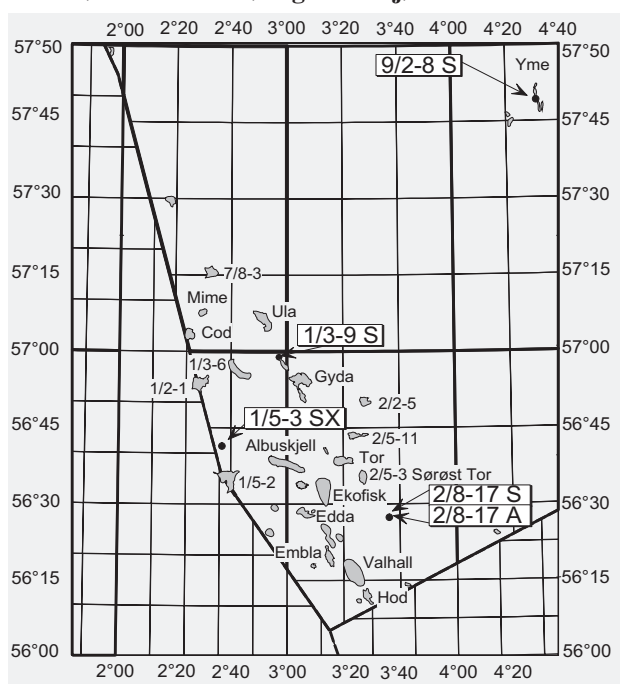
Brønn 6406/2-6, som ble boret sør i blokken mellom de tidligere funnene Kristin og Lavrans, påviste gass og kondensat. Brønnen er ikke produksjonstestet, men væskeprøver fra sandsteinslag av undre- og mellomjura alder viser at gass og kondensat er til stede. Brønnen er midlertidig forlatt og evaluering av resultatene pågår. Det er usikkert hvor stort funnet er.

Brønn 6507/5-1 ble boret på en struktur som ligger mellom Heidrun og Nornefeltet og påviste olje og gass i sandsteinlag av både jura og kritt alder. Det ble gjennom-

ført tre separate produksjonstester, to i jura og en i kritt. Det er nødvendig med flere avgrensningsbrønner, både for å avklare størrelsen på funnet og for å få klarhet i olje-gass forholdet. Funnet har fått navnet Skarv.

Figur 1.7.5.a

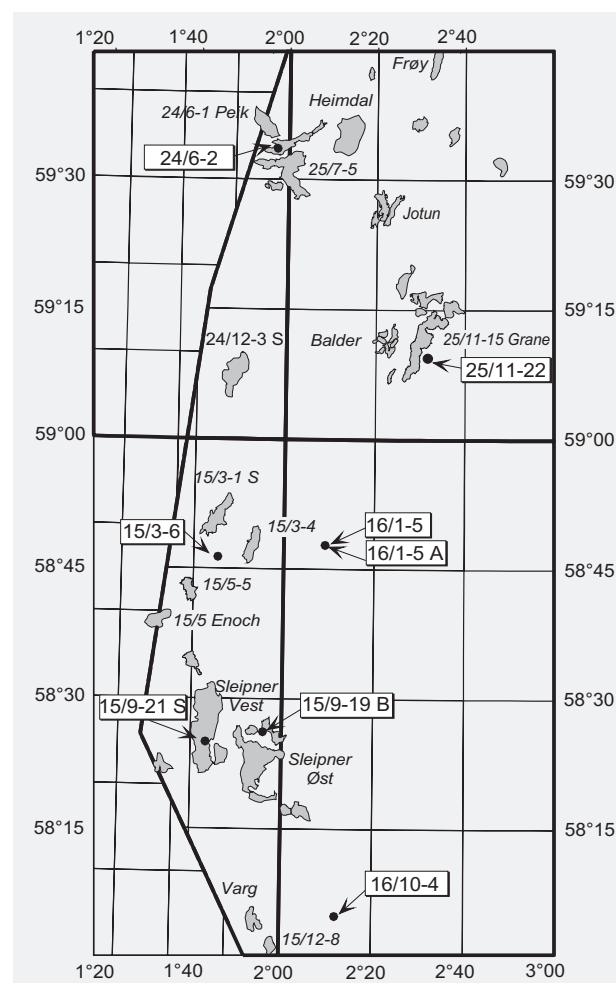
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø



Figur 1.7.5.b

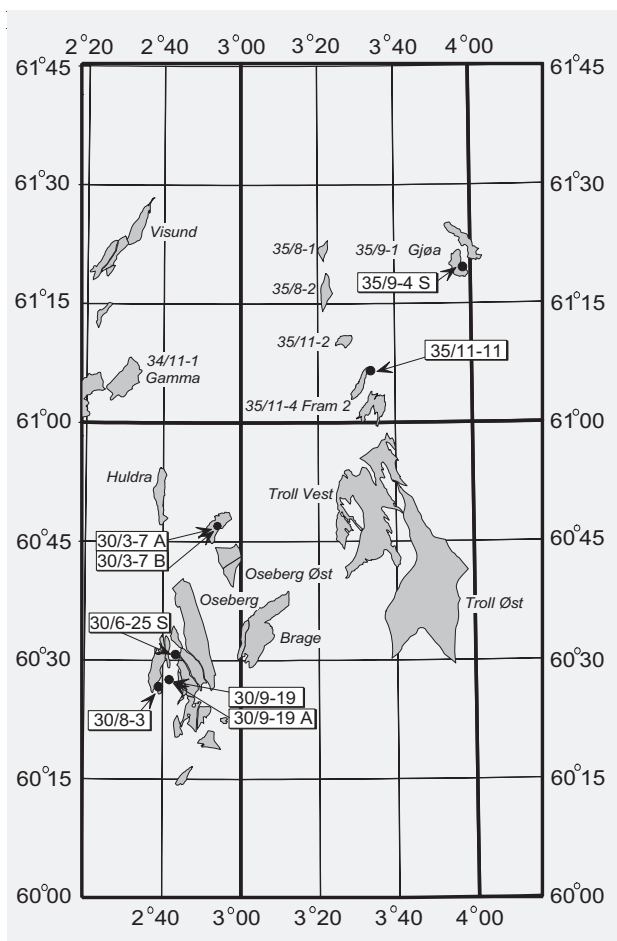
Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet

Figur 1.7.5.c

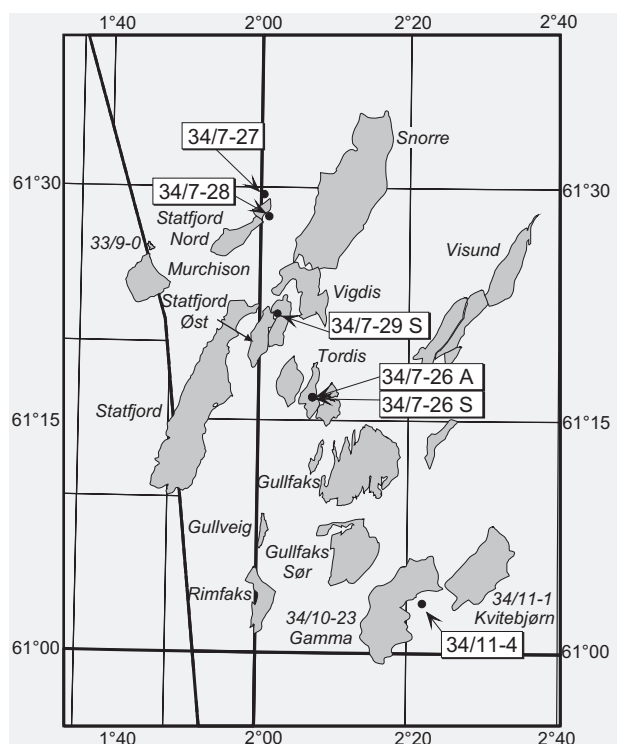




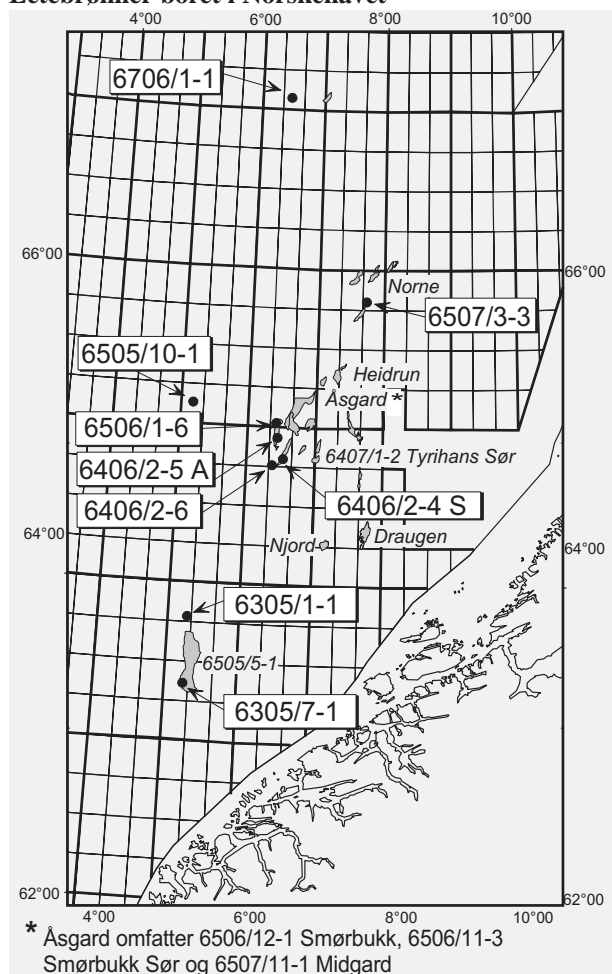
Letebrønner boret i Oseberg-og Trollområdet, Fram- og Gjøaområdet



Letebrønner boret i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



Figur 1.7.5.e  
Letebrønner boret i Norskehavet



## 1.8 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

### 1.8.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEM

De ulike transportsystemene for gass og olje/kondensat fra norsk kontinentalsokkel er vist i figur 1.8.1. 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:

- rikgassledning fra Statfjord til Kårstø. Transportkapasiteten for rørledninger fra Statfjord til Kårstø er 8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. 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 på Ekofisksenteret 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.

## 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 (rik-gass).

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 Ekofisksenteret til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofiskområdet, Valhall og Statpipe. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 100% av Norse Gas A/S.

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

Det er lagt en omløpsrørledning fra Statpipe til Norpipe utenom Ekofisksenteret i forbindelse med Ekofisk II. I tillegg er Valhall koblet til Norpipe nedstrøms av Ekofisksenteret.

Gassrørledningen er 442 km lang og har en indre diameter på 869 mm (ytre diameter er 36"). Designkapasiteten for gassrørledningen er om lag 19 mrd Sm<sup>3</sup> per år.

På gassrørledningen er det to kompressorstasjoner som begge ligger på tysk kontinentalsokkel. Norpipe er koblet

opp mot Europipe slik at gass fra Norpipe kan leveres via Europipesystemet og omvendt.

## 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 %

## Norse Gas A/S, Emden

### Eierfordeling

Phillips Petroleum Company Norway	36,96000 %
Fina Production Licences AS	30,00000 %
Norsk Agip AS	13,04000 %
Elf Petroleum Norge AS	7,09600 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,70000 %
Total Norge AS	3,04700 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	2,00000 %
Elf Rex Norge AS	0,85500 %
Norminol AS	0,30400 %

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

## Etsel 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 Etsel gasslager.

## Gasstransport Frigg

Den norske Friggørledningen FNA eies av de norske rettighetshaverne til Frigg.

### Eierfordeling

Norsk Hydro Produksjon AS	32,87000 %
Elf Petroleum Norge AS	21,42000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	29,00000 %
Total Norge AS (operatør)	16,71000 %

En del britiske felt er koplet til den norske Friggørledningen 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 (SDØE 55 %)	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	1,46299 %
Total Norge AS	1,29851 %

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

Fase II omfatter to ledninger fra Kollsnes til henholdsvis Sleipner R og Draupnerinnretningen. 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 (SDØE 55 %)	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	1,46299 %
Total Norge AS	1,29851 %

Rørledningen går fra Draupner (16/11 E) 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 (16/11 E) 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 %)	69,7088 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,4725 %
Saga Petroleum ASA	5,1780 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	3,8835 %
Mobil Development Norway AS	3,8835 %
Total Norge AS	2,9126 %
Elf Petroleum Norge AS	2,1359 %
Norsk Agip AS	1,9417 %
A/S Norske Shell	1,2945 %
Neste Petroleum AS	1,2945 %
Norske Conoco A/S	1,2945 %

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-senteret 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 koplede til Judy- og Joanne-ledningen 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.

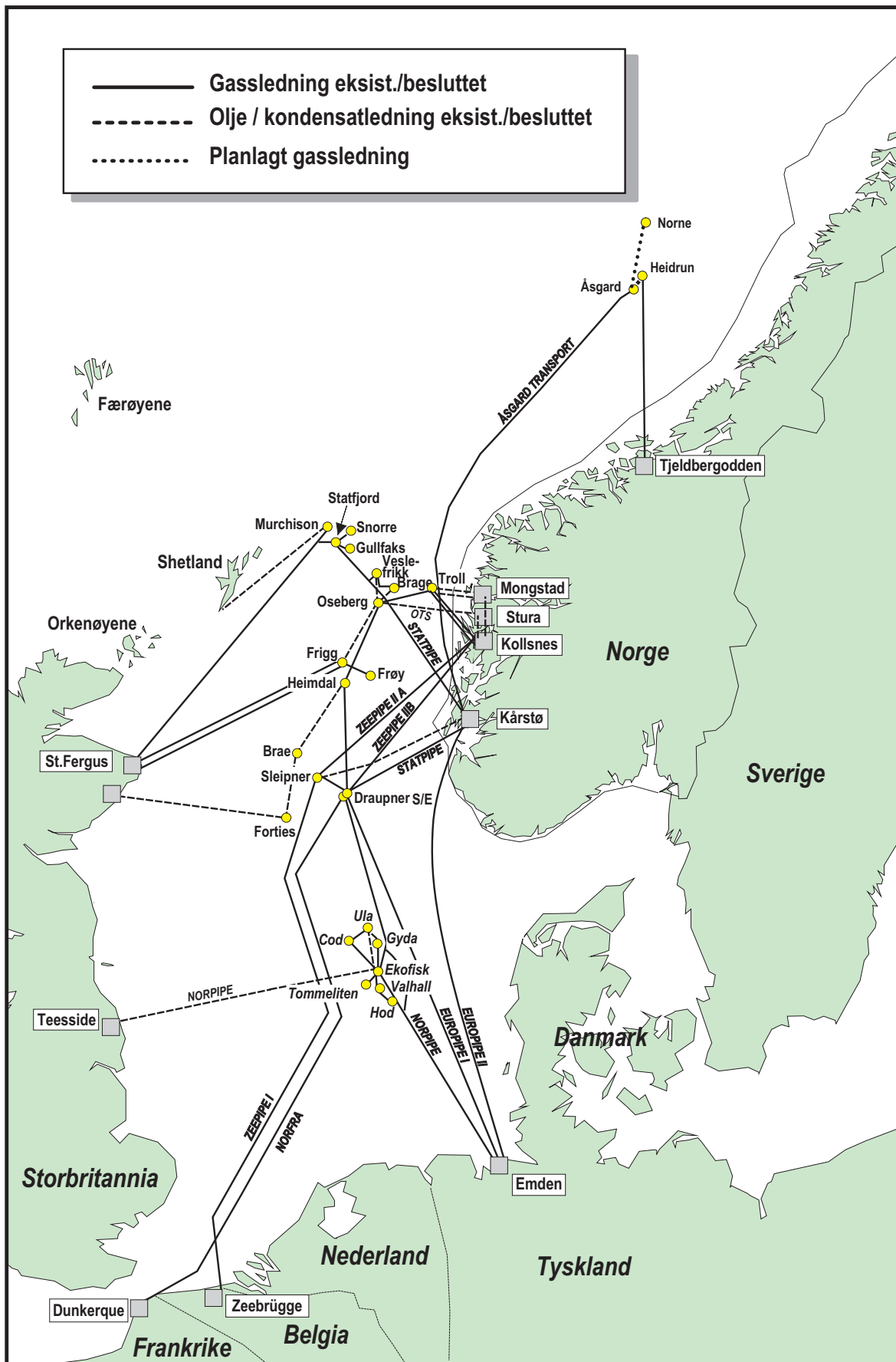
## Teesside

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

## 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

Figur 1.8.1  
 Transportsystem for olje og gass med tilknytning til norske felt



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 (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 %

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 (SDØE 30 %)	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 Øst kondensatrørledning

### Eierfordeling

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. Kondensatet transporteres uprosessert gjennom den 245 kilometer lange rørledningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukter og stabilisert kondensat. Rørledningen har en indre diameter på 474

mm (ytre diameter 20"), og transportkapasiteten er 32 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Også kondensatet fra Sleipner Vest vil bli transportert gjennom denne rørledningen fra 1997. Stortinget godkjente byggingen av rørledningen i desember 1989.

## 1.8.2 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 ca 19 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 %)	60,45000 %
Saga Petroleum ASA	9,00000 %
Norsk Agip AS	7,90000 %
Total Norge AS	7,65000 %
Mobil Development Norway AS	7,35000 %
Neste Petroleum AS	5,00000 %
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 21,1 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	4,7249 %
Saga Petroleum ASA	10,6309 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	7,6780 %
Mobil Development Norway AS	1,1812 %
Total Norge AS	5,9061 %
Elf Petroleum Norge AS	0,0059 %
Norsk Agip AS	2,3600 %
A/S Norske Shell	1,1812 %
Neste Petroleum AS	3,6618 %
Norske Conoco A/S	2,6577 %

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 via Heimdal. 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 %)	64,78380 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68200 %
Saga Petroleum ASA	8,55300 %
Elf Petroleum Norge AS	5,77000 %
Mobil Development Norway AS	4,32700 %
Total Norge AS	2,88500 %

## Heidrun Gass Transport

Heidrun Gass Transport vil bli en 37 km lang rørledning med en indre diameter på 525 mm (ytre diameter 22") for transport av gass fra Heidrun til Åsgard Transport ved Åsgard. Rørledningen vil ha en kapasitet på 4 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 65,00000 %)	76,87500 %
Norske Conoco A/S	18,12500 %
Neste Petroleum AS	5,00000 %

## Norne Gass Transport

Norne Gass Transport vil bli en 90 km lang rørledning med en ytre diameter på 16" for transport av gass fra Norne til Heidrun Gass Transport. Rørledningen vil ha en kapasitet på 3,6 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 %

## 1.9 PETROLEUMSØKONOMI

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til den totale verdiskaping i Norge. Sektorens andel av bruttonasjonalprodukt økte fra 13 prosent i begynnelsen av 1990-årene til 16 prosent i 1996 og 1997. I 1998 var denne andelen redusert til 11 prosent.

Petroleumssektoren står også for en stor andel av den totale eksporten fra Norge. Andelen lå i 1996 og 1997 på ca 38 %. I 1998 ble eksportandelen redusert til 30 prosent.

Petroleumsvirksomheten fører til sysselsetting både til havs og på land. Nærmere 91500 personer var i 1998 sysselsatt i petroleumsrettet virksomhet i Norge, en økning på 15 prosent i forhold til året før.

### 1.9.1 LETE OG PLANLEGGINGSAKTIVITET

I 1998 ble det påbegynt 26 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1997 var 50. Det ble i 1998 påbegynt 17 undersøkelses- og 9 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1997 var henholdsvis 38 og 12. Gjennomsnittlig i perio-

den 1966 - 1998 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og 8.

Figur 1.9.1.a viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, funnevalueringer og administrasjon. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letekostnader i årene 1980 - 1998 seg til ca 7,5 milliarder 1998-kroner.

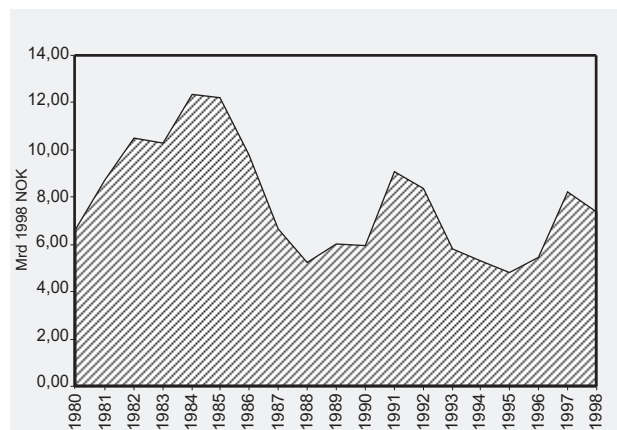
Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for 1998 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 1.9.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftene.

Lete- og planleggingskostnader	Millioner kroner
Leteboring	4197
Generelle undersøkelser	1163
Funnevalueringer	932
Administrasjon <sup>1</sup>	1282
<b>Totalt</b>	<b>7574</b>

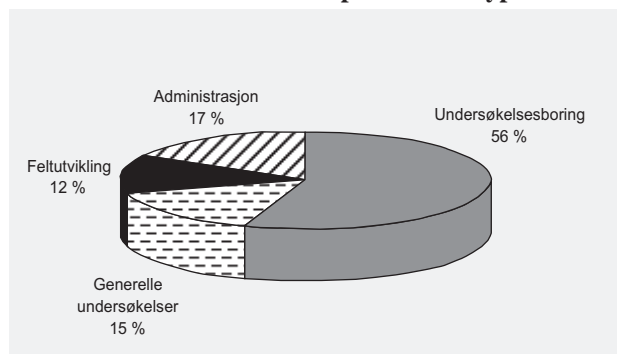
<sup>1</sup>) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

I 1998 utgjør andelen letekostnader til leteboring 56 %, mens tilsvarende tall for 1997 er 65 %. Andelen utgifter til generelle undersøkelser er 15 % i 1998 og 12 % i 1997. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk.

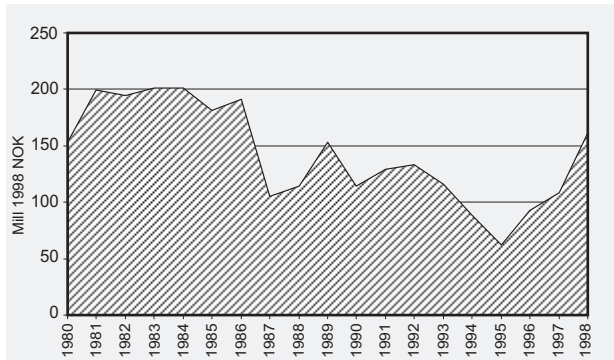
**Figur 1.9.1.a**  
Kostnader til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



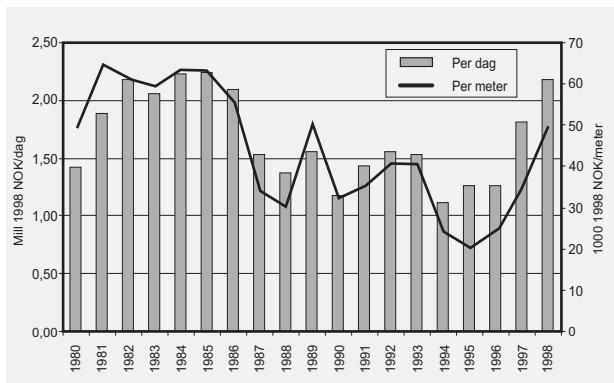
**Figur 1.9.1.b**  
Letekostnader i 1998 fordelt på kostnadstyper



**Figur 1.9.1.c**  
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn



**Figur 1.9.1.d**  
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1998



Figur 1.9.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1998 ble det boret for rundt 4,1 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til ca 160 millioner kroner. Dette er en relativ økning i forhold til 1997 da borekostnadene per brønn var rundt 107 millioner kroner. De totale borekostnadene har imidlertid gått ned siden 1997 da det ble boret for rundt 5,3 milliarder.

Figur 1.9.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1998.

### 1.9.2 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 og utbyttet fra Statoil, utgjør statens inntekter fra petroleumsvirksomheten. Ordningen med SDØE innebærer at staten betaler en andel av investeringer og driftskostnader i prosjektet tilsvarende sin eierandel. Staten får på linje med alle andre rettighetshavere tilsvarende sin andel av produksjon og inntekter. Som en følge av betydelige eierandeler i de aller fleste utvinningstillatelsene er SDØE den største investoren på norsk sokkel, og er representert med et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen.

### 1.9.3 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1998 anslått til 66,3 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) 28.12.1998). Dette tilsvarer rundt 3,8 milliarder  $\text{Sm}^3$  per år, og innebærer en stigning på 1,3 prosent fra 1997. Produksjonen fra OPEC-landene økte med 2 prosent. OPECs produksjon var 27,2 millioner fat per dag i 1997, mot 27,7 millioner fat per dag i 1998. Størst økning hadde Irak. I Øst-Europa og landene i det tidligere Sovjetunionen var produksjonen både i 1997 og 1998 på rundt 7,2 millioner fat per dag. Produksjonen i USA falt noe, fra 6,5 millioner fat per dag i 1997 til 6,4 millioner fat per dag i 1998.

Norges oljeproduksjon falt også, fra 3,1 millioner fat per dag i 1997 til 3,0 millioner fat per dag i 1998. Landets produksjon utgjorde i 1998 4,6 prosent av verdensproduksjonen. OPECs markedsandel var vel 41,8 prosent, opp 0,2 prosentpoeng fra 1997.

Verdens påviste oljeressurser var ved utgangen av 1998 i følge OGJ 164 milliarder  $\text{Sm}^3$ , noe som medfører en økning på over 2 milliarder  $\text{Sm}^3$  i løpet av året. Ressursene utgjør 43 års produksjon på 1998-nivå. De fleste land viser uendrede ressursanslag i forhold til utgangen av 1997. Vurdert ut fra ressursanslagene vil framtidens største oljeproduiserende område være Midtøsten. Dette området har 65 prosent av verdens oljeressurser.

Ved inngangen av 1998 var spotprisen på Brent Blend rundt 17 US-dollar per fat, mot rundt 10 USD ved slutten av året. Lavere oljepris kan, på tilbudssiden, forklares med faktorer som økningen av OPECs produksjonskvoter høsten 1997 og økt eksport fra Irak. Forklaringer på etterspørselssiden er en uvanlig mild vinter i 1997-1998 og den økonomiske krisen i Asia og Russland. Svekket oljepris målt i dollar har delvis blitt oppveid av økt dollarkurs.

Dette medførte at Brent Blend-pris i norske kroner (NOK) har svekket seg med 30 prosent i løpet av året, mens prisen i USD har svekket seg med over 40 prosent. Spotprisen på ett fat Brent Blend falt fra NOK 115 til NOK 80 i løpet av 1998.

### 1.9.4 GASSMARKEDET

Norge eksporterte i 1998 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania, Østerrike og Tsjekkia. Figur 1.9.5.c viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland.

I 1998 utgjorde eksporten fra Norge 42,6 milliarder Sm<sup>3</sup> (40,48 MJ/Sm<sup>3</sup>), en økning på ca 0,3 milliard Sm<sup>3</sup> (0,7 prosent) 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 opprettet Troll kommersiell modell som gir avsetningsmuligheter for assosiert gass og eventuelt mindre gassfelt.

## Organisering av norsk gassforvaltning

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

## Eksisterende forpliktelser

### Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks, samt felt i Frigg- og Ekofiskområdene. 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.

## 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 ble det inngått kontrakter med det italienske selskapet SNAM og det tsjekkiske selskapet Transgas. I 1998 er det inngått kontrakt med Alliance gas (Storbritannia) samtidig som kjøpsopsjoner på ytterligere salg til SNAM og Transgas er frafalt.

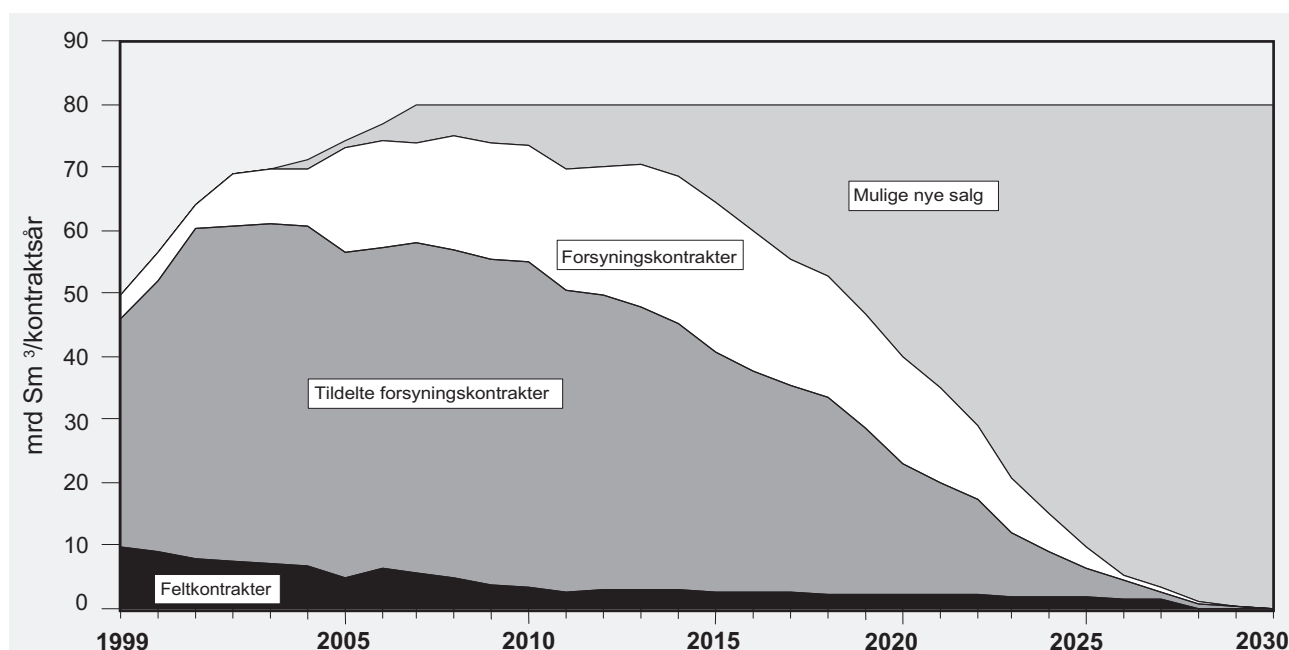
## Mulige nye salg

På tross av en viss reduksjon i dagens salgsforpliktelser som resultat av ikke-utøvde kjøpsopsjoner, mener Oljedirektoratet fortsatt at det er sannsynlig at Norges totale gas-salg på sikt kan nå 80 milliarder Sm<sup>3</sup> per år. Figur 1.9.4 viser forpliktete og mulige nye salg. Forpliktete volumer er fordelt mellom feltkontrakter, tildelte forsyningskontrakter og ikke-tildelte forsyningskontrakter. Det er Olje- og energidepartementet som tildeler volumer etter råd fra Oljedirektoratet og Forsyningsutvalget.

## Bruk av gass i Norge

Olje- og energidepartementet la i 1995 fram en egen stortingsmelding om bruk av gass i Norge. Stortingsmeldin-

**Figur 1.9.4**  
Forpliktete og mulige nye salg





gen redegjør for regjeringens målsetning og muligheter for bruk av naturgass i Norge.

Det viktigste norske gassmarkedet er markedet for injeksjonsgass på kontinentalsokkelen. De største kjøperne er Oseberg og Ekofisk. På Oseberg injiseres gassen for å oppnå økt utvinning av olje, mens Ekofisk kjøper gass fra flere felt, til brensel. 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 1998 brukt 24,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til injeksjon og 2,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til brensel på sokkelen.

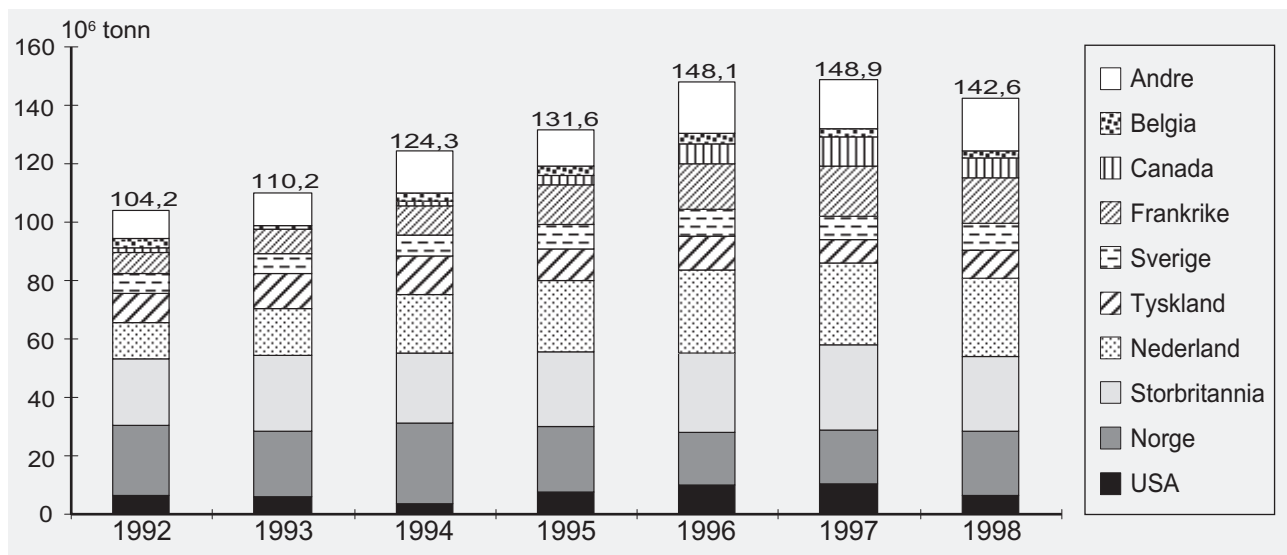
Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Gassen ilandføres til Kårstø i Nord-Rogaland, til Kollsnes i Hordaland og Tjeldbergodden i Møre og Romsdal.

I Nord - Rogaland er det inngått avtale om mindre le-

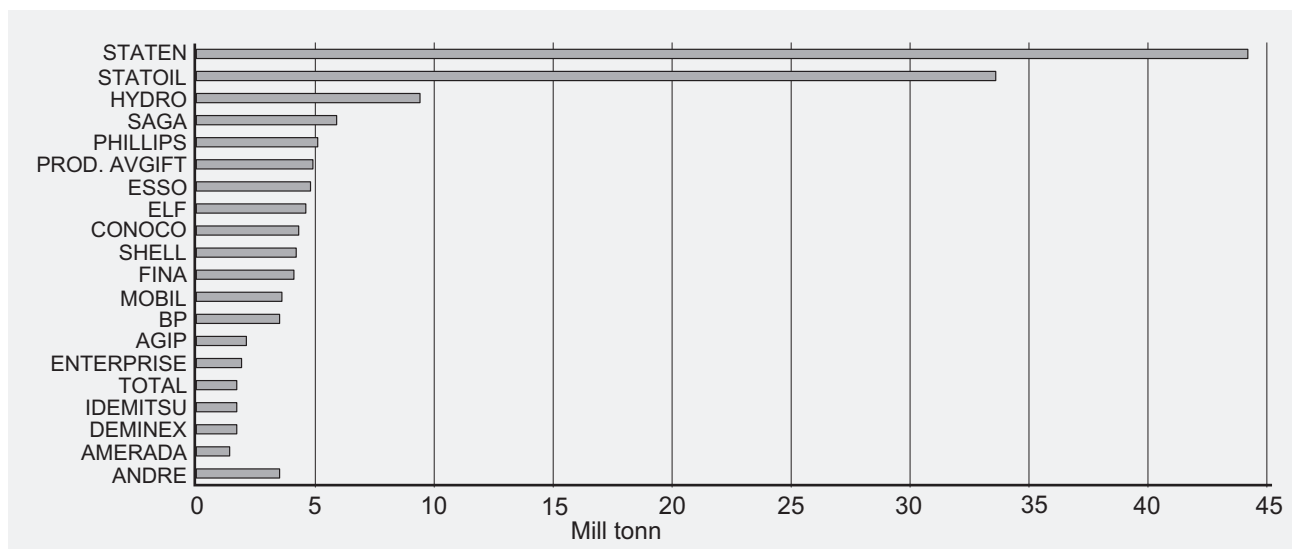
veranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Alle kundene til Gasnor brukte tidligere fyringsolje som energikilde. Leveransene startet i 1994. Selskapet Naturgass Vest har startet utbygging av distribusjonsnett for naturgass fra Kollsnes i Øygarden. Første byggetrinn er en høytrykks gassledning fra Kollsnes gassanlegg til Kollsnes næringspark hvor der blant annet vil bli etablert produksjon av komprimert naturgass til bruk for busser og andre kjøretøy.

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

**Figur 1.9.5.a**  
Råoljesalget fordelt på land i perioden 1992-1998



**Figur 1.9.5.b**  
Solgt råolje og NGL (eksklusiv kondensat) per rettighetshaver i 1998



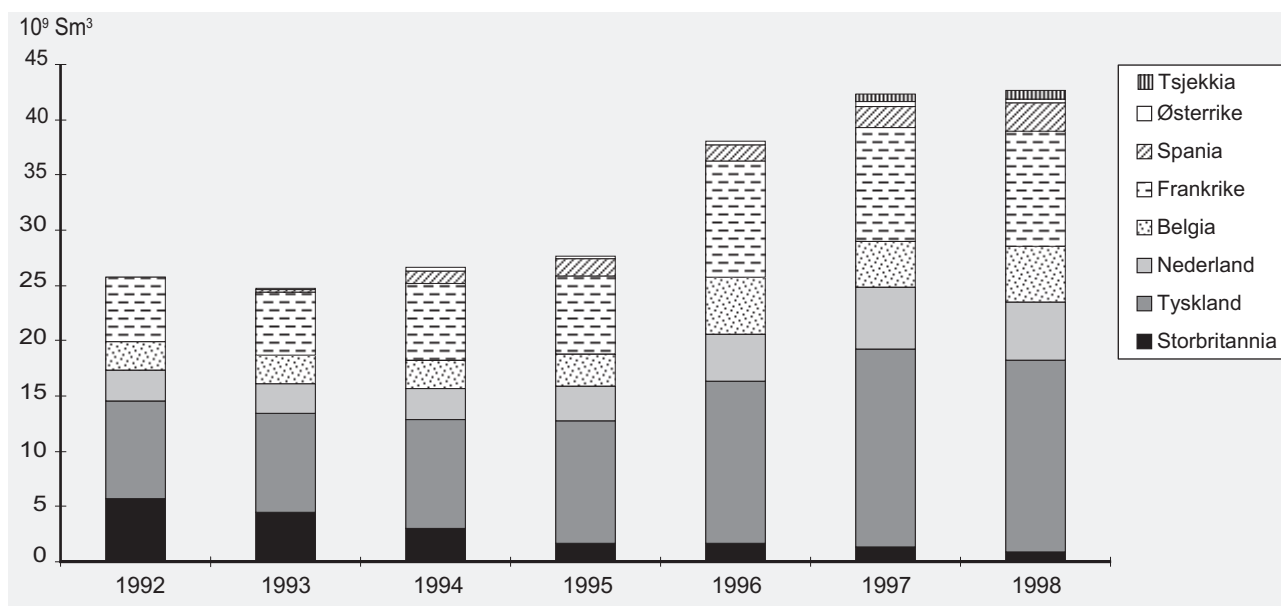
## 1.9.5 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 1998 solgt 142,6 millioner tonn råolje fra norsk kontinentsokkel. Dette representerer en nedgang på 4,2 % i forhold til 1997. Nederland var den største mottaker med 18,8 % av skipningene, Storbritannia mottok 17,9 %, Norge 15,5 %, Frankrike 10,9 % og Tyskland 6,7 %. I 1997 mottok Norge 12,4 %. Figur 1.9.5.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1992 -1998.

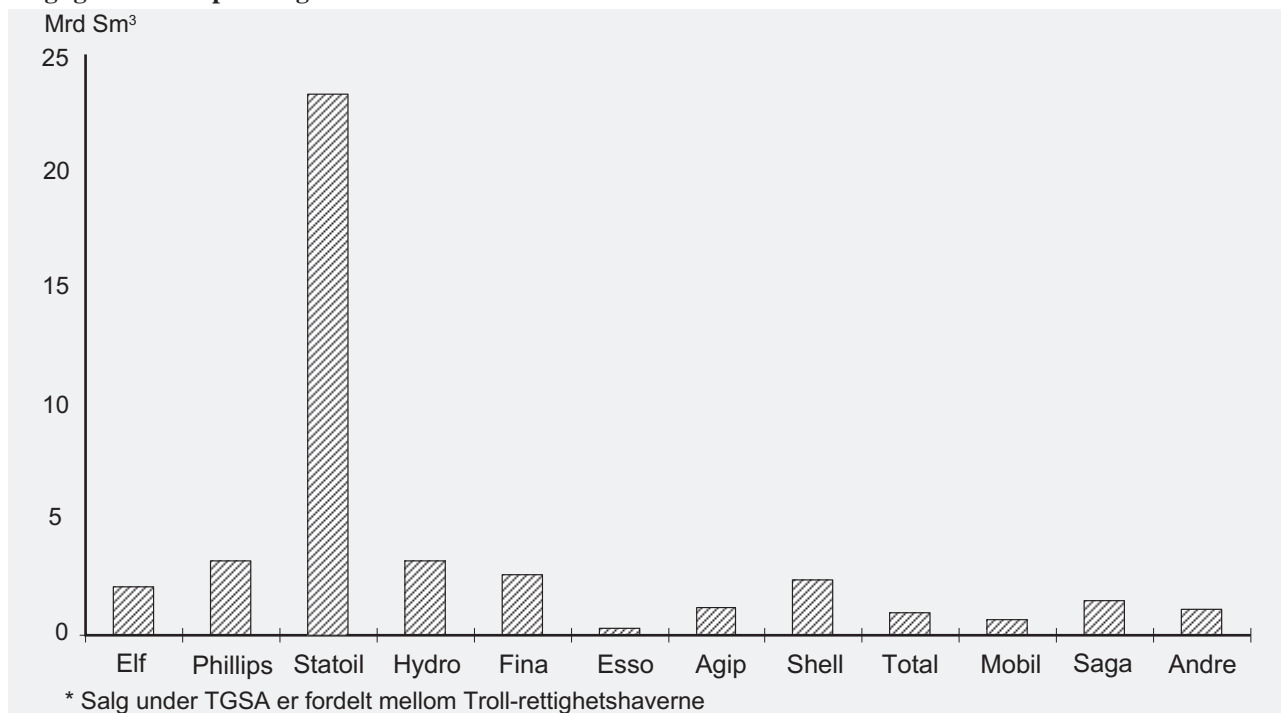
Fram til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen andre. Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1997 opp i 7,2 millioner tonn. Dette er 1,1 millioner tonn mindre enn i 1997. Figur 1.9.5.b viser salget av råolje og NGL i 1997, fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 42,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i 1998. Dette er en oppgang på 0,3 % i forhold til 1997. Det ble solgt 17,4 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 0,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 10,4 milliarder Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 5,2 milliarder

**Figur 1.9.5.c**  
Salg av gass fordelt på land



**Figur 1.9.5.d**  
Solgt gass fordelt på rettighetshaver i 1998



Sm<sup>3</sup> til Nederland, 5,1 milliarder Sm<sup>3</sup> til Belgia, 2,5 milliarder Sm<sup>3</sup> til Spania, 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tsjekkia og 0,4 milliarder Sm<sup>3</sup> til Østerrike, jf figur 1.9.5.c. Figur 1.9.5.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.

## 1.9.6 PRODUKSJONSAVGIFT

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

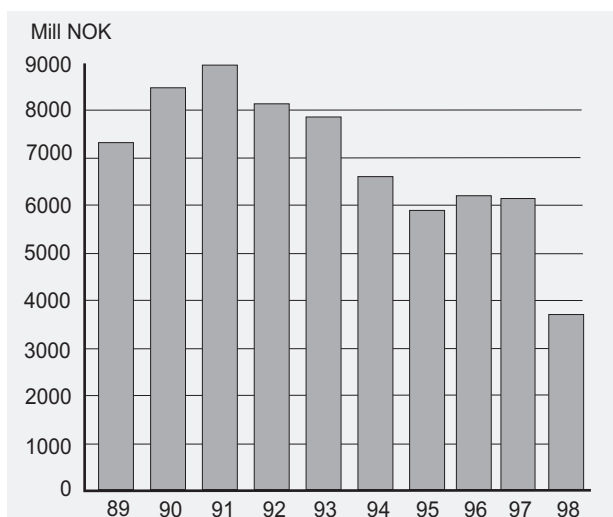
Det skal ikke betales produksjonsavgift av produksjon fra forekomster hvor utbyggingsplan godkjennes eller krav til plan for utbygging og drift frafalles etter 1. januar 1986, jf petroleumsloven § 4-9.

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 avskjningspunktet, og NGL først blir utskilt på et senere stadium, vil det for disse felts vedkommende bli betalt produksjonsavgift av NGL. På den andre siden vil NGL ikke være avgiftsbelagt på de felt hvor NGL på avskjningspunktet er en del av gassen.

**Figur 1.9.6**  
Innbetalt produksjonsavgift 1989-1998



## Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1998 innbetalt kroner 3 754 908 803,- i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.9.6.a viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1997 og 1998. Figur 1.9.6 viser innbetalt produksjonsavgift 1989 - 1998.

**Tabell 1.9.6.a**

**Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1997 og 1998 (millioner NOK)**

Produkt	Felt/område	1997	1998
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 968,7	1 247,7
"	Statfjord	2 126,7	1 248,7
"	Murchison	13,6	19,5
"	Heimdal	21,1	10,8
"	Oseberg	1 170,2	662,5
"	Gullfaks	882,9	524,8
NGL	Ekofiskområdet	27,1	33,2
"	Valhall	5,3	5,7
"	Ula	2,0	1,2
"	Murchison	1,1	0,8
"	Friggområdet	*1,6	0,0
<b>SUM</b>		<b>6 220,3</b>	<b>3 754,9</b>

\*Tilbakebetalt produksjonsavgift for gass for tidligere år

## Produksjonsavgift olje

Det er i 1998 innbetalt kroner 3 714 081 511,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet, Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 1.9.6.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 vel 17 prosent i 1998 dels på grunn av lavere produksjon på de feltene hvor det er produksjonsavgift, men også på grunn av opphør av produksjonsavgift på Ekofisk (utvinningstillatelse 018) fra og med 7. august 1998 i forbindelse med at det nye prosessanlegget (Ekofisk II) ble tatt i bruk. I tillegg kommer betydelig lavere oljepriser i 1998 i forhold til året før, slik at innbetalt produksjonsavgift er redusert med i alt 39,4 %.

## Produksjonsavgift NGL

Det er i 1998 innbetalt kroner 40 827 292,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 1.9.6.c viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

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

Det er en økning i innbetalt avgift på NGL fra 1997 til 1998 på vel 10 prosent.

**Tabell 1.9.6.b**  
**Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1998
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	924 927 751	322 791 925	1 247 719 676
Statfjord	766 821 271	481 899 159	1 248 720 430
Murchison	9 225 124	10 298 080	19 523 204
Heimdal	8 634 713	2 200 307	10 835 020
Oseberg	336 505 204	325 943 085	662 448 289
Gullfaks	320 582 439	204 252 453	524 834 892
<b>SUM</b>	<b>2 366 696 503</b>	<b>1 347 385 008</b>	<b>3 714 081 511</b>

**Tabell 1.9.6.c**  
**Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1998
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	17 449 107	15 712 709	33 161 816
Amocogruppen (Tor)	4 156	-11 403	-7 247
Sum Ekofiskområdet	17 453 263	15 701 306	33 154 569
Valhall	4 010 211	1 641 740	5 651 951
Ula	961 885	279 043	1 240 928
Murchison	398 007	381 837	779 844
<b>Sum alle felt</b>	<b>22 823 366</b>	<b>18 003 926</b>	<b>40 827 292</b>

## 1.9.7 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1998 innkrevd kroner 662 810 115,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

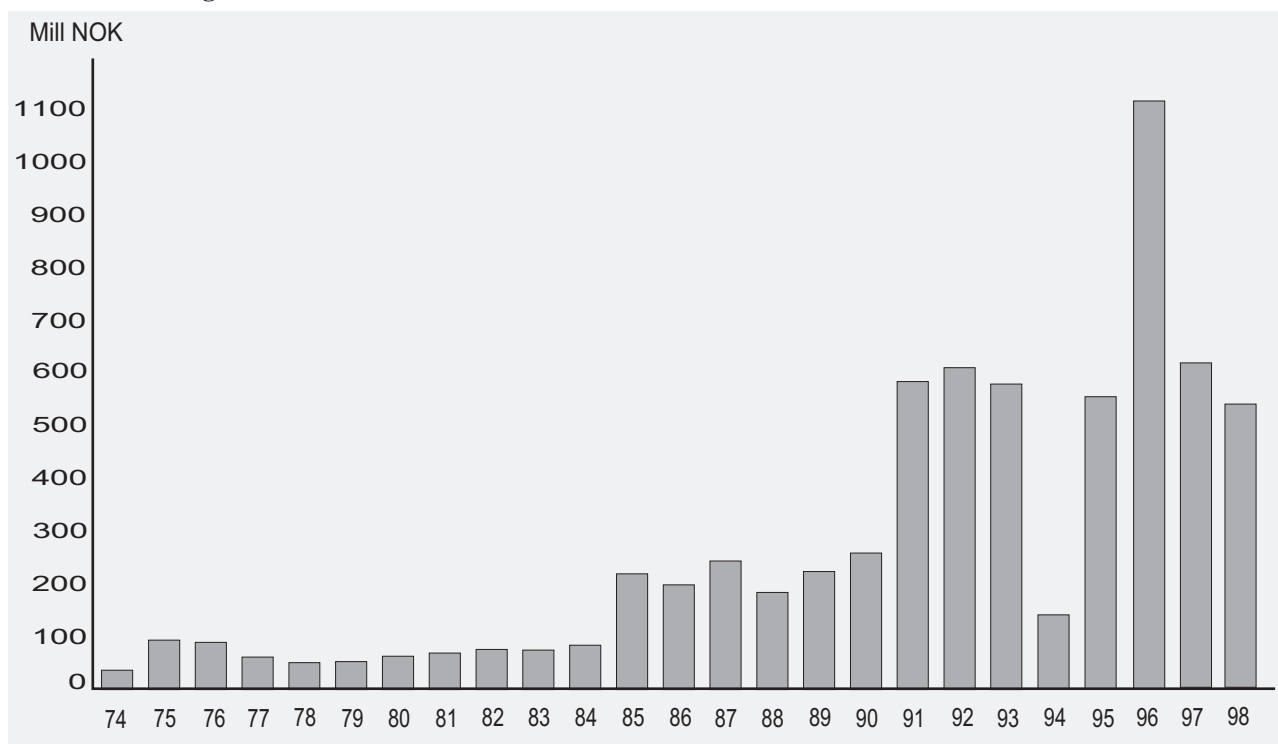
**Tabell 1.9.7**  
**Arealavgift fordelt på utvinningstillatelser**

Utvinningsstillatelser tildelt per år	NOK
1965	68 721 181
1969	35 138 027
1971	3 184 977
1973	4 772 000
1975	9 718 500
1976	- 22 800 000
1977	3 518 399
1978	- 13 087 500
1979	- 20 805 000
1981	17 476 083

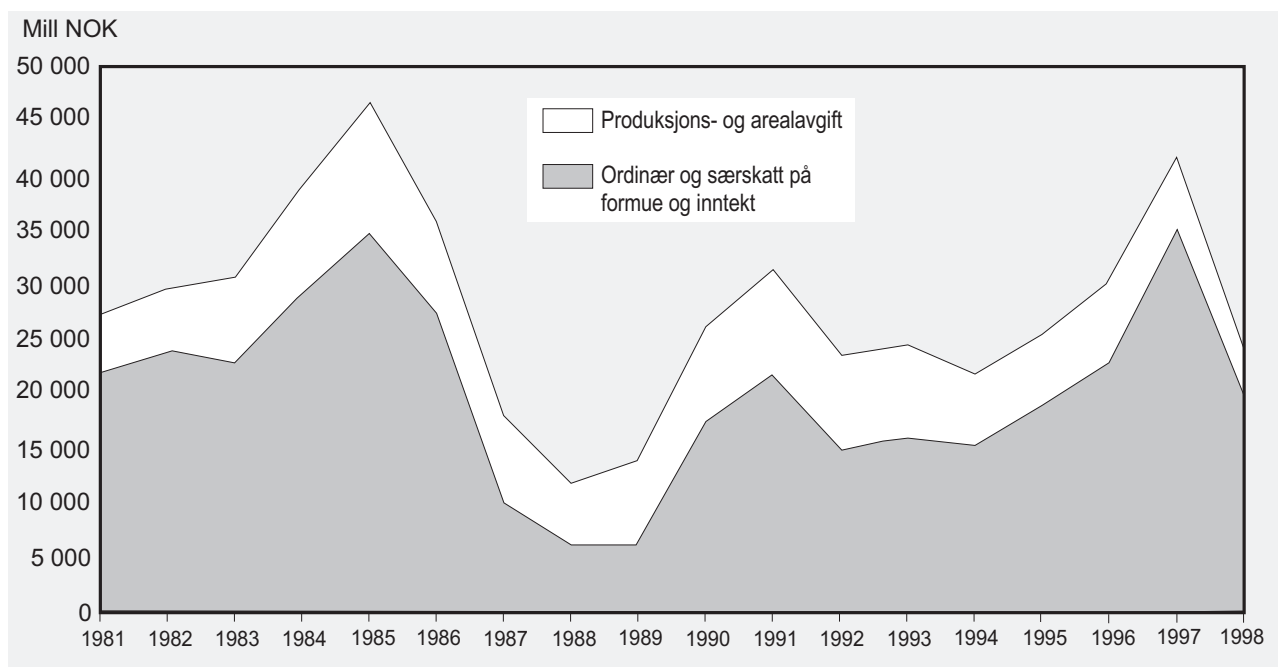
1982	13 814 763
1983	65 273 919
1984	115 303 083
1985	97 710 316
1986	44 443 411
1987	26 187 448
1988	75 479 575
1989	31 016 054
1991	100 412 357
1992	1 089 572
1993	2 106 274
1995	721 000
1998	3 415 676
<b>Totalt</b>	<b>662 810 115</b>

Oljedirektoratet har refundert kroner 136 262 241,- i arealavgift i 1998. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 019B, 033, 037, 050, 053 og 079.

**Figur 1.9.7.a**  
**Innbetalt arealavgift 1974-1998**



**Figur 1.9.7.b**  
**Totalt innbetalte skatter og avgifter 1981-1998**



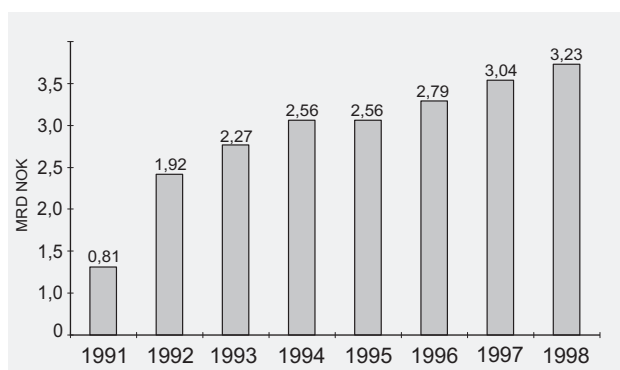
Figur 1.9.7.a viser netto innbetalt arealavgift 1974 - 1998. Nye satser for arealavgift ble gjort gjeldende for avgiftsåret 1998, jf petroleumforskriften § 39. Dette innebar at arealavgiften for 1998 som ble innbetalt 31.12.1997 etter gamle satser, måtte justeres. I tillegg ble det tatt inn en ny regel i petroleumforskriften § 39 sjette ledd om at rettighetshaver kunne søke om 40 prosent reduksjon i den

til enhver tid gjeldende sats for beregning av arealavgift dersom forkjøpsretten i utvinningstillatelsen ble oppgitt. Produksjons- og arealavgiften for 1998 utgjorde 18 prosent av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel var i 1989 med 53 prosent. Figur 1.9.7.b viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1981 - 1998.

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

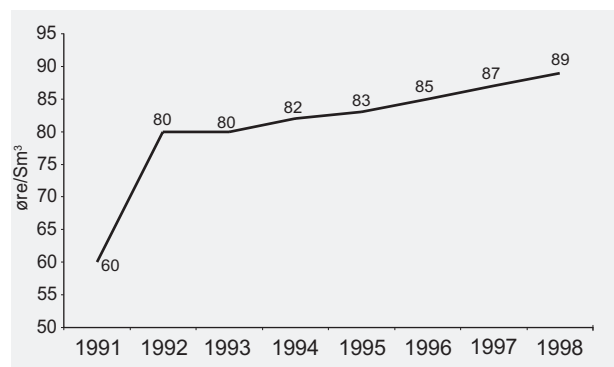
Lov 21. desember 1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen trådte i kraft 1. januar 1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO<sub>2</sub>-avgiften og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven, se figur 1.9.8.a.

**Figur 1.9.8.a**  
Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift 1991-1998 i mrd NOK



Avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass eller ren CO<sub>2</sub> som slippes ut til luft på innretning som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. CO<sub>2</sub>-loven pålegger også selskapene å beregne avgift for aktivitet på norske innretninger for transport av petroleum som strekker seg utover kontinentalsokkelen. For

**Figur 1.9.8.b**  
Avgiftssats for CO<sub>2</sub>-avgiften (øre/Sm<sup>3</sup>)



**Tabell 1.9.8**  
Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift i 1. og 2. halvår 1998 (NOK)

Felt:	1.halvår	2.halvår	Totalt 1998
Ekofiskområdet	368 814 492	384 411 835	753 226 327
Friggområdet	13 431 362	13 074 957	26 506 319
Gullfaks A+B+C	160 160 051	168 900 408	329 060 459
Yme	19 735 981	20 125 792	39 861 773
Gyda	19 277 770	18 749 025	38 026 795
Heimdal	18 065 644	17 060 980	35 226 624
Hod	101 094	80 456	181 550
Murchison	12 725 902	10 019 406	22 745 308
Oseberg A+B+C	153 663 750	151 368 530	305 032 280
Brage	33 935 220	36 066 360	70 001 580
Sleipner	123 098 168	130 529 892	253 628 060
Statfjord A+B+C	225 529 294	230 833 114	456 362 408
Ula	22 849 642	26 170 221	49 019 863
Valhall	44 773 908	46 486 179	91 260 087
Veslefrikk	28 652 501	33 019 849	61 672 350
Snorre	65 863 071	71 308 648	137 171 719
Draugen	29 782 614	35 821 414	65 604 028
Troll A	919 540	894 379	1 813 919
Troll B	40 681 200	47 422 760	88 103 960
Heidrun	65 544 086	62 351 389	127 895 475
Njord A	25 611 060	26 640 370	52 251 430
Norne	16 213 245	33 751 954	49 965 199
Odin*	0	-3 445 589	-3 445 589
<b>Transportsystemer:</b>			
Norpipe	97 581 385	74 655 631	172 237 016
Statpipe	2 899 286	2 637 719	5 537 005
<b>Sum</b>	<b>1 589 910 266</b>	<b>1 639 035 679</b>	<b>3 228 945 945</b>

\*Refusjon av for mye innbetalt avgift i 1994-96.

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 1997 og i 1. halvår 1998 satt til henholdsvis kroner 0,87 og 0,89 per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 0,87 og 0,89 per liter diesel, avgift 2. halvår 1,07 kr/m<sup>3</sup>.per liter diesel, som brennes/slippes ut til luft. 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 1998. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 3 228 945 945,- i 1998. Figur 1.9.8.b viser avgiftssats for CO<sub>2</sub>-avgiften.

## 2. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

### 2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratets myndighetsutøvelse er basert på en helhetlig forvaltning på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. Direktoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar. Videre benyttes bistand fra andre fagetater på områder der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø utøves som tilsyn med industriens styring av egen virksomhet. Dette forutsetter at regelverket blir utformet og tilsynet gjennomført på en måte som underbygger aktørenes ansvar for å drive virksomheten forsvarlig og i samsvar med de formelle rammer for petroleumsvirksomheten.

Tilsynet med hvordan regelverket etterleves, rettes dermed først og fremst styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø. Oljedirektoratet søker gjennom tilsynsvirksomheten å stimulere forbedringsprosesser i selskapene, såvel som å evaluere selskapenes evne til å styre sin virksomhet i samsvar med myndighetenes og selskapenes egne krav.

Nye samarbeidsformer i næringen har ført til at enkelte entreprenører har fått mer helhetlige oppgaver og større ansvar enn tidligere. Som en følge av dette, har Oljedirektoratet i 1998 også gjennomført tilsyn direkte overfor entreprenører.

Oljedirektoratet legger opp til kontinuitet, systematikk og langsiktighet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø. For å oppnå dette, søker direktoratet å danne seg et bilde av utviklingstrekk på dette området over tid, både i næringen som helhet og i det enkelte selskap. På områder der utviklingen ikke er som forventet, kan Oljedirektoratet dermed prioritere tiltak overfor næringen som helhet, mot rettighets-haverne i en utvinningstillatelse, mot det enkelte operatørselskap eller mot andre aktører.

### 2.2 AKTIVITETSNIVÅ OG OLJEPRIS - KONSEKVENSER FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Operatørselskapenes aktivitetsplaner ble i 1998 sterkt preget av det kraftige fallet i oljeprisen, som ved slutten av året synes å kunne vedvare en tid framover. Denne utviklingen har intensivert oljeselskapenes anstrengelser for å redusere kostnadene så vel til investeringer som til drift. Dette gir seg utslag blant annet i:

- reduksjon i planlagt letevirksomhet
- utsettelse av utbyggingsplaner
- utskilling av sekundære funksjoner ("outsourcing")
- sammenslåing av selskaper
- reduksjon av driftskostnader
- reduksjon av bemanning

Samtlige av disse tiltakene kan gi negative effekter på sikkerhet og arbeidsmiljø, direkte eller indirekte, særlig dersom prosessene som fører fram til de forskjellige beslutningene, ikke styres på en god måte.

### Reduksjon i driftskostnadene

Selskapenes bestrebelser på å redusere driftskostnadene vil kunne skape utfordringer med hensyn til sikkerhet og arbeidsmiljø. Dette gjelder i første rekke for eksisterende innretninger, fordi disse er konstruert og bygget med et gitt behov for bemanning, vedlikehold, beredskap, mm.

Oljedirektoratets forskrifter stiller ikke spesifikke krav til hvordan virksomheten skal organiseres, og dermed heller ikke til bemanning. Omorganisering, herunder bemanningsreduksjon med sikte på å optimalisere bemanningen, utgjør derfor ikke i seg selv noe brudd på regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø, såfremt slike prosesser blir gjennomført i samsvar med krav i regelverket, for eksempel hva angår arbeidstakermedvirkning. Det er først når endringene gir seg utslag i form av uforsvarlig virksomhet at det finnes et formelt grunnlag for å gripe inn.

Slike virkninger kan ha et relativt langt tidsperspektiv, og vil kunne ta lang tid å rette opp, dersom de først får oppstå. Det vil derfor være for defensivt av direktoratet å avvente en negativ utvikling før det planlegges tiltak som kan motvirke en uønsket utvikling. I løpet av 1998 har Oljedirektoratet derfor prioritert tilsyn mot operatørselskapenes styring av organisatoriske endringer, og vil i planlegging av aktivitetene i 1999 legge opp til en tett oppfølging på dette området.

### Redusert aktivitetsnivå

At aktivitetsnivået senkes med hensyn til letevirksomhet og utbygging av nye felt, har ingen umiddelbar negativ effekt på sikkerhet og arbeidsmiljø. Tvert imot kan et redusert aktivitetsnivå kortsiktig gi en gevinst på dette området, ettersom det gjennom noen år har vært en så stor økning i aktivitetsnivået at en har kunnet stille spørsmål om det har vært tilstrekkelig kapasitet til å gjennomføre oppgavene på en tilfredsstillende måte.

Direktoratet frykter imidlertid at organisasjonsendringer og nedbemanning i virksomheten skal føre til at verdifull kompetanse går tapt. Dersom eller når oljeprisen igjen øker, vil det relativt raskt kunne bli et betydelig oppsving i aktivitetsnivået. Det kan da ta lang tid å gjenoppbygge den tapte kompetansen. Dersom dette forhold ikke blir reflektert i aktivitetsnivået, vil utviklingen innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel kunne bli satt tilbake i tid.

## 2.3 OLJEDIREKTORATETS TILSYNSVIRKSOMHET

### 2.3.1 OMFANG AV TILSYNET

Oljedirektoratet bruker en betydelig del av personellressursene i tilsynet med hvordan de ansvarlige selskapene ivaretar sine plikter i forhold til regelverkets krav. Denne ressursbruken er gjenstand for refusjon fra de selskapene tilsynet retter seg mot etter *forskrift om refusjon av utgifter for tilsyn med sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning*



i *petroleumsvirksomheten*. Det refunderbare tilsynet omfatter direktoratets aktiviteter knyttet til:

- planlegging av tilsynet
- behandling av søknader om utvinningstillatelse
- behandling av planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD)
- behandling av samtykkesøknader
- systemrevisjoner og verifikasjoner, inkl. for- og etterarbeid, reisetid etc.,
- deltakelse i statusmøter med prosjektene
- deltakelse i komitémøter med rettighetshaverne
- oppfølging av fare- og ulykkesituasjoner
- beredskapsøvelser
- behandling av rapporter om hendelser ol
- behandling av søknader om fravik fra regelverket
- enkeltvedtak og annen bruk av virkemidler
- møter med berørte etater
- ledelse og administrasjon

I 1998 ble kostnadene for 57 793 arbeidstimer refundert av selskapene. I tillegg dekkes kostnader for bruk av bistand fra andre offentlige etater, konsulentbistand i tilsynet, reiseutgifter ol.

Siden Oljedirektoratet innførte dagens system for registrering av timeforbruk, har det refunderbare timeforbruket utgjort:

1991	-	40 446 timer
1992	-	47 614 timer
1993	-	54 611 timer
1994	-	60 715 timer
1995	-	60 661 timer
1996	-	59 989 timer
1997	-	56 817 timer
1998	-	57 793 timer

Oljedirektoratets bemanning har vært noenlunde uforandret gjennom disse årene. Økningen i refunderbare timer i årene 1991-1994 skyldes hovedsakelig bedring av direktoratets rutiner for registrering av de ulike aktivitetene. De relativt små variasjonene i de senere årene skyldes årlig tilpasning til andre prioriterte aktiviteter, som f.eks regelverksutvikling.

Til sammenligning har petroleumsvirksomheten i perioden 1990-1998 vist følgende utvikling:

- antall innretninger har økt med 140 prosent
- antall felt i produksjon har økt med 80 prosent
- antall letebrønner har økt med 45 prosent
- antall utvinningsbrønner har økt med 145 prosent
- produksjonen av olje og gass har økt med 100 prosent
- samlet lengde av transportrørledninger har økt med 125 prosent
- antall sysselsatte i petroleumsvirksomheten har økt med 35 prosent

Oljedirektoratet har i dette tidsrommet gjennomført flere tiltak for å øke den interne effektiviteten. I tillegg til at de prinsipper som legges til grunn for direktoratets tilsyn i seg selv anses å være effektiviserende, er det oppnådd

effektiviseringsgevinster gjennom en nøye prioritering av arbeidsoppgaver og gjennom bruk av moderne informasjonsteknologi.

Direktoratets oppgaver og arbeidsmengde innenfor sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltningen bestemmes ikke bare av volumet av petroleumsvirksomheten som vist i oversikten over, men av forhold som aldring av innretninger, utvikling og bruk av ny teknologi og ikke minst av industriens bestrebelser for å redusere kostnadene.

Over et lengre tidsperspektiv vil det være en sammenheng mellom omfanget av petroleumsvirksomheten og størrelsen av forvaltningsapparatet. På kortere sikt ser direktoratet det imidlertid som uheldig å redusere omfanget av tilsynet med petroleumsvirksomheten på bakgrunn av relativt kortsiktige svingninger i aktivitetsnivået. Nettopp på grunn av de negative virkningene som kan oppstå som direkte og indirekte følger av lav oljepris, er det mer enn noen gang nødvendig å opprettholde det "mottrykk" som myndighetenes tilsyn øver mot næringen.

Det nivået på sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten som er oppnådd, og som Stortinget har ønsket, er nådd gjennom langsiktighet i industriens og myndighetenes innsats. Dersom utviklingen blir dreid i negativ retning, vil det kunne ta lang tid å gjenopprette dagens standard. En jevn, kontinuerlig ressursbruk fra myndighetenes side må derfor forventes å gi bedre resultater enn ved å ned- og oppjustere innsatsen i takt med det kortsiktige aktivitetsnivået i petroleumsvirksomheten.

### 2.3.2 SELSKAPENES STYRING MED ORGANISATORISKE ENDRINGER

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, entreprenør og underleverandør, samt stor grad av parallelle aktiviteter.

I 1998 har Oljedirektoratet videreført tilsynet rettet mot organisasjonsendringer i driftsfasen. I tillegg har direktoratet rettet fokus mot etablering av organisasjon for og bemanning av nye innretninger.

#### Erfaringer og observasjoner fra tilsyn med felt i drift

Erfaringene fra Oljedirektoratets tilsyn med operatørenes styring av organisatoriske endringer knyttet til felt som er i driftsfasen, kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

- Selskapene undervurderer kompleksiteten i endringsprosessene, det fokuseres på mål - i liten grad på prosessen.
- Selskapene benytter i liten grad tilgjengelige prosjektstyringsverktøy.
- Konsekvensvurderinger av endringsplanene er ofte mangelfulle.

- Liten grad av oppfølging av antagelser og forutsetninger etter at endringene er iverksatt.
- De beste resultater oppnås der prosjektgjennomføringen har vært formalisert og der arbeidsstyrken har medvirket.

## **Erfaringer og observasjoner fra tilsyn med nye utbyggingsprosjekter**

Nye utbyggingsløsninger med lavbemannet drift, nye organisasjonsformer og endret fordeling av oppgaver mellom innretning og organisasjonen på land, stiller større krav til systematisk analyse av arbeidsoppgavene for å kunne fastsette kompetanse- og bemanningsbehovet, og som grunnlag for rekrutterings- og opplæringsplaner.

Oljedirektoratet har i 1998 ført tilsyn med etableringen av nye driftsorganisasjoner. Det har vært en positiv utvikling i bruken og forståelsen av analyser, men det er fortsatt behov for en bedre klargjøring av antakelser og forutsetninger som legges til grunn, slik at det i driftsfasen kan følges opp om disse er ivaretatt.

Erfaringene fra Oljedirektoratets tilsyn med operatørens planlegging og styring av organisasjonsetablering for nye utbyggingsprosjekter, kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

- Selskapene legger gjennomgående opp til stramme bemanningsplaner med bruk av fleksible organisasjonsformer, flerfaglighet, "utrykningslag", og hvor flere funksjoner blir ivaretatt av organisasjonen på land.
- Bemanningsnivået fastsettes tidlig, ofte før reelle aktivitetsanalyser er gjennomført.
- Bemanningsstudier i prosjektfasen er av varierende kvalitet, men med en positiv tendens til økt bruk av systematisk tilnærming.
- Antakelser og forutsetninger som legger til grunn klargjøres ikke med sikte på oppfølging i driftsfasen.
- Ambisiøse nye vedlikeholdsstrategier har vist seg vanskelige å innfri.
- IT gir nye muligheter for effektiv organisering, men de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvensene er i liten grad belyst og forventningene til effektiviseringsgevinstene kan være overdrevne.

Oljedirektoratet har lagt vekt på å føre tilsyn med hvordan selskapene planlegger og styrer de organisatoriske endringene og etablering av nye organisasjoner, og med at forutsetninger som gjøres i planleggingen blir fulgt opp. Tilsynet har i stor utstrekning vært basert på dialog med og rådgiving til de ulike parter. Direktoratet har også sett det som et viktig virkemiddel å bidra til erfaringsoverføring mellom selskapene i slike spørsmål.

Tilsynet har vist at det er blitt større forståelse i selskapene for at organisatoriske endringer og etablering av nye organisasjoner krever bruk av planleggings-, styrings- og analyseverktøy, og at arbeidstakermedvirkning er en sentral forutsetning for et godt resultat. Utfordringen blir å vi-

dereføre denne positive utviklingen i lys av økende krav til redusert kostnadsnivå. Oljedirektoratet ser en tendens til at enkelte selskaper fokuserer ensidig på mål i form av besparelser uten å ta tilstrekkelig hensyn til selve prosessen. Erfaringen har vist at en god prosess er en forutsetning for å oppnå besparelser og effektivitet, så vel som for å opprettholde og videreutvikle sikkerhet og arbeidsmiljø.

## **2.3.3 TILSYN I BYGGEFASEN AV FLYTTBARE INNRETNINGER**

Oljedirektoratet igangsatte i første halvår 1998 tilsynsaktiviteter mot operatørselskapenes styring av aktiviteter knyttet til bygging av to flyttbare innretninger. Det gjaldt innretningene "West Future II" og "West Navion", som eies av Smedvig Offshore, og som skulle leies av henholdsvis Norsk Hydro og Statoil for bruk på feltene Troll og Åsgard. Direktoratet planla dette tilsynet på bakgrunn av tidligere erfaringer med flyttbare innretninger, som tilsier at det er viktig og ønskelig å komme i tidligst mulig inngrep med beslutningsprosesser og aktiviteter.

Tilsynsvirksomheten utløste imidlertid en juridisk gjennomgang av det formelle hjemmelsgrunnlaget for Oljedirektoratets tilsyn med aktiviteter i dette stadiet, som førte til at direktoratet avsluttet tilsynsaktivitetene. Etter ønske fra partene som er involvert i de to byggeprosjektene, videreføres kontakten derfor innenfor rammen av direktoratets veiledningsvirksomhet.

## **2.3.4 TILSYN MED INDUSTRIENS HÅNDTERING AV IT-PROBLEMER VED ÅRTUSENSKIFTET**

Oljedirektoratet har arbeidet med år 2000-problemet siden slutten av 1997. Direktoratet har fulgt opp operatørens arbeid gjennom spørreundersøkelser, møter og revisjoner. Direktoratet har spesielt vært opptatt av mulige virkninger av problemer ved overgangen til år 2000 med hensyn til

- sikkerhet for mennesker og miljø
- leveransesikkerhet for gass til mottakere på kontinentet
- regularitet i oljeproduksjonen

Sommeren 1998 kalte oljedirektøren operatørselskapene inn til et møte der Oljedirektoratet uttrykte forventningene til operatørselskapenes håndtering av år 2000-problemet. I samsvar med Regjeringens oppfølgingsplan av april 1998, tok Oljedirektoratet initiativ til at det ble utført risiko- og sårbarhetsanalyse for gassleveransene fra norsk sokkel.

Operatørene har etablert et samarbeidsforum - Y2k Oil and Gas Forum - for å utveksle informasjon og erfaringer og skape forståelse for viktigheten av å prioritere håndteringen av denne spesielle problematikken. Oljedirektoratet deltar som observatør på de månedlige møtene i dette forumet.

## 2.4 REGELVERKSUTVIKLING

### 2.4.1 UTVIKLING AV NY REGELVERKSSTRUKTUR

Oljedirektoratet har, sammen med Statens forurensnings-tilsyn og Helsetilsynet, samt i samarbeid med næringen, i 1998 videreført arbeidet med å revidere regelverket på området sikkerhet, arbeidsmiljø, helse og ytre miljø. Arbeidet ble igangsatt i 1997 med utgangspunkt blant annet i ny petroleumslov med tilhørende forskrifter fastsatt ved kongelig resolusjon, som trådte i kraft 1.7.1997, samt underliggende regelverk.

Det ble i 1998 besluttet 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.

Tre-parts regelverksforumet "Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling" (ERR) har gitt sin generelle tilslutning til strukturen i det nye regelverket. Gjennom ERR involveres de berørte parter i arbeidet med å utarbeide innholdet i de fire nye forskriftene, slik Oljedirektoratet har god erfaring med fra tidligere regelverksutvikling.

Revisjonsarbeidet har ikke som mål å skjerpe kravene til virksomheten, men å videreføre den gjeldende regulering innenfor rammen av en ny regelverksstruktur. En slik omlegging vil, slik direktoratet ser det, gjøre regelverket mer tilgjengelig og gi tilsynsmyndighetene mer helhetlige og effektive styringsinstrumenter. Formålet er videre å legge til rette for større grad av utnyttelse av anerkjente industristandarder, øke forutsigbarheten ved anvendelse av regelverket overfor flyttbare innretninger, legge til rette for mer helhetlig og tverrfaglig tilnærming til saksområder og tilpasse regelverket bedre til strukturen i EØS-regelverket.

Arbeidet i 1998 har vært konsentrert om å utarbeide innholdet i de fire forskriftene. Etter planen skal utkastene være klar for høring i løpet av høsten 1999, med sikte på ferdigstilling fra myndighetenes side i midten av 2000.

### 2.4.2 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 1998 foretatt endringer i regelverket. Forslag til endringer i regelverket som vil bli gjort gjeldende i juni 1999, har vært ute til høring i næringen.

### 2.4.3 REFERANSER TIL NASJONALE OG INTERNASJONALE INDUSTRI- STANDARDSER I SOKKELREGELVERKET

Oljedirektoratet sikter mot at det samlede regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten skal være utformet mest mulig rasjonelt, blant annet ved at det så langt som mulig gjøres referanser til anerkjente nasjonale og internasjonale industristandarder i regelverket. I forbindelse med de årlige revisjonene har direktoratet vært i dialog med Norsk Teknologistandardisering/Norsok med sikte på å innarbeide referanser til Norsok-standarder i regelverket. Per i dag er det innarbeidet eller foreslått innarbeidet referanser til 38 Norsok-standarder.

Videre har det også i 1998 vært en løpende oppfølging av internasjonalt standardiseringsarbeid i regi av ISO/IEC og CEN/CENELEC på de områdene som grenser inn mot regelverket.

## 2.5 VEILEDNING OG INFORMASJON

Oljedirektoratet legger opp til at alle parter som er berørt av forvaltningsutøvelsen, skal kunne få en best mulig veiledning med hensyn til forståelse av regelverk og tilsynsordning. Direktoratet ser denne delen av virksomheten som et vesentlig bidrag i bestrebelsene for å oppnå en best mulig etterlevelse av intensjoner og krav i regelverket. For næringens del vil veiledningsvirksomheten kunne bidra til å unngå unødvendige kostnader som følge av misforståelser og "overtolkning" av forskriftenes krav til sikkerhet og arbeidsmiljø.

En stadig økende del av veiledningsvirksomheten er orientert mot prosjektering og bygging av flyttbare innretninger "på spekulasjon", det vil si innretninger der det ikke foreligger søknad om samtykke fra et operatørselskap om en spesifikk anvendelse på norsk sokkel.

Flyttbare innretninger bygges vanligvis på byggeplasser som har det meste av sin erfaring og kunnskap fra bygging av skip og dermed til maritimt regelverk. Petroleumsregelverket har en annen tilnæringsmåte til sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål, som særlig verft i utlandet har vanskeligheter med å forholde seg til. Det er derfor et stort behov for så vel en generell kunnskapsformidling om prinsippene i regelverk og tilsyn som for avklaringer av mer spesifikk natur. Dette behovet synes å være gjennomgående for alle aktører i denne bransjen.

### 2.5.1 ORDNING MED FORHÅNDSUTTALELSE FOR FLYTTBARE INNRETNINGER

Fra rederinæringens side er det over lengre tid tatt til orde for at det bør utvikles en ordning med en form for "forhåndsuttalelse" for flyttbare innretninger. I 1998 ba Kommunal- og regionaldepartementet Oljedirektoratet om å begynne arbeidet med å utvikle en slik ordning.

Hensikten med ordningen skal være å bidra til å gi eiere av flyttbare innretninger som ikke har inngått kontrakt

om bruk på norsk sokkel, en bedre forutsigbarhet med hensyn til innretningens egnethet i forhold til petroleumregelverkets krav.

For å utvikle en slik ordning ble det høsten 1998 opprettet en arbeidsgruppe, som ledes av Oljedirektoratet. I gruppen deltar ellers Norges Rederiforbund, Oljeindustriens Landsforening, Landsorganisasjonen i Norge, Oljeindustriens Fellessammenslutning, Sjøfartsdirektoratet, Det norske Veritas, Teknologibedriftenes Landsforening og Norsk Forening for Rettighetshavere.

Arbeidet er planlagt gjennomført så raskt som mulig, om mulig i løpet av 1999.

## 2.6 ULYKKER MED PERSONSKADE

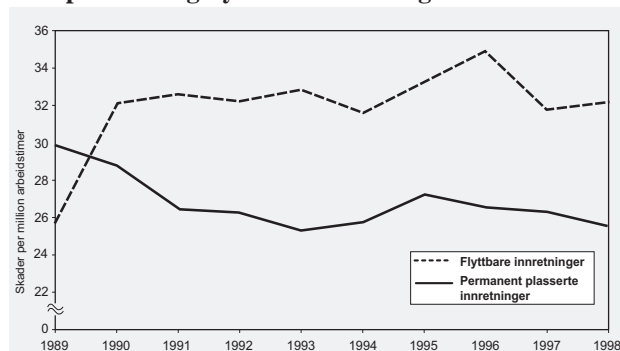
### 2.6.1 RAPPORTERING AV PERSONSKADER

Oljedirektoratet mottar fortløpende meldinger om personskader som inntreffer på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser meldes til direktoratet umiddelbart. I tillegg til denne umiddelbare meldingen skal alle personskader som fører til medisinsk behandling eller fravær inn i neste 12-timers skift, meldes til Oljedirektoratet på egen blankett. Blanketten benyttes også for melding av arbeidsulykker til Rikstrygdeverket. Registrering av opplysningene på blankettene danner grunnlag for statistikk som blant annet gjengis her i årsberetningen. Detaljerte tabeller på grunnlag av disse registreringene finnes i kapittel 7.7.

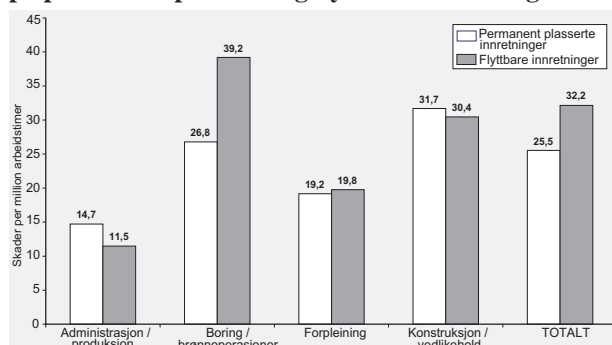
Figur 2.6.1.a indikerer at det er en høyere risiko forbundet med å arbeide på flyttbare innretninger i forhold til på permanent plasserte innretninger. Den totale personskadefrekvensen relatert til antall arbeidstimer som er utført på innretningene, er i gjennomsnitt 26% høyere på flyttbare enn på permanent plasserte innretninger. I tillegg til skadene som inngår i framstillingene, ble det rapportert 53 fritidsskader i 1998.

Det inntraff ingen dødsulykker innenfor Oljedirektoratets forvaltningsområde i petroleumsvirksomheten i 1998. Den totale skadefrekvensen for 1998 framgår av figur 2.6.1.b. Figuren viser også skadefrekvensene for

**Figur 2.6.1.a**  
Personskadefrekvens relatert til arbeidstid på permanent plasserte og flyttbare innretninger.



**Figur 2.6.1.b**  
Personskadefrekvens i 1998 innenfor hovedaktivitetene på permanent plasserte og flyttbare innretninger.



hovedaktivitetene på innretningene. På flyttbare innretninger framtrer bore- og brønnoperasjoner som mest risikofylt og det er aktivitetene i boreområdet som bidrar mest til den forholdsvis høyere skadefrekvensen. Det er viktig å merke seg at disse aktivitetene omfatter den største personellgruppen og således står for over 50% av arbeidstimer som ble utført på flyttbare innretninger.

I 1998 ble to av skadetilfellene gjenstand for politietterforskning.

### 2.6.2 PERSONSKADER PÅ PERMANENT Plasserte og Flyttbare Innretninger

På permanent plasserte innretninger finnes den største personellgruppen innenfor vedlikehold og konstruksjon med ca 46% av arbeidstimer. Dette tallet er noe lavere enn de foregående årene, men fremdeles skjer det forholdsvis flest skader innenfor disse aktivitetene på de permanent plasserte innretningene.

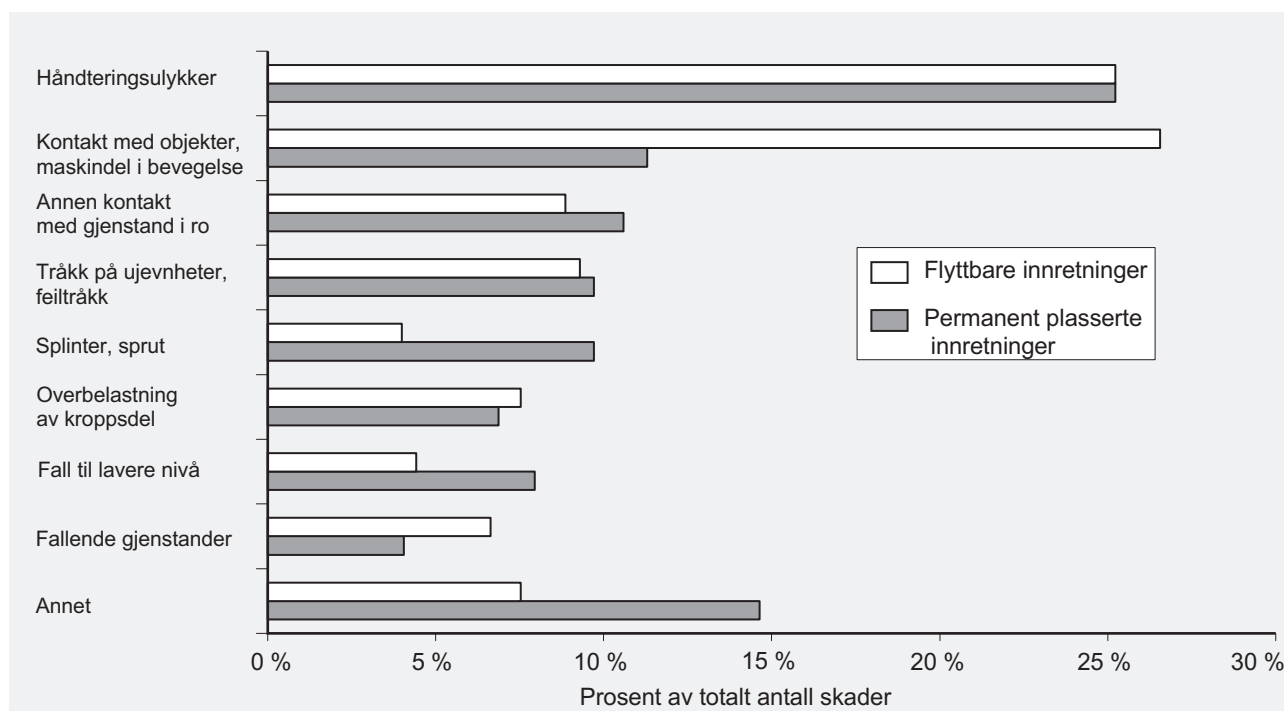
Kategorien administrasjon og produksjon har som forventet den laveste skadefrekvensen både på permanent plasserte og på flyttbare innretninger. En noe høyere skadefrekvens i denne kategorien på permanent plasserte innretninger antas å henge sammen med at aktiviteter i prosessområdene på permanent plasserte innretninger er inkludert og at disse innebærer høyere risiko enn rent administrativt arbeid.

Figur 2.6.2.a viser hvilke ulykkestyper, i prosent av totalt antall ulykker, som forekommer hyppigst på henholdsvis permanent plasserte og flyttbare innretninger. Skader i forbindelse med håndtering av verktøy og utstyr forekommer relativt like hyppig og hovedsakelig som følge av feil bruk eller ved at skadete har inntatt en uheldig stilling i forhold til utstyret som håndteres. Det dreier seg her hovedsakelig om kutt og sårskader. På flyttbare innretninger er personell i boreområdet mest utsatt, mens de fleste håndteringsulykkene på permanent plasserte innretninger skjer i prosessområdet. Håndteringsulykker er også den vanligste årsak til skader blant forpleiningspersonell.

Skader som forårsakes av uforsiktig arbeide på utstyr eller maskindeler som er i bevegelse, forekommer forholds-

**Figur 2.6.2.a**

**Relativ fordeling av ulykker ut fra skadeårsak på permanent plasserte og på flyttbare innretninger.**



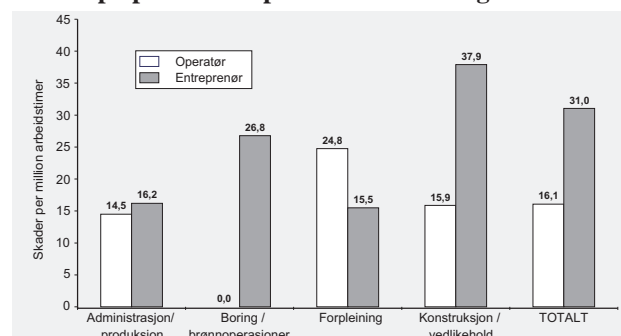
vis hyppigere på flyttbare innretninger enn på permanent plasserte. Igjen er årsaken ofte at det inntas en uheldig posisjon i forhold til sikkerhetssoner rundt utstyret, men også at personell blir truffet av deler som løsner.

Forstuinger eller slagskader etter snubling og fall forekommer oftere på permanent plasserte innretninger enn på flyttbare. De fleste av disse skjer på glatte dekskflater og i trapper. En forholdsvis høyere andel av øyeskader på permanent plasserte innretninger kan indikere at bruken av øyevern ikke tas alvorlig nok. Ellers er fordelingen mellom skadeårsakene omtrent som i tidligere år.

Figur 2.6.2.b viser at entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger er mer utsatt for skader enn operatøransatt personell. På flyttbare innretninger har operatørselskapene som oftest bare få representanter og bare to operatøransatte ble skadet på flyttbare innretninger i 1998. Gruppen forpleiningspersonell skiller seg ut ved at skadefrekvensen er høyest for operatøransatte og dessuten har

**Figur 2.6.2.b**

**Personskadefrekvens for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger i 1998.**



økt i 1998 sammenlignet med 1997, mens det for innleid forpleiningspersonell har vært en reduksjon i skadefrekvensen.

Flere opplysninger om personskader er tatt inn i kapittel 7 - Statistikk og oversikter.

Tabell 7.7.a gir en oversikt over personskader og arbeidstimer på permanent plasserte innretninger de siste ti årene, mens figur 7.7.a viser utviklingen i personskadefrekvensen i den samme perioden.

Tabell 7.7.b viser fordelingen av skader og arbeidstimer på henholdsvis operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger de siste ti årene.

Figur 7.7.b viser hvordan personskadefrekvensen for 1998 er fordelt på henholdsvis operatør- og entreprenøransatte.

Tabell 7.7.c er en krysstabell mellom yrke og typer skadehendelser på permanent plasserte innretninger for 1998 og for femårsperioden 1993-97.

Tabell 7.7.d gir en oversikt over personskader og arbeidstimer på flyttbare innretninger de siste ti årene, mens figur 7.7.b viser utviklingen i personskadefrekvensen i den samme perioden.

Tabell 7.7.e er en krysstabell mellom yrke og typer skadehendelser på flyttbare innretninger for 1998 og femårsperioden 1993-97.

## 2.7 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Oljedirektoratet har i de siste årene arbeidet for at selskapene skal etablere dette som arbeidsmiljøindikator, og bruke denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet. Det er derfor

positivt at flere selskaper er i ferd med å sidestille frekvensen av arbeidsbetingede sykdommer med frekvensen for personskader.

Det ble mottatt 833 meldinger om arbeidsbetinget sykdom i 1998, fordelt med 264 på operatøransatte og 567 på entreprenøransatte. Dette er en økning i totalt antall meldinger på 32% fra 1997, og gir en meldefrekvens på 27,1 tilfeller per million arbeidstimer. Denne relativt betydelige økningen skyldes at ett av de store operatørselskapene har begynt å melde flere tilfeller, mens meldefrekvensen har holdt seg noenlunde stabil for de andre selskapene.

Dersom en ser bort fra hørselsskader på grunn av støy (100 tilfeller), blir frekvensen av andre sykdommer 23,8 tilfeller per million arbeidstimer. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien. Likevel kan det fremdeles være en viss underrapportering, ettersom det fortsatt kommer få meldinger fra enkelte selskap med mange ansatte på sokkelen. Dette synes også å bekrefte av årsaken til økningen i 1998 som nevnt ovenfor.

Oljedirektoratet vil derfor fortsette arbeidet med å få til en mer ensartet meldepraksis ved kontakt med selskapene, blant annet gjennom tilsynsvirksomheten.

Figur 2.7.a viser diagnosegruppefordelingen (i henhold til ICD-klassifikasjon) av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1996-1998. For 1998 er, i likhet med året før, støyindusert hørselstap inkludert og skilt ut som egen gruppe. Dette skyldes at meldeplikten for denne typen sykdommer ble endret 1997 i samsvar med Arbeidstilsynets regelverk. Mens disse tilfellene tidligere skulle meldes summarisk, skal de nå meldes enkeltvis. Dette vil gi bedre muligheter for oppfølging av enkelttilfeller. Selv om det er en vesentlig økning av innmeldte tilfeller av støyindusert hørselstap - fra 41 i 1997 til 100 i 1998, er tallet på

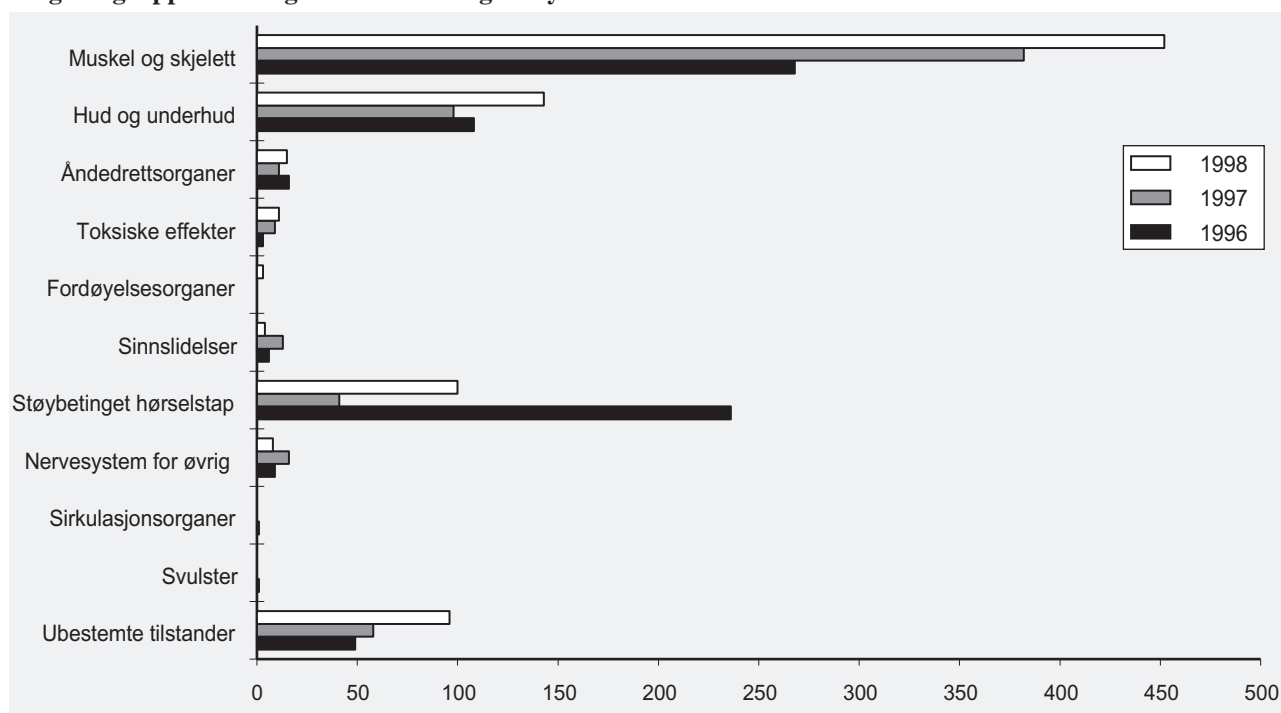
nyoppdagede tilfeller lavt. Det er grunn til å anta at det er blitt registrert flere nye tilfeller enn det som blir rapportert inn til direktoratet.

Som tidligere er muskel-skjelettlidelser (inkludert lidelser i bindevev) dominerende. Denne typen lidelser benevnes vanligvis som belastningslidelser. Disse innbefatter ryggsykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Antallet slike tilfeller har gått noe opp, men andelen belastningslidelser har gått ned, til 54% av de meldte tilfellene i 1998 sammenlignet med 61% i 1997. Selv om økningen sannsynligvis skyldes endring i rapporteringspraksis som nevnt ovenfor, viser det høye antallet at det er viktig å satse på forebyggende arbeid i forhold til denne typen lidelser. Ikke uventet er angitte årsaker til tilfellene i denne gruppen utpreget manuelt arbeid innenfor boring, vedlikehold og forpleining.

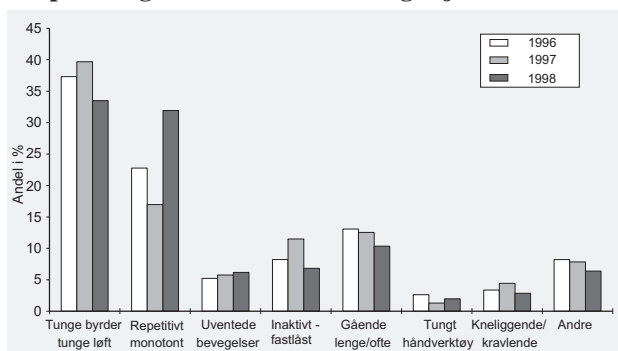
Eksponeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene er oppsummert i figur 2.7.b. I denne figuren er det tatt med data for de tre siste årene.

Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft var oppgitt som den viktigste årsaken til sykdommer i muskel-skjelettsystemet i 1998, og at denne andelen var tilnærmet uendret i forhold til foregående år. En annen viktig årsak til denne typen lidelser var repetitivt monotont arbeid, som økte betydningen som årsaksfaktor fra 17% i 1997 til 32% i 1998. Både tungt og repetitivt monotont arbeid er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen av tilfeller av slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er relativt stor, men litt redusert i forhold til året før. Tunge løft, uventede bevegelser og inaktivt/fastlåst arbeid har ofte resultert i ryggplager (lumbago/ischias). Vanskelig tilkomst, som fører til at arbeid

**Figur 2.7.a**  
**Diagnosegruppefordeling av arbeidsbetingede sykdommer 1996-98**



**Figur 2.7.b**  
**Eksponeringsfaktorer - muskel- og skjelettlidelser**



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 økte, mens andelen var uendret i forhold til året før. En tredel av tilfellene er håndeksem som følge av kontakt med oljebasert boreslam. En del tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, mens epoxy er angitt som årsak til seks tilfeller av kontakteksem, mot ni året før. Med i denne gruppen er også 15 dykkere som har utviklet "dykkehender" under opphold under trykk. Nytt i 1998 er at isocyanater ble angitt som årsak til fire tilfeller av eksem. Andre tilfeller i denne gruppen er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier.

Sykdommer i åndedretsorganene omfatter astma og bronkitt, og tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter, som f.eks. oljedamp og sveiserøyk. I tillegg er det rapportert syv tilfeller av asbestbetinget lungesyk-

dom. Dette er arbeidstakere som har blitt eksponert i tidligere arbeid, spesielt på båt, og som nå har utviklet asbestspesifikke forandringer i lungehinnen. Isocyanateksponering er angitt som årsak til to tilfeller av bronkial astma. Det forhold at det er meldt inn totalt seks tilfeller av sykdom etter isocyanateksponering, viser at det er viktig med fortsatt forebyggende innsats også på dette feltet. Den oppmerksomheten denne typen stoffer har fått de senere årene, kan forklare at det i 1998 ble meldt relativt mange tilfeller av sykdom som kan skyldes isocyanateksponering.

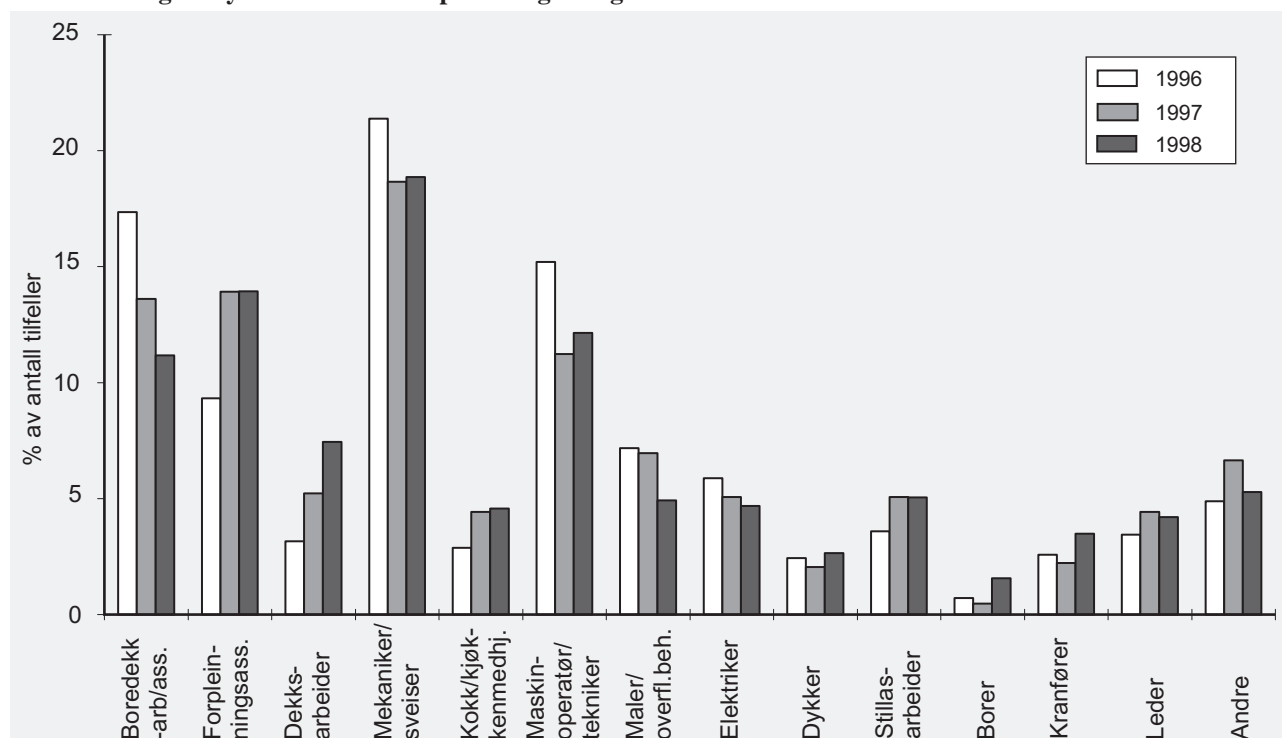
Diagnosene som er gruppert som toksiske effekter, er en samling av ulike symptomer som har oppstått etter eksponering for ulike kjemikalier eller gasser.

Støyskader er nevnt ovenfor. Når det gjelder nervesystemet for øvrig inneholder denne gruppen ulike sykdommer i sanseorganer, slik som irritasjonsskader på øyne og ører.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser. Det synes åpenbart at mange får søvnforstyrrelser etter å arbeide såkalt sving-skift. Denne skiftordningen ble angitt som årsak til 71 tilfeller i denne gruppen mot 43 i 1997 og forklarer således økningen som er observert i 1998.

De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer, er angitt i figur 2.7.c. Siden det de siste årene er blitt sendt inn relativt mange meldinger for arbeidstakere i ledende stillinger, er dette skilt ut som egen kategori. Arbeidere innenfor boring har vanligvis blitt betraktet som utsatte, men tatt i betraktning at denne funksjonen utførte 29,2 % av antall arbeidstimer er andelen tilfeller vesentlig lavere enn det som kunne ventes. Andelen mel-

**Figur 2.7.c**  
**Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier**



dinge for forpleiningsarbeiderne holdt seg like høy som året før. Andelen gikk noe opp i 1998 i forhold til 1997 og var 18,5 %, som er vesentlig høyere enn det tilsvarende antallet arbeidstimer for denne gruppen (9,6 %). I 1998 var antallet rapporterte tilfeller i gruppen konstruksjon og vedlikehold stort sett uendret fra året før. Gruppen utførte 33,5 % av totalt antall arbeidstimer og stod for en like stor andel av de meldte sykdomstilfellene.

## 2.8 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

### 2.8.1 HYDROKARBONLEKKASJER

Tabell 2.8.1.a gir en oversikt over rapporterte hydrokarbonlekkasjer de fem siste årene. Tre av lekkasjene som skjedde i 1998, er karakterisert som store, basert på en totalvurdering av hendelsene. I vurderingen inngår blant annet utslippsmengde, farepotensial og årsaksforhold. De tre lekkasjene som vurderes som store, skyldes lekkasje gjennom stengt ventil, brudd på et rørstykke og den siste skyldes feil på utstyret.

I 1998 fikk Oljedirektoratet i tillegg til de 157 lekkasjene i tabellen også rapportert 123 tilfeller av hydrokarbonlekkasjer som vurderes som ubetydelige. Direktoratet un-

**Tabell 2.8.1.a**  
Hydrokarbonlekkasjer i perioden 1994-98 fordelt etter alvorlighetsgrad

År	Små	Middels	Store	Totalt
1994	81	42	1	124
1995	98	33		131
1996	120	32	4	156
1997	156	27	3	186
1998	128	26	3	157

derstreker at også rapporteringen av slike lekkasjer er av stor verdi i arbeidet med å identifisere problemområder, årsakstyper ol.

Sett i forhold til antall innretninger i drift og produsert mengde, vurderes situasjonen og farebildet å være stabilt i forhold til utvikling av antall og alvorlighetsgrad av rapporterte lekkasjer. Antallet middels og store hendelser har vært stabilt de siste årene, mens både antall innretninger og produksjonsvolum har økt. Økningen av de minste lekkasjene (små og ubetydelige) tolker Oljedirektoratet som et resultat av økt fokus på disse hendelsene.

Flere norske operatører har erklært at målet er helt å unngå utslipp og gasslekkasjer. Reduksjonen i antall lekkasjer i 1998 kan indikere at denne strategien gir resultater.

Tabell 2.8.1.b viser at flertallet av de små lekkasjene, men også en betydelig andel av de middels store lekkasjene, blir detektert manuelt.

Figur 2.8.1.a viser hvor på innretningen hydrokarbonlekkasjene i 1998 inntraff. det framgår at de aller fleste lekkasjene inntreffer i prosessområdet og i område for gassbehandling, og tilnærmet likt fordelt mellom disse.

**Tabell 2.8.1.b**

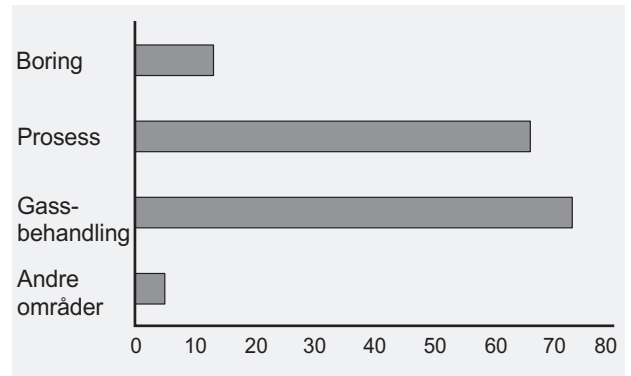
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer i 1998 etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte

Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Automatisk deteksjon	Manuell deteksjon
Stor	3	3	
Middels	26	13	13
Liten	128	43	82
Totalt	157	60	97

Figur 2.8.1.b. angir hovedtyper av feil som medfører hydrokarbonlekkasjer

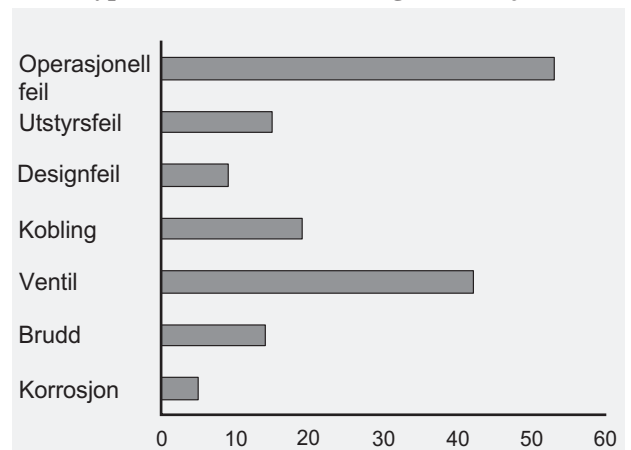
Oljedirektoratet får rapportert få hendelser som er forårsaket av korrosjon og brudd, men mange av de som inntreffer, har et stort farepotensial. Mens to av de tre store hendelsene i 1997 var forårsaket av korrosjon/erosjon, hadde én av hendelsene i 1998 slik årsak. Denne hendelsen skyldtes brudd i sveisen på et rørpåstikk, og førte til at store mengder væske og gass strømmet ut fra en olje/gass-

**Figur 2.8.1.a**  
Område på innretningen hvor hydrokarbonlekkasjene inntraff



Boring: Område for boring og brønnaktiviteter  
 Prosess (olje): Område for systemer som inneholder olje (brønner og separatorer)  
 Gassbehandling: Område for systemer som normalt bare inneholder gass (kompresjon, gassinjeksjon, fakkell)

**Figur 2.8.1.b**  
Hovedtyper av feil som medfører gasslekkasjer



Operasjonell feil: Feilhandling, svikt i prosedyrer eller planlegging,  
 Utstyrsfeil: Feil ved utstyr og instrumenter  
 Kobling: Feil i flens eller kobling  
 Brudd: Sprekker og brudd



separator. Lekkasjen kunne ikke stoppes ved hjelp av ventiler fordi rørstykket befant seg mellom separatorene og den nærmeste ventilen. Lekkasjen ble redusert ved hjelp av trykkavlastning og stanset ved at en treplugg ble slått inn i åpningen.

Den andre store lekkasjen skyldes lekkasje av store mengder olje og gass gjennom en ventil som ikke stengte som forutsatt på grunn av innvendig lekkasje.

Den tredje store hendelsen skyldes svikt i hiv-kompensatoren på en flyttbar boreinnretning. Innretningen hadde nylig avsluttet testproduksjon av en brønn da hendelsen inntraff. Borestrengen ble slitt av da hiv-kompensatoren låste seg og brønnvæske og en del hydrokarboner strømmet ut. Ingen personer ble skadet, men det ble store ødeleggelser på boreutstyret.

Feil med ventiler og operasjonell feilhandling forårsaket de fleste lekkasjene i 1998 i likhet med året før.

Lekkasjene i ventiler skyldes i de fleste tilfellene lekkasjer i pakninger/pakkboks og serviceplugg. Åtte av de 42 lekkasjene var så store at de ble vurdert som middels eller store.

Operasjonell feilhandling stod for en tredel av hendelsene i 1998, det samme som året før. De fleste av disse lekkasjene skjer i forbindelse med vedlikeholdsarbeid. Oftest inntreffer lekkasjen i forbindelse med selve jobben eller rett etter at jobben er ferdig, på grunn av manglende stenging av ventiler eller tiltrekking av bolter.

## 2.8.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

De fire siste årene har antall branner og branntilløp vært noenlunde stabilt. De fleste brannene er forårsaket av feil, se tabell 2.8.2.a, på elektrisk utstyr/kabel eller av utstyr med varme overflater, se tabell 2.8.2.b.

Alle brannene som skyldes elektrisk utstyr og kabler, er mindre hendelser og de fleste skyldes kortslutning i kabel.

Brannene som er forårsaket av høy temperatur utgjør de fleste og mest alvorlige hendelsene. Høy temperatur kan skyldes forhold som:

**Tabell 2.8.2.a**  
**Branner og branntilløp 1994-98**

År	Små	Middels	Store	Totalt
1994	24	14		38
1995	11	7		18
1996	15	3	1	19
1997	22	2	1	25
1998	17	4	1	22

- varmgang i roterende utstyr på grunn av slitte lager eller manglende smøring/kjøling,
- manglende isolering av eksoskanaler eller brennkammer,
- svikt i instrumentering (termostat, brennstoffregulering, flammevakt ol).

## Brann på Sleipner A

Brannen som er karakterisert som stor, inntraff på Sleipner A-innretningen 18.10.1998. Hendelsen inntraff i forbin-

**Tabell 2.8.2.b**

### Årsaker til branner i 1998 fordelt på størrelsesorden

Tennkilde	Stor	Middels	Liten	Totalt
Sveising			1	1
Skjærebrenning			1	1
Elektrisk			6	6
Høy temperatur	1	4	7	12
Annet			2	2
Totalt	1	4	17	22

delse med at innholdet i en dieseltank skulle overføres til et forsyningsfartøy. En ventil som feilaktig stod åpen førte til at ca 6000 liter diesel rant ut. Dieselen har sannsynligvis blitt antent ved kontakt med en uisolert del på eksoskanalen til en generator.

Dieselen spredde seg over et stort område mellom boligkvarteret og en generatormodul. Brannen ble slokket med vannkanoner og vannslanger i løpet av ca en halv time. Ingen personer kom til skade under hendelsen, mens de materielle skadene etter brannen er anslått til 25-30 millioner kroner. Brannen forårsaket at gassproduksjonen opphørte i ti døgn.

## 2.8.3 ERFARINGER FRA TILSYN RELATERT TIL ELEKTRO- OG SIKKERHETS-SYSTEMER PÅ FLYTTBARE BORE-INNRETNINGER

Oljedirektoratet har i 1998 gjennomført flere tilsynsaktiviteter rettet mot flyttbare boreinnretninger i operasjon og under ombygging, for å føre tilsyn med at regelverkets krav til elektriske anlegg, utstyr for deteksjon og bekjempelse av branner og eksplosjoner og nødavstengningssystemer blir etterlevd. Videre har formålet vært å vurdere om operatørselskap og eier av flyttbar boreinnretning har avsatt nødvendige ressurser og etablert hensiktsmessige systemer og rutiner for vedlikehold og kontroll av innretningenes tekniske utstyr.

Direktoratet registrerer at det har skjedd en forbedring både hos operatørselskapene og eierne av innretningene med hensyn til å følge opp og korrigere identifiserte avvik fra regelverket, men at det fremdeles er rom for ytterligere forbedring på dette området.

Forbedringspotensialet er knyttet til omfang og kvalitet på selskapsinternt tilsyn og verifikasjonsaktiviteter ved ombygging, innleie og oppfølging av innretninger i operasjon. Søknader om samtykke som Oljedirektoratet mottar i forbindelse med bruk av flyttbare boreinnretninger, synes videre å indikere at kommunikasjonen mellom operatørselskap og eier av innretningen ikke fungerer fullt ut tilfredsstillende. Dette kommer til uttrykk ved at samtykkesøknadene gir et ufullstendig bilde av innretningens tilstand i forhold til regelverkskrav til sikkerhet og arbeidsmiljø.

Tilsynet som Oljedirektoratet har utført, viser at behovet for videre forbedringer hovedsakelig er knyttet til

- testing av systemer for nødavstengning, nødkraft og brannvann,
- rutiner for arbeidstillatelse og jobforberedelse for arbeid på sikringsystemer,
- registrering, installering og vedlikehold av elektrisk utstyr for bruk i eksplosjonsfarlige områder,
- oppdatering av tegninger og dokumentasjon etter utførte modifikasjoner.

Presset i markedet med hensyn til tilgjengelighet av flyttbare boreinnretninger gjør at disse i mindre grad enn tidligere er blitt tatt til land for regelmessig vedlikehold og oppgradering. Videre er gjennomsnittsalderen på disse innretningene stadig økende, noe som skaper utfordringer med hensyn til å opprettholde ønsket sikkerhet og funksjonalitet.

## 2.9 SKADER PÅ BÆRENDE KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet får rapporter om skader på og hendelser i forbindelse med bærende konstruksjoner og rørledningssystemer, som blir samlet i databasen CODAM. I 1998 ble det innrapportert 19 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 24 til rørledningssystemer. Databasen inneholder nå data om til sammen 3260 hendelser knyttet til bærende konstruksjoner og 2130 knyttet til rørledningssystemer.

### 2.9.1 UNDERVANNSRØRLEDNINGER OG STIGERØR

Størstedelen av skader og hendelser på rørledningssystemer er i kategoriene 'ubetydelig' og 'liten'. Dette er hendelser som ikke krever utbedring eller oppfølging i særlig grad. Hendelser i kategorien 'stor' omfatter f.eks lekkasjer i rørledninger og stigerør, tilfeller av "buckling" på rørledninger, samt utvendig og innvendig korrosjon mv, avhengig av skadeomfang og kritikalitet.

I 1998 inntraff fem hendelser og skader i kategorien 'stor' knyttet til rørledninger og stigerør:

- Fra en 18" olje- og gassrørledning i Ekofiskområdet inntraff et utslipp på 20-30 liter på grunn av lekkasje i en kobling på havbunnen. Lekkasjen oppstod som følge av temperaturrendringer i koblingen i forbindelse med en kortere driftstans.
- I forbindelse med årlig inspeksjon ble det påvist en mindre gasslekkasje fra en flens. Det viste seg at lekkasjen var forårsaket av løse bolter på flensen. Boltene ble trukket til ved hjelp av dykkere, slik at lekkasjen stanset.
- På en 20" oljerørledning i Ekofiskområdet ble det i forbindelse med inspeksjon oppdaget en vertikal knekkdannelse som skyldes virkninger av innsynkningen av havbunnen. Det ble også observert skade på vektbelegget på rørledningen. Rørledningen ble kort tid etter tatt ut av drift i henhold til plan.

- Under opprydding på havbunnen ble det oppdaget et anker som lå mindre enn tre meter fra en 16" kondensatorrørledning. Ankeret sammen med 4-500 meter ankerkjetting ble anslått å veie ca 21 tonn. Sannsynligvis stammer ankeret og kjettingen fra et tankskip som har ankret opp i området. Anker og kjetting ble fjernet av operatør og brakt til land, og eieren forsøkt identifisert.
- I forbindelse med årlig inspeksjon ble det oppdaget en hornmine fra annen verdenskrig nær inntil en 20" kondensatledning. Hornminen utgjør ingen umiddelbar fare for rørledningen, men vil bli forsøkt fjernet ved anledning.

### Bærende konstruksjoner

Det er i 1998 rapportert om to tilfeller av større skader på bærende konstruksjoner:

- Et sjøvannsstigerør løsnet og falt ned inne i stålunderstellet på en innretning og forårsaket brudd og sprekkdannelse i et av stagene i understellet. Det er fastslått at stigerøret løsnet som følge av utmatting.
- På en undervannsinstallasjon ble det ved inspeksjon oppdaget at toppluken var ute av posisjon og at det var påført skader på ventilaktuatorer. Skadene antas å være påført av trålrøddskap. Det er montert ny luke og de skadde delene er skiftet ut.

### Sammenstøt mellom fartøy og innretning

I 1998 ble fire sammenstøt mellom fartøy og innretning rapportert til Oljedirektoratet, mot et gjennomsnitt på to per år i perioden 1987-97.

To av hendelsene var sammenstøt mellom fartøy og flyttbar boreinnretning, mens det inntraff ett sammenstøt mellom fartøy og produksjonsskip og ett mellom fartøy og bunnfast innretning.

De rapporterte hendelsene førte til begrenset skade på innretning og fartøy. Produksjonsskipet fikk en mindre inntrykking av skroget, mens de øvrige skadene var bøyde rekkverk og støtter, samt en knekt radarmast.

### 2.10 DYKKING

I årene 1993 til 1996 viste dykkevirksomheten på norsk sokkel en sterkt fallende tendens, idet antall manntimer i metning sank fra 165 000 til 33 000 i dette tidsrommet. Denne utviklingen skyldes delvis operatørselskapenes økte satsing på bruk av fjernstyrte intervensjons-, reparasjons- og vedlikeholdsmetoder, men også en generelt noe lavere aktivitet innenfor aktiviteter som innebærer dykking. I 1997 steg imidlertid antall metningstimer til det tredobbelte, mens tallet for 1998 ligger i noenlunde samme størrelse. Denne uventede utviklingen må antas å henge sammen med at selskapene de siste årene har endret sin strategi på dette området i retning av en mer direkte vurdering av kostnadene for den enkelte aktivitet. Videre medfører dagens dykketeknologi og -prosedyrer at dykking oppfattes som en sikker intervensjonsmetode. For bestemte typer arbeidsoppdrag

og dybdeområder kan dette bety at bemannede undervannsoperasjoner igjen blir foretrukket framfor andre metoder.

Med hensyn til sikkerhet og arbeidsmiljø ved bemannede undervannsoperasjoner, kan den nye utviklingen gi en viss grunn til bekymring. Mangelen på kvalifisert dykkepersonell har allerede ført til at Oljedirektoratet i 1998 har behandlet flere søknader om fravik fra regelverket. Sett i sammenheng med utvikling i aldersfordelingen blant dykkepersonell og manglende rekruttering, kan det vise seg å bli stadig vanskeligere å innvilge slike fravik, ettersom betingelsen for dette er at direktoratet etter en samlet vurdering finner at dykkeoppdragene likevel kan utføres på en forsvarlig måte.

## 2.10.1 DYKKEAKTIVITET I 1998

I løpet av 1998 ble det foretatt 193 overflateorienterte dykk og 710 klokkeløp med til sammen ca 80 000 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel. Dette er omtrent det samme aktivitetsnivået som i 1997.

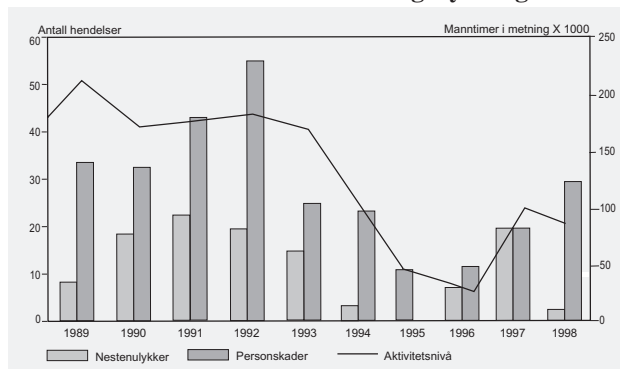
Dykkeoperasjonene har vært utført fra fem ulike fartøyer/innretninger. Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Amoco, Elf, Hydro, Phillips, Statoil og er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten.

## 2.10.2 PERSONSKADER VED DYKKING

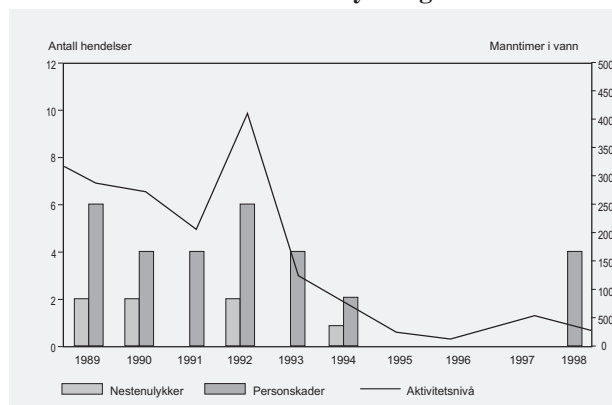
Figurene 2.10.2.a og 2.10.2.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1998 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke og personskader. Personskade er her definert som et tilfelle som krever medisinsk behandling, førstehjelp eller som medfører fravær inn i neste 12-timers skift. Det har ikke inntruffet dødsulykker i forbindelse med dykking de ti siste årene.

Av figur 2.10.2.a fremgår det at antall rapporterte personskader ved metningsdykking i 1998 har økt fra året før, selv om aktivitetsnivået har vært omtrent likt. Av de 29 rapporterte personskadene ved metningsdykking i 1998 er én av alvorlig karakter. Av de øvrige 28 er 21 infeksjoner i

**Figur 2.10.2.a**  
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



**Figur 2.10.2.b**  
Hendelser overflateorientert dykking



form av ytre øregangsinfeksjoner og hudinfeksjoner.

Det ble rapportert to nestenulykker i forbindelse med metningsdykking, begge karakterisert som alvorlige. Den ene av de to hendelsene inntraff under en løfteoperasjon under vann, idet dykkeren ble truffet av en løftekurv som ble senket. Ved den andre hendelsen førte en delvis åpen ventil i bunndøren i dykkelokken til et kraftig trykkfall i dykkelokken.

For femte år på rad, har det heller ikke i 1998 vært rapportert tilfeller av trykkfallsyke ved dykking i petroleumsvirksomheten.

## 2.10.3 ERFARINGER FRA TILSYN I FORBINDELSE MED DYKKEAKTIVITETER

I 1998 har Oljedirektoratet blant annet rettet oppmerksomhet mot industriens tiltak for å gjøre dykkerne kjent med arbeidsplaner, utstyr, prosedyrer og erfaringer, som en del av forberedelsene til årets aktiviteter og til de enkelte oppdrag ("familiarisering"). Oljedirektoratet mener at disse aktivitetene kan forbedres med hensyn til å ivareta konklusjoner fra erfaringsrapporter, gjennomføring av familiariseringsprogram for enkeltpersoner og for avløsningspersonell, samt rent generelt i større grad å omfatte sikkerhetsrelatert informasjon.

Det ble også observert mangler ved den etablerte beredskap og svakheter ved nødutstyr. I forbindelse med gjennomføring av hyperbar sveising må det etableres nødvendig beredskap og prosedyrer som dekker situasjoner der fartøyet ikke er i stand til å opprettholde sin posisjon og hvor det kan bli nødvendig å bryte forbindelsen med undervannskammeret.

Det ble påvist at enkelte livbåter for hyperbar evakuering etter Oljedirektoratets vurdering ikke fullt ut er i stand til å fylle de funksjoner som selskapenes evakueringsprosedyrer forutsetter. Det må foretas forbedringer for blant annet framdrift, sleping og løfting ut av vannet. Oljedirektoratet ser det som vesentlig at livbåten snarest mulig etter sjøsetting bringes under kontroll. Med bakgrunn i resultater fra et prosjekt som Sintef har utført for Oljedirektoratet, har Oljeindustriens Landsforening tatt fatt i denne utfor-

dringen.

Det er i den senere tid registrert flere hendelser som lett kunne fått svært alvorlige følger. Størsteparten av disse hendelsene har sammenheng med løfteaktiviteter. Det er viktig at personell som medvirker under løfteoperasjoner har nødvendige kvalifikasjoner og har gjennomgått nødvendig familiarisering for det arbeidet som skal utføres.

Det er observert bruk av nødutstyr som ikke kan testes eller hvor tilstanden ikke kan verifiseres før operasjonen igangsettes. Oljedirektoratet har i disse tilfellene innskjerpet forskriftenes krav til at alle komponenter som brukes under normal operasjon og i nødsituasjoner, skal funksjons-testes.

Det er registrert utilfredsstillende avviksbehandling når det planlegges å avvike fra prosedyrer som er utarbeidet på grunnlag av anbefalinger fra risikoanalyser. I flere tilfeller har prosedyrer vært satt til side eller endret uten at denne prosessen har vært styrt på en kontrollert måte og uten at ny prosedyre har blitt underlagt nødvendig risikovurdering. Oljedirektoratet har sendt ut et brev til aktuelle operatørselskap og dykkeentreprenører og bedt om at det blir gjennomført tiltak for å bedre dette forholdet.

## 2.10.4 OPPLÆRING

Det ble ikke utdannet metningsdykkere i Norge i 1998. I løpet av året har Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykker-skole til sammen utdannet 91 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

## 2.10.5 FORSKNING OG UTVIKLING INNENFOR DYKKING

Oljedirektoratet har også i 1998 deltatt i styret og prosjektledelsen for det dykkerrelaterte forskningsprogrammet OMEGA. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktiviteter på området.

I november 1998 ble det årlige dykkeseminalet gjennomført som et felles seminar for både utenskjærs og inneskjærs dykking.

## 2.11 AKTUELLE SAKER I 1998

### 2.11.1 RISIKONIVÅET PÅ NORSK SOKKEL

Oljedirektoratet har sammen med operatørselskapene Elf, Norsk Hydro, Saga og Statoil fått gjennomført et prosjekt for å kartlegge risikonivået på norsk sokkel. Arbeidet er utført av firmaet Preventor.

Rapporten som er utarbeidet, omhandler risikonivået på norsk sokkel i to ulike tidsperioder. Først gis en vurdering av det historiske risikonivået i tidsperioden 1988-1997. Deretter gjøres det et anslag for risikonivået for den neste tiårsperioden, det vil si for årene 1999-2008. Risikonivået i disse to periodene er så blitt sammenlignet med hensyn på utviklingen og eventuelle trender.

Rapporten behandler risiko knyttet til følgende typer

innretninger, fartøyer og aktiviteter:

- permanent plasserte og flyttbare produksjonsinnretninger
- flyttbare boreinnretninger, herunder risiko forbundet med forflytning
- beredskaps-, forsynings- og ankerhånderingsfartøyer
- rørleggings- og kranfartøyer
- dykkevirksomhet
- helikoptertransport fra/til og mellom innretninger
- rørledningstransport av olje og gass
- oljetransport fra innretningene med tankskip

Dette innebærer at rapporten også omhandler enkelte typer risiko og aktiviteter som faller utenfor Oljedirektoratets forvaltningsansvar.

Risikoverdiene som kommer fram i rapporten, er relatert til

- dødsrisiko for personell,
- risiko for skade på miljøet,
- risiko for materielle tap.

Risikobegrepet slik det er brukt i denne sammenhengen, er noe avgrenset i forhold til det risikobegrep som legges til grunn for forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Rapporten omhandler ikke risiko knyttet til tap eller forringelse av liv og helse som følge av arbeidsrelaterte sykdommer, eller risiko for fraværsskader. Økonomiske tap som følge av ulykker og hendelser med konsekvenser for driftstilgjengelighet og leveransesikkerhet, er heller ikke adressert.

Hovedkonklusjonene i rapporten kan kort oppsummeres slik:

- Historiske data viser at personsikkerheten er markert forbedret siden 80-tallet, men den positive trenden kan være i ferd med å snu.
- I tiårsperioden 1988-1997 inntraff ingen storulykker direkte knyttet til petroleumsvirksomheten. Det er imidlertid viktig å erkjenne at det likevel har eksistert en risiko for slike ulykker gjennom denne perioden.
- Verdiene for personellrisiko er vesentlig høyere for flyttbare boreinnretninger enn for permanent plasserte og flyttbare produksjonsinnretninger. Dette gjelder særlig dødsrisiko, som anslås å være nesten fem ganger høyere, mens risikoen for personskader ellers er ca 30% høyere.
- Ulykkesrisikoen på hjelpefartøyer er nesten ti ganger høyere enn på produksjonsinnretninger.
- Helikoptertransport utgjør et betydelig bidrag i det totale risikobildet for petroleumsvirksomheten.
- Dødsrisikoen antas å øke med ca 40% i neste tiårsperiode.
- Miljørisikoen antas å øke noe i neste tiårsperiode, og rapporten anslår en sannsynlighet på 44% for en oljeutblåsning i løpet av neste tiårsperiode.
- Risiko for materielle tap i neste tiårsperiode ventes å holde seg noenlunde konstant.

Det er viktig å understreke at rapporten presenterer konsu-

lentens syn på risikobildet, med utgangspunkt i en ren risikoanalytisk tilnærming. Oljedirektoratet betrakter imidlertid rapporten som svært interessant og nyttig i den strategiske planlegging av tiltak som så langt mulig kan bidra til å motvirke de negative utviklingen som rapporten skisserer.

## 2.11.2 BRUKEN AV BEREDSKAPSFARTØYER

Kravene til rasjonalisering og effektivisering i petroleumsvirksomheten har i økende grad fått selskapene til å revurdere behovet for fartøyene som oppholder seg ved innretningene som beredskap mot fare- og ulykkessituasjoner.

Tidligere var det vanlig å ha et dedikert fartøy ved hver enkelt innretning. De senere årene er imidlertid antallet beredskapsfartøyer blitt redusert ved at ett fartøy ivaretar beredskapen for to eller flere nærliggende innretninger. Oljedirektoratet har fulgt denne utviklingen, men anser ikke at denne har medført en svekkelse av beredskapen, blant annet fordi selskapene har lagt til grunn nye operasjonelle forutsetninger og valgt nye løsninger for å håndtere beredskapsfartøyenes tidligere oppgaver.

Forskriftene setter ikke spesifikke krav til at det skal brukes beredskapsfartøy. Behovet for de beredskapsfunksjoner slike fartøy skal ivareta, framkommer gjennom analyser av de fare- og ulykkessituasjoner som kan oppstå på den enkelte innretning. Dersom disse beredskapsfunksjonene kan ivaretas fullt effektivt på andre måter, kan en løsning uten beredskapsfartøy være forsvarlig.

Innsats fra et beredskapsfartøy er "siste skanse" i en kjede av sikkerhetstiltak. Forskriftskrav til sikkerhet og arbeidsmiljø bygger på prinsippet om at ulykker og skader skal forebygges så tidlig som mulig i hendelseskjeden. Det er altså ikke anledning til å velge løsninger med uakseptabelt høy sannsynlighet for ulykker og skade under henvisning til at et beredskapsfartøy vil være tilgjengelig.

Det har fra enkelte hold vært vist til den samlede erfaring, som viser at antall tilfeller der beredskapsfartøyene har reddet liv eller andre verdier, er få. Dette forhold bør ikke brukes som argument for å fjerne beredskapsfartøyet. Så lenge det eksisterer mulige fare- og ulykkessituasjoner som med en viss sannsynlighet kan skape behov for innsats fra beredskapsfartøy, må slikt fartøy være tilgjengelig.

Dette betyr at økonomiske hensyn alene ikke vil være et akseptabelt argument for å fjerne et beredskapsfartøy. Fartøyet har vært tiltenkt et funksjon, som i tilfelle må bli ivaretatt på en annen, fullverdig måte. I de tilfellene der beredskapsfartøy er blitt fjernet, har Oljedirektoratet funnet at dette kravet har vært innfridd.

## 2.11.3 RISIKO VED HELIKOPTERTRANSPORT

Flere hendelser de siste årene, særlig helikopterulykken ved Norne i 1997 der 12 mennesker mistet livet, har bidratt til å sette søkelyset på risikoen forbundet med helikoptertransport av personell i petroleumsvirksomheten.

Det har gjennom årene vært lansert flere forslag til alternative transportmåter fra land og til innretningene, men

så langt er det ikke blitt lansert noen løsninger som har representert noe reelt alternativ til helikoptertransport.

Etter et initiativ fra Oljedirektoratet tok Oljeindustriens Landsforening høsten 1997 ansvaret for et prosjekt i samarbeid med fagforeningene som skal lage et utkast til retningslinjer for bruk av helikopter. Prosjektet har følgende mandat:

"Prosjektet skal kartlegge den betydning helikoptertransport har på sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Basert på resultatet av denne kartleggingen skal man fremme anbefalinger og tiltak som kan bidra positivt til bedre sikkerhet og arbeidsmiljø ved helikoptertransport - herunder eventuell begrensning av skytling og pendling med helikopter."

Retningslinjene som blir utarbeidet under dette prosjektet, er planlagt ferdige i løpet av våren 1999.

## 2.11.4 SIKKERHETSBEEMANNING UNDER ARBEIDSKONFLIKT

Det har også i 1998 vært flere arbeidskonflikter og mange spørsmål og henvendelser til Oljedirektoratet vedrørende sikkerhetsbemanning ved arbeidskonflikt. Direktoratet har hatt en rekke møter med partene om dette. Direktoratet sendte derfor i mai 1998 ut et brev for å presisere hva regelverkets krav på dette området innebærer, og for å gi råd om hvordan partene bør forholde seg ved arbeidskonflikt.

Oljedirektoratet klargjorde i dette brevet blant annet at kravene i regelverket innebærer at operatørselskapet skal sende program om midlertidig nedstengning og/eller plugging av brønner for de innretninger som er omfattet av melding om mulig plassfratredelse eller lockout, senest sju dager før tidspunktet for varslet plassfratredelse eller lockout.

Operatør skal ikke planlegge for en nødavstenging, men for en kontrollert midlertidig forlating av brønner i henhold til de overordnede planer som er skissert i godkjent boreprogram. Operatør skal innenfor disse rammer velge det plugge-/nedstengningsprogrammet som på en hurtigst mulig måte ivaretar kravet om etablering av to barrierer og sikring av brønner og innretning.

Oljedirektoratet forventer at den metodikk som brukes ved fastsetting av sikkerhetsbemanningens størrelse er som ved vanlig beredskapsplanlegging. De definerte fare- og ulykkessituasjoner som kan inntreffe, må kunne håndteres av tilgjengelig bemanning. Det er derfor naturlig å ta utgangspunkt i den foreliggende beredskapsanalyse og identifisere hvilke definerte fare- og ulykkessituasjoner som fortsatt er relevante etter at arbeidsoperasjonene er avviklet. Hvilke nødlagsfunksjoner som sikkerhetsbemanningen skal kunne håndtere, følger av de definerte fare- og ulykkessituasjoner.

En bør så langt som mulig la normale skiftordninger bestemme hvem som deltar i sikkerhetsbemanningen. Bytting av oppholdsperioder og faste skift bør i denne sammenheng unngås.

## 2.11.5 STØY SOM HELSERISIKO

Oljedirektoratet sendte i 1996 ut et felles brev til næringen med en utdyping av sentrale forskriftsbestemmelser om støy på innretninger i petroleumsvirksomheten. Direktoratet ba i dette brevet om tilbakemelding om selskapenes arbeide med å fastsette områdevis støykrav samt kartlegging av hørselskadelig støyeksponering. I 1998 sendte direktoratet ut et oppfølgingsbrev hvor forskriftenes krav ble utdypet og som redegjorde for hvilke forhold som betinger at det skal søkes om fravik fra krav i forbindelse med støyforhold.

Det er mottatt en stor mengde informasjon fra selskapene som svar på disse brevene. Dette har gitt Oljedirektoratet et godt bilde av støyforholdene på innretningene og hvordan det arbeides med ulike støydempingstiltak. Det har særlig de to siste årene vært fokus på støyforhold i petroleumsvirksomheten, og direktoratet planlegger et seminar våren 1999 som blant annet vil oppsummere tilbakemeldingene fra selskapene.

## 2.11.6 NYTT KONSEPT FOR BORETÅRN

Oljedirektoratet har i 1998 rettet betydelig oppmerksomhet mot utviklingen av et nytt konsept for boretårn. Konseptet introduserer en nytenkning i forhold til tradisjonelle løsninger for boring og brønnoverhaling, som blant annet innebærer at borestrengen blir håndtert ved hjelp av hydraulisk opererte stag. Det nye borekonseptet har blitt valgt for en rekke prosjekter den siste tiden, både for nye flyttbare og permanent plasserte innretninger samt ved modifikasjon av eksisterende flyttbare innretninger.

Konseptet er et positivt eksempel på teknologiutvikling og har elementer i seg som bør kunne bidra til å redusere risiko for uønskede hendelser og tilstander. Gjennom Oljedirektoratets tilsyn har det imidlertid kommet fram en del sikkerhets- og arbeidsmiljømessige problemer knyttet til de tekniske løsningene omkring anvendelsen av konseptet på den enkelte innretning.

Konkret har det vært påvist svakheter med hensyn til plassering av utstyr, beskyttelse av personell mot vær og vind, samt arbeidsforhold generelt i boreområdet. Oljedirektoratet mener mange av disse vanskelighetene kunne vært løst på en bedre måte dersom erfaringsoverføring mellom prosjekter og samarbeidet mellom de involverte partene hadde fungert bedre.

Etter flere møter med leverandør, boreentreprenører og operatører, er de fleste av Oljedirektoratets kommentarer blitt ivare tatt for pågående og framtidige leveranser av slike boretårn.

## 2.11.7 LØFTEINNRETNINGER OG FALLENDE GJENSTANDER

I løpet av 1998 har Oljedirektoratet registrert en markert økning i antall hendelser og tilløp til hendelser som har sammenheng med fallende gjenstander. Flere av disse hendel-

sene kunne etter direktoratets vurdering ført til svært alvorlige ulykker.

Det ble i 1998 rapportert 44 uønskede hendelser i forbindelse med løfteoperasjoner, dobbelt så mange som året før. Det er nærliggende å anta at noe av økningen kan tilskrives bedre rapportering av nesten-ulykker, som følge av at problemområdet har fått økt oppmerksomhet de siste årene. Det urovekkende er imidlertid at antallet hendelser med personskade er tredoblet, idet 12 personskader i 1998 hadde sammenheng med løfteoperasjoner.

Tallene kan derfor indikere en mulig faktisk forverring av sikkerheten i forbindelse med løfteoperasjoner, noe som i så fall er overraskende og vanskelig å finne forklaring på, fordi både industrien og myndighetene har rettet betydelig oppmerksomhet mot problemområdet. Normalt vil økt fokusering på et problem alene føre til en forbedring, i alle fall på kort sikt. Det er også Oljedirektoratets oppfatning at næringen i dette tilfellet har arbeidet seriøst og målrettet med denne utfordringen, uten at dette altså synes å ha ønsket virkning.

Det er derfor åpenbart behov for ytterligere satsing på dette området, og Oljedirektoratet vil sammen med næringen se nærmere på om andre tilnæringsmåter kan gi bedre resultat.

En foreløpig gjennomgang av hendelsesrapportene viser at løfteoperasjoner i boreområdet alene står for 19 av de 44 hendelsene, mot bare tre året før. Løfteoperasjoner ellers på innretningen står for 20 hendelser, mens fem av hendelsene var knyttet til løfting fra og til forsyningsskip. Det sistnevnte området er det eneste som viser en nedgang i forhold til 1997.

Når det gjelder årsaksforholdene, er disse inndelt i operasjonelle feil, feil på kraner og utstyrsfeil. Operasjonelle feil står for ca 40% av hendelsene. Mye kan tyde på at personell som er involvert i løfteoperasjoner ikke alltid har den nødvendige forståelse og respekt for hvilke krefter som er forbundet med hengende laster og laster som er i bevegelse. Innsatsen for å bedre sikkerheten under løfteoperasjoner bør derfor i stor grad rettes mot metoder for planlegging og tilrettelegging av løfteoperasjoner, herunder å sikre at personellet har de nødvendige kunnskaper.

Antallet hendelser som skyldes feil ved kraner eller løfteredskap, understreker også viktigheten av at ordningen med bruk av 'sakkyndig virksomhet' fungerer som forutsatt i regelverket. Oljedirektoratet vil i 1999 rette oppmerksomheten mot denne funksjonen, og vil videre følge opp med et prosjekt om analyse av hendelsesdata.

## 2.11.8 NY KUNNSKAP OM BRANN OG EKSPLOSJON

I forbindelse med et større industriprosjekt i Storbritannia, hvor tre norske oljeselskap og to norske vitenskapelige institusjoner deltok, ble det utført en rekke storskala brann-

og eksplosjonsforsøk. Det første målet for prosjektet var å fremskaffe 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 dimensjoneringen kan vise seg å være basert på for lave eksplosjonstrykk.

Organisasjonen av operatørselskaper på britisk sokkel (UKOOA) har satt igang arbeid med å utarbeide nye ret-

ningslinjer på dette området. I tillegg til britiske myndigheter deltar Statoil, Norsk Hydro og Oljedirektoratet i styringsgruppen for dette arbeidet. Det er videre opprettet flere undergrupper hvor også norske selskaper er representert.

### **2.11.9 MYNDIGHETSSAMARBEID OM SKADESTATISTIKK**

Oljedirektoratet har i 1998 videreført samarbeidet med det britiske Health and Safety Executive (HSE) om utarbeiding av statistikker for yrkesskader og arbeidsbetingede sykdommer.

Hensikten med samarbeidet er at myndighetene i de to land skal få bedre gjensidig innsikt i data på disse områdene, klarlegge felles problemområder, bidra til erfaringsoverføring og eventuelt iverksette tiltak dersom forholdene ligger til rette for det. Oljedirektoratet har også fått innsikt i forskning som HSE har fått utført innenfor ulykkesanalyse. Dette arbeidet vil kunne komme til nytte i forbindelse med oppfølging av ulykker på norsk sokkel.

## 3. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

### 3.1 HENSYNET TIL MILJØET

Oljedirektoratet har merket seg at oppmerksomheten omkring miljøaspekter øker og at hensynet til miljøet har fått en sentral plass i utformingen av petroleums- og energipolitikken. Direktoratets overordnede mål og resultatmål reflekterer 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 miljøspørsmål, 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 både i MILJØSOK-rådet og samarbeidsforumet og har i 1998 deltatt i flere arbeidsgrupper opprettet av MILJØSOK og legger vekt på et godt samarbeide og en aktiv deltagelse i MILJØSOK-sammenheng.

### 3.3 MYNDIGHETER OG RAMMER

Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har 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. Tilsynsansvaret 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 om avgiften bidrar til å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp på en effektiv måte. I 1998 har avgiftssatsen vært 89-107 øre per Sm<sup>3</sup> naturgass brent og kaldventilert og 89-107 øre per liter forbrukt diesel.

Foreløpige tall viser at CO<sub>2</sub>-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet var 8,3 millioner tonn i 1998. Dette utgjør om lag 85 prosent av petroleumsvirksomhetens totale CO<sub>2</sub>-utslipp som er vist i figur 3.4.a. Dette er en reduksjon på 1 prosent i forhold til 1997. Figur 3.4.b viser hvordan utslippene fordeler seg på kilder.

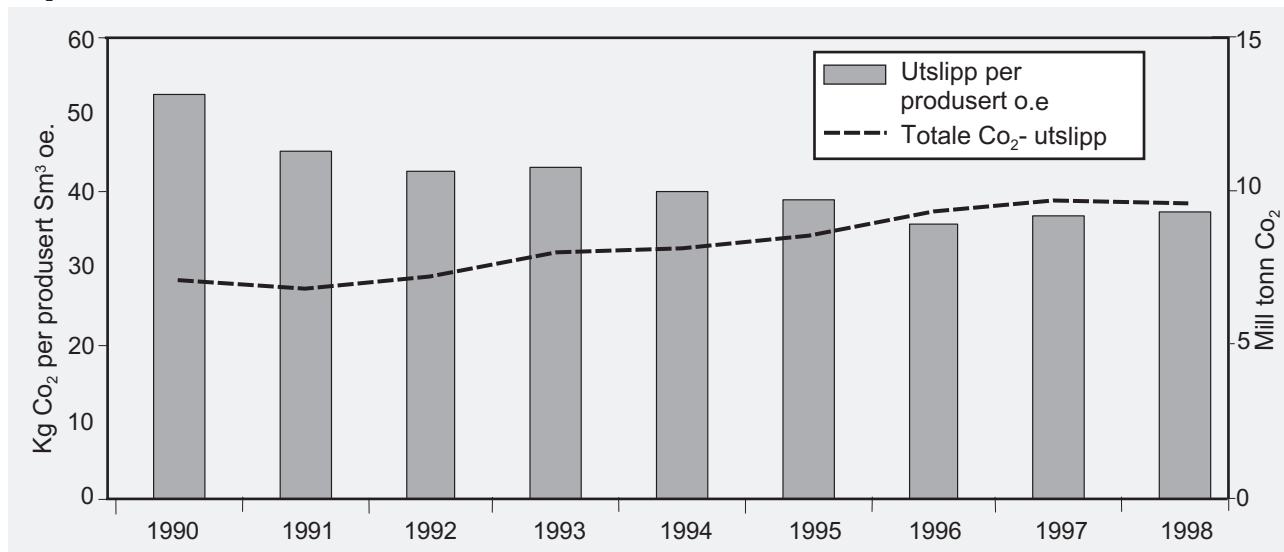
### 3.5 DET YTRE MILJØET

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. Spesielt legges det vekt på tiltak som begrenser utslippet ved kilden.

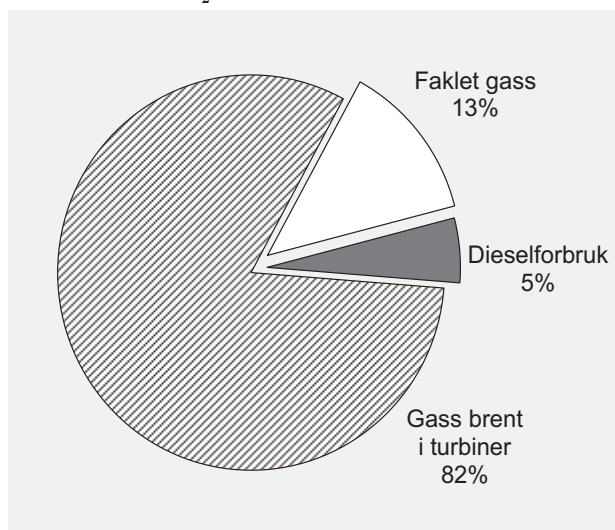
Oljedirektoratet utarbeider også prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, nitrogenoksider, metan, KFK og NMVOC. Det er brukt betydlige ressurser for å implementere nye rutiner for prognosering av utslipp til luft. Omleggingen har helt klart



**Figur 3.4.a**  
CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet (utslipp fra dieselforbruk er ikke inkludert)



**Figur 3.4.b**  
Avgiftsbelagt CO<sub>2</sub>-utslipp fordelt på kilder, 1998



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. Dette arbeidet har resultert i at SFT har gitt ut felles retningslinjer for rapportering av utslipp fra petroleumsvirksomheten som også dekker ODs behov for rapportering.

Det er utført en tiltaksanalyse for NO<sub>x</sub>-utslipp for sektoren som vil inngå som en del av en tverrsektorell analyse som SFT har hovedansvaret for. Oljedirektoratet ser det som viktig å arbeide for å påvirke industrien til å utvikle effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig gir best mulig økonomi.

### 3.6 DISPONERING AV INNRETNINGER

I henhold til petroleumsløven skal rettighetshaverne levere en avslutningsplan 2-5 år før bruken av en innretning forventes å opphøre eller tillatelsen utløper. Planen skal inneholde forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjon og disponering av innretningene.

Norske myndigheter har nedsatt et tverrdepartementalt utvalg som har som oppgave å utarbeide en nasjonal politikk for disponering av innretninger som har vært benyttet i petroleumsvirksomheten. Dette utvalget har også bidratt til det internasjonale arbeidet under Oslo- og Paris-konvensjonen (OSPAR).

Sommeren 1998 fattet OSPAR et vedtak om disponering av innretninger i konvensjonsområdet. Vedtaket betyr at følgende innretninger må tas på land:

1. Undervannsinnetninger
2. Flytende stålinnetninger
3. Små faste stålinnetninger (understellsvekt < 10000 tonn)
4. Øverste del av store faste stålinnetninger (dekksanlegg og understellet ned til øverste del av pælene på innretninger med understellsvekt > 10000 tonn)
5. Dekksanlegg på betonginnretninger

Unntak kan gjøres dersom innretningene kan tjene annen bruk eller dersom en samlet vurdering i det enkelte tilfellet viser at det er overveiende grunner for sjødisponering.

Unntatt fra forbudet mot sjødisponering er nederste del av store faste stålinnetninger (understellsvekt > 10000 tonn) utplassert før 9.2.99 og understellet på betonginnretninger. Disse delene av innretningene kan vurderes fra sak til sak.

Oljedirektoratet bistår for tiden OED med å utforme en veiledning til avslutningsplan. I regi av det tverrdepartementale utvalget er det også satt i gang et utredningsprogram for å vurdere disponering av rørledninger. Det tas sikte på å ferdigstille programmet i 2000. Oljedirektoratet er en sentral premissleverandør til Olje- og energidepartementet i dette arbeidet.

For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til avslutningsplanene for de enkelte felt.

### 3.7 OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1998 i et 900 km<sup>2</sup> stort område på Vikingbanken. Området er fiskeriintensivt og ble valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Erstatningsnemnda for tap av fiskeredskaper har behandlet flere saker om tap og skade på redskap i dette området.

Diverse kjettinger, vaiere av forskjellige dimensjoner, en leder, en tråldør og diverse redskaper til en samlet vekt på ca 7 tonn ble fjernet fra havbunnen. Ett gammelt vrak ble nøyaktig posisjonert, men ikke hevet.

Det ble under arbeidet funnet et større skipsanker med kjetting tett inntil rørledningen Frostpipe, sør for Osebergfeltet. Etter et møte mellom Oljedirektoratet og Elf, sørget Elf for at ankeret med kjetting til en samlet vekt på 21 tonn, omgående ble fjernet.

Prosjektet ble utført av AS Geoconsult, Øvre Ervik, med fartøyet S/V "Geograph".

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Statens kartverk Sjøkartverket, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

### 3.8 GRØNN STAT - GRØNT OD

Oljedirektoratet er en av ti statlige etater som i løpet av to år skal prøve ut tiltak og systemer for å gjøre driften mest mulig miljøvennlig. I tillegg til å redusere negative miljøpåvirkninger, gir prosjektet Grønn Stat de deltakende virksomhetene et godt grunnlag for å effektivisere driften. Det legges vekt på å gjennomføre prosjektet slik at arbeidet senere kan videreføres i alle statlige virksomheter. Statens forurensningstilsyn er tillagt prosjektledelse, mens Miljøverndepartementet og Arbeids- og administrasjonsdepartementet sammen står ansvarlig for prosjektet, som startet opp i september.

Prosjektet har seks innsatsområder: energiforbruk, innkjøp, bygg, transport, avfallshåndtering, bruk av informasjon- og kommunikasjonsteknologi (IKT).

Oljedirektoratet ønsker i dette prosjektet å sette fokus på hvordan vi ved hjelp av IKT kan redusere vår egen miljøbelastning.



## 4. Internasjonalt samarbeid

### 4.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets bistandsarbeid i 1998, finansiert av Norad, omfattet ca fem årsverk. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, 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 1998 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 og Bangladesh. Formen for det institusjonelle samarbeidet med de ulike land varierer og for en del av de større prosjektene forsøker en å bidra aktivt til utviklingen av den samarbeidende institusjon ved å tilby erfaring fra hele Oljedirektoratets virksomhetsområde både faglig og administrativt.

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. Det arbeides nå med å etablere et nytt samarbeidsprosjekt fra 1999 hvor Ministry of Mines and Energy (MME) blir samarbeidspartner. Namibia ønsker å skille ut forvaltningsoppgaver fra statsoljeselskapet NAMCOR slik at selskapet kan konsentrere seg om kommersielle oppgaver. Det nye prosjektet vil sannsynligvis vare i tre til fem år. Videre utvikling av rammeverk og av forvaltningsapparatet blir ved siden av planlegging av gassutbygging og videre ressurskartlegging, MME's hovedutfordringer fremover.

#### Mosambik

Oljedirektoratet har fortsatt gitt støtte 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 opp-

gaver. PETRAD er blitt benyttet i forbindelse med kompetanseoverføring til begge institusjonene.

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 1997 og i 1998 har norske eksperter assistert Mosambik i den tekniske og kommersielle vurderingen av disse. Dersom prosjektet blir realisert, blir dette et av de største industriprosjektene i Afrika. Et liknende, men mindre anlegg planlegges i Beira. Det er også planer for gasseksport til Sør Afrika som følge av positive resultater fra letebrønner på Temanefeltet.

I tillegg har oppfølging av boreoperasjoner, datasikring, planlegging av datalager for seismiske data og generell institusjonsstøtte vært viktige aktiviteter. Videre ressurskartlegging er en viktig oppgave for de mosambikanske samarbeidsinstitusjonene. Et betydelig antall internasjonale selskaper viser interesse for leting etter olje, særlig i de dype havområdene, og for utvikling av gassressurser og det meste av de prospektive områdene er nå lisensbelagt.

Et nytt 4 års program for institusjonsstøtte ble besluttet av NORAD i 1997 og alle avtaler kom på plass i løpet av 1998.

#### Eritrea

Oljedirektoratet har bistått vedrørende etablering av rammebetingelser, ressursplanlegging, utredning av miljøkonsekvenser, utredning av fremtidig gass-strategi, 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, ressursevaluering, 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. De fleste av de planlagte aktivitetene under programmet er nå utført. Videreføring av programmet, som planlegges avsluttet våren 1999, vurderes i forhold til Norges generelle strategi for bistand til India.

#### 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 geografisk ek-

spert fra Oljedirektoratet har arbeidet ved CCOPs sekretariat i Bangkok som rådgiver. Det er arrangert en rekke fagseminarer i området for medlemmer i organisasjonen blant annet med assistanse fra PETRAD. Det er også gitt bistand i form av programvare og opplæring i bruk av moderne analysemetoder.

## 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 energiministeriet). Petroleumsloven er nå godkjent og lisensiering av leteområder vil bli hovedutfordring for INE fremover.

## Sør-Afrika

Oljedirektoratet har i lengre tid bistått Norad og Department of Mineral Resources and Energy (DME) 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. Prosjektet ble endelig besluttet høsten 1998 og vil starte for fullt våren 1999 med EDRC ved University of Cape Town som utførende institusjon på vegne av DME. Oljedirektoratet vil bistå EDRC i arbeidet og det vil i tillegg benyttes norske forskere og konsulenter.

## Angola

Angolanere er gitt opplæring i Oljedirektoratet og Angola har også mottatt støtte i forbindelse med sitt arbeid med lov og regelverket. Planer for et videre samarbeid er utarbeidet og fremmet overfor NORAD. Beslutning om et eventuelt mer omfattende institusjonelt samarbeid vil sannsynligvis bli tatt i 1999. Det arbeides også med planer for eventuell støtte til Southern African Development Community (SADC) som har sitt tekniske sekretariat for energisektoren i Luanda.

## 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 femtitalls 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 1998 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 44 deltakere fra 31 nasjoner.

### Oljedirektoratet har i 1998 også bidratt ved gjennomføringen av følgende seminarer:

- Seminaret "Petroleum Licensing", Nar'yan Mar, Russland
- Seminaret "Petroleum Licensing", Arkhangelsk, Russland
- Seminaret "Latvian Upstream Petroleum Resource Management", Riga, Latvia
- Seminaret "Petroleum Policy and Management", Manilla, Filippinene
- Seminaret "Petroleum Management and Promotion", Kathmandu, Nepal
- Seminaret "Advanced Reservoir Management", Hanoi, Vietnam
- "Training Programme for Socar and Azerigaz" (Azerbaijan), Stavanger
- "Unitisation Workshop" for PetroVietnam, Stavanger
- Seminaret "Lithuanian Upstream Petroleum Resource Management", Vilnius, Litauen

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 arbeidsseminarer.

## 4.3 INTERNASJONALT SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

### Årlige møter med danske og britiske myndigheter

Som olje- og gassprovinser i 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 petroleumressursene 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 1998 avholdt ett møte med danske myndigheter og ett med britiske. Møtet med danskene ble holdt i København den 12.-13. august. Hovedtema var gjensidig informasjon og utveksling av synspunkter relatert til leting og utbygging. Problemer knyttet til grensefelt ble drøftet, samt at det ble gitt orientering om respektive forskningssamarbeid. Det ble også utvekslet tanker og ideer om internasjonalt samarbeid. Det ligger her an til en nærmere koordinering

Møtet med britene ble i 1998 holdt i Stavanger, 4.-5. november. 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. Hvilken innvirkning de lave oljeprisene vil ha på den framtidige aktivitet ble drøftet.

### 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 for-

skjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene to ganger. I 1998 var Irland vertskap for arrangementet.

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 til utforming av optimale letestrategier.

### Årlige møter med andre lands myndigheter - fiskalmåling

I de landene der norsk petroleum ilandføres, er myndighetenes ansvar og roller nedfelt i traktater og samarbeidsavtaler. Det er utstrakt samarbeid på myndighetssiden for å ivareta de enkelte lands krav til fiskalmåling. Et viktig forum i dette samarbeidet er årlige møter der en går gjennom status og videre aktiviteter på det måletekniske området. Oljedirektoratet har tidligere etablert samarbeidsavtaler med tyske og belgiske myndigheter, i 1998 ble det også inngått avtaler med britiske og franske myndigheter.

I 1998 ble igangsatt arbeid med særskilte avtaler for hvert enkelt transportsystem til Storbritannia. Oljedirektoratet har i 1998 tatt initiativ til nødvendig justering av eksisterende avtaleverk i lys av reforhandlet Frigg-traktat.

### 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 1998 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 ARBEIDSMILJØFORVALTNING

### 4.4.1 RUN ARC – HELHETLIG SIKKERHETS- OG MILJØREGIME FOR OLJE- OG GASSVIRKSOMHET PÅ RUSSISK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet har siden høsten 1997 deltatt i et treparts-samarbeid mellom russiske, amerikanske og norske (RUN) myndigheter for å se på muligheten for å utvikle et helhetlig sikkerhets- og miljøregime for olje- og gassaktivitetene på den delen av russisk kontinentalsokkel som ligger i Arktis (ARC).

På russisk side ledes prosjektarbeidet av Ministeriet for Naturressurser. Ministeriet samarbeider nært med andre myndighetsorganer i Russland som på ulike måter har ansvar for regulering av olje- og gassvirksomheten i landet. Fra USA deltar Minerals Management Service (MMS), som er fagmyndighet på sikkerhet og miljø for blant annet olje- og gassvirksomheten til havs. På bakgrunn av erfaringene fra det tidligere "Boris"-prosjektet har norske politiske myndigheter bedt Oljedirektoratet ta ansvar for samarbeidet på norsk side. Utenriksdepartementet finansierer den norske delen av prosjektet.

Prosjektet er planlagt gjennomført i tre faser: forstudie, utvikling og implementering.

Første fase av prosjektet – forstudien - ble gjennomført fra september 1997 til desember 1998. I denne fasen har en undersøkt dagens situasjon i Russland på områder som sikkerhets- og miljølovgivning, myndighetsansvar, sikkerhetsstyring, beredskap, miljøovervåking ol. Resultatene av denne undersøkelsen er beskrevet i en rapport som også presenterer en rekke forslag for hva de russiske deltakerne i forstudien mener må gjøres for å utvikle et nytt sikkerhets- og miljøregime i Russland.

Av rapporten går det fram at situasjonen er uoversiktlig for dem som har behov for å ta seg fram i det russiske systemet, både når det gjelder regelverk og hvilke myndigheter som har hvilke fullmakter. Regelverket og myndighetsapparatet er på den ene siden preget av overlappende krav og fullmakter og på den annen siden er det områder der det ikke er tydelige krav eller definert myndighet.

Blant de tiltak som foreslås, er omarbeiding av en rekke lover og regler, samt å se på muligheten for å opprette ett organ som skal ha ansvar for regulering av sikkerhet og miljø i petroleumsvirksomheten på russisk kontinentalsokkel.

Rapporten er sendt ut til høring hos ulike parter i Russland, slik som lokale og regionale myndigheter og nasjonale så vel som internasjonale olje- og gasselskap.

Det er planlagt en konferanse våren 1999 for å vurdere resultatene av forstudien og se på muligheten for å starte

neste fase i prosjektet, som er utviklingsfasen.

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. Disse forholdene vil bli belyst på konferansen, som eventuelt også vil legge grunnlaget for en plan for utviklings- og implementeringsfasen.

### 1.4.2 INTERNASJONALE SAMARBEIDSORGANER

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten som et minimum 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 faginstitutioner. De viktigste samarbeidspartnerne i 1998 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- IRF - International Regulators' Forum
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og regionaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonen UNEP IE - om miljøtiltak i petroleumsvirksomhet til havs,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- Centre for Marine & Petroleum Technology (CMPT), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- The Welding Institute (TWI), 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).
- Bilateralt samarbeid mellom Oljedirektoratet og tilsvarende tilsynsmyndigheter i Danmark, Nederland og Storbritannia.

## **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.

Forumet har som mål å sikre en kontinuerlig forbedring av sikkerhet og arbeidsmiljø for personell som deltar i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og for samfunnet i sin alminnelighet.

Medlemmene i NSOAF møtes i en årlig samling. Det er nedsatt to selvstendige arbeidsgrupper som møtes halvårlig, og 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.

Denne arbeidsgruppen nedsatte i 1997 en revisjonsgruppe som skulle gjennomføre en felles revisjon mot en flyttbar boreinnretning. Boreentreprenøren Noble Drilling ble valgt som objekt for revisjonen, som ble utført i 1998 mot en av selskapets flyttbare boreinnretninger. Arbeidsgruppen anser revisjonen som et nyttig bidrag i det videre arbeid, og initiativet synes også ha blitt godt mottatt av entreprenørselskapet. Det planlegges en tilsvarende revisjon mot en annen entreprenør i 1999.

Den andre arbeidsgruppen, som har dansk formann, skal søke å oppnå gjensidig aksept for kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene.

## **IRF - International Regulators Forum**

International Regulators Forum (IRF) ble etablert i 1994 av en gruppe myndigheter som ønsker å fremme en felles forståelse av saker som angår sikkerhet, helse og miljø.

Forumet legger til rette for utveksling av ideer og meninger om anvendte metoder og prinsipper for effektiv utøvelse av tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø, utveksler fakta om tilsynsvirksomheten og informere hverandre om aktuelle faglige problemstillinger, regelverksutvikling, mv.

Innenfor de muligheter og begrensninger som er satt ved de nasjonale rammer for virksomheten, vil dette bidra til å fremme en felles forståelse blant medlemmene når det gjelder forhold som: tilsynsmyndighetenes rolle, bruk av virkemidler i tilsynet, tilsynsmetoder, kompetanseutvikling,

forholdet mellom myndigheter og industri, mv.

Foruten Norge deltar Australia, Nederland, Newfoundland, Nova Scotia, UK og USA i samarbeidet.

I 1998 har IRF spesielt arbeidet med utvikling av en basismodell for verifikasjon av flytende produksjonsinnretninger, og tekniske problemstillinger knyttet til leting etter og produksjon av petroleum på større havdyp.

## **EU-kommisjonen**

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EUs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs.

Dette arbeidet er underlagt EUs kommisjon "Safety and Health Commission for the Mining and Other Extractive Industries" (SHCMOEI), og arbeidet blir gjennomført av en arbeidsgruppe "Committee on Borehole Operations" – borehullskomiteen.

I tilknytning til arbeid med harmonisering av kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene, ble det i 1997 arrangert en arbeidskonferanse i EU-regi i Luxembourg. Konferansen drøftet felles anerkjennelse av opplærings-/treningsattestifikater. SHCMOEI behandlet sluttrapporten fra konferansen i desember 1998 og konkluderte med at borehullskomiteen skal følge opp fremdriften i dette viktige harmoniseringsarbeidet.

Borehullskomiteen viderefører også arbeidet vedrørende personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten til havs, og ser i denne sammenheng spesielt på løfteoperasjoner mellom fartøyer og faste/flyttbare innretninger.

## **UNEP - United Nations Environment Programme**

Oljedirektoratet engasjerte seg i 1998 som bidragsyter i et forum for miljøspørsmål i petroleumsvirksomhet til havs i regi av FN-organisasjonen UNEP. Forumet er et interaktivt Internett-basert informasjonssystem med fri tilgang, og inneholder informasjon om forurensningskilder, virkninger av forurensning og om styring, teknologi, lovverk, opplæringsstilbud mm.

Andre bidragsytere er nederlandske myndigheter, oljeindustrien gjennom E&P-forum og Brasils Petrobras, World Wildlife Fund og UNCTAD. Forumets Internett-adresse er: [www.natural-resources.org/offshore](http://www.natural-resources.org/offshore).





## 5. Prosjekter

### 5.1 PROSJEKTER INNENFOR RESSURSFORVALTNING

#### 5.1.1 INDUSTRI SAMARBEID

##### FORCE

FORCE (*"Forum for Reservoir Characterisation and Reservoir Engineering"*) er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger omkring økt oljeutvinning. FORCE startet i 1995 og er i år blitt videreført til utgangen av 2001 med 20 oljeselskaper, Norges forskningsråd og Oljedirektoratet som medlemmer. Alle medlemmene er representert i styret, der formannsvervet innehas av Statoil. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FORCE er å bidra til å øke oljeutvinningen på norsk kontinentalsokkel. Potensialet for økt oljeutvinning er stort og til dels tidskritisk. FORCE legger til rette for at selskapene kan diskutere viktige problemstillinger med hverandre, med myndighetene og med representanter fra forsknings- og leverandørindustrien. FORCE-medlemmene har i sine respektive organisasjoner en bred kompetanse og erfaring som gir en unik mulighet for å løse problemer i fellesskap eller initiere samarbeidsprosjekter med eksterne leverandører. Aktørene i FORCE diskuterer og initierer forskning, utvikling og demonstrasjon av metoder og verktøy som bidrar til framtidig økt oljeutvinning. For bistand i arbeidet med å sette sentrale problemstillinger på dagsorden og å arrangere seminarer/møter har styret i FORCE etablert tekniske komiteer innen sentrale fagområder som reservoar modellering, avanserte brønner og utvinningsprosesser.

FORCE har totalt vært medvirkende til at 25 prosjekter til ca 50 mill kr er igangsatt, av disse pågår 18 prosjekter ved slutten av 1998.

FORCE arrangerte i 1998 følgende seminarer/workshops: "Modelling and evaluation of horizontal and multilateral wells", "Conditioning of reservoir models to dynamic data", "Intelligent wells" og "How to make reservoir models also consistent with seismic data?" Møtene i FORCE har vært av høy faglig kvalitet og bidratt til bedre forståelse av aktuelle problemstillinger som forskningsmiljø og leverandørindustri utfordres til å finne løsninger på. Samtlige FORCE-arrangementer har vært meget godt besøkt.

FORCE arrangerte et seminar med bred deltakelse fra myndigheter og fra industrien for å oppsummere den første FORCE-perioden (1995-98) og å markere at samarbeidet fortsetter i 3 nye år. På dette seminaret delte Oljedirektoratet for første gang ut en IOR-pris. Prisen ble gitt til Troll Olje ved Norsk Hydro for deres mot og nytenking i forbindelse med oljeproduksjonen i fra de tynne oljesonene på feltet. Det er intensjonen fra Oljedirektoratet at IOR-prisen deles ut årlig så lenge det finnes verdige kandidater.

##### FUN

FUN (*Forum for Forecasting and Uncertainty Evaluation Related to Petroleum Production*) er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor prognosering og

usikkerhetsvurdering av fremtidig olje- og gassproduksjon. FUN ble startet i mai 1997 og har 18 oljeselskaper og Oljedirektoratet som medlemmer. Olje- og energidepartementet og OLF er observatører i forumet. Forumet er organisert med et styre bestående av representanter fra alle medlemmene. Formannsvervet innehas nå av Oljedirektoratet. Sekretariatet blir også holdt av Oljedirektoratet.

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

I 1998 ble det arrangert et ledelsesseminar og 3 workshop. Tittelen på seminaret som ble arrangert 8. november var "Decision making under Uncertainty – Why does the unexpected always happen – can we handle it?". Nærmere 100 deltakere deltok fra de fleste oljeselskaper på norsk sokkel, samt deltakere fra universitet og forskningsinstitutt. Programmet inkluderte presentasjoner som dekket et vidt spekter innenfor beslutninger under usikkerhet. Presentasjonene fra seminaret ligger på FUN sin web side <http://www.integra.no/FUN/>.

Følgende workshop ble arrangert i 1998:

- Forecasting energy balances and energy related emissions – 30. januar
- Integrated uncertainty analysis – 11.-12. mars
- Nasjonalbudsjett rapportering – 29. april

I tillegg arbeider FUN med å etablere et beste praksis prosjekt. Beslutning om prosjektet vil tas i begynnelsen av 1999. Målsettingen for prosjektet er å utvikle og beskrive beste praksis og metoder for estimering av hydrokarbonressurser og tilhørende utslipp til luft, prognosering, usikkerhetsvurdering og beste praksis for å ta beslutninger.

##### FIND

FIND er et samarbeidsforum knyttet til letefasen, og ble etablert i 1996. 21 selskaper samt Oljedirektoratet er medlemmer. Nytt medlem i 1998 var Norsk Chevron A/S. Alle medlemmene er representert i styret, og formannsvervet innehas av Saga. Sekretariatet ligger i Oljedirektoratet.

Hovedmålsettingen til FIND er å fokusere på samarbeid når det gjelder planlegging og gjennomføring av prosjekter som har betydning for framtidig leting på norsk sokkel. Så langt er det satt i gang fire prosjekter. Etter en evaluering av et pilotprosjekt, gjennomført i 1997, ble det besluttet å gå videre med programvareutviklingen. Intensjonen er å utvikle og integrere i Petrobank programvare som kan foreta rotasjon/match av de seismiske dataene, i tillegg til de utviklede modulene med valg av kuber/tilfeldige lin-

jer og nedlasting til tolkningsstasjon. Det forventes at den planlagte programvaren ferdigstilles i løpet av 1999. Fjorten selskap og Oljedirektoratet, som også er prosjektleder, deltar i prosjektet.

”Evaluation of Well Results”-prosjektet har bestått i en rapportering av prognoser før boring og resultater etter boring av 195 undersøkelsesbrønner boret fra 1990 til 1997. Resultatet fra prosjektet bekrefter at oljeselskapene overestimerer ressursberegningene før boring og underestimerer funnsannsynligheten, spesielt for høy-risiko prospekter. For ca 60% av funnene er de påviste, tilstedeværende ressursene mindre enn minimumsverdien før boring. Statistiske analyser viser at bergartsvolumet, er den parameter som forklarer mesteparten (70%) av forskjellen mellom prognoser for hydrokarbonvolumet før boring og resultatet etter boring.

Statistiske analyser av funnsannsynligheter og årsak til tørre brønner viser at det er en relativt god overensstemmelse mellom den totale, gjennomsnittlige funnsannsynlighet, 23%, og faktisk funnrate, 27%, når funn i ressursklasse 6 (”utbygging lite sannsynlig”) er ekskludert. Når også de tekniske funnene er inkludert er funnraten 36%. Styret for FIND har besluttet at data fra nye undersøkelsesbrønner skal rapporteres til Oljedirektoratet årlig.

Prosjektet ”The Effects of drilling Mud Components on the Quality of Geological Data” består av fem deler: (i) kjerneboring, geologi og uorganisk geokjemi, (ii) kjerneanalyser, (iii) organisk geokjemi, (iv) PVT analyser, (v) brønnlogging. Arbeidet innenfor disse foregår hovedsakelig hos konsulenter. Datainnsamlingen er stort sett gjennomført, mens tolkning og rapportering er i full gang. Så langt har en del interessante resultater kommet fram, blant annet under kjerneboring og uttesting av vaskemetoder for kontaminert brønnmateriale. Sluttrapporten for hele prosjektet forventes i slutten av mars 1999, og i mai planlegges en workshop, hvor resultatene skal presenteres for deltakerne i prosjektet.

Prosjektet, Basin Analysis and Applied Thermochronology on the Mid-Norwegian Shelf (BAT) består av medlemmer fra 10 oljeselskap, Oljedirektoratet, Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) og universitetene i Oslo og Bergen.

Prosjektet vil implementere isotopbasert datering av forkastninger, sedimenter og berggrunn for analyse av opprinnelse, diagenese og hevingshistorie for midt-norsk sokkel. Prøver er samlet inn på Grønland basert på land i Norge, så vel som fra letebrønner og grunne borer. Oppbygging av databaser pågår.

Utstyr til 40 Ar/39Ar-laboratorium ved NGU er bestilt, og mesteparten av oppbyggingen vil skje i 1999.

## DISKOS

DISKOS-prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet i 1993 om utvikling og drift av et felles datalager for petroleums-tekniske data. Prosjektet omfatter nå 17 oljeselskaper sammen med Oljedirektoratet. Datalageret inneholder det

meste av prosessert 2D og 3D seismikk fra den norske sokkelen.

Datatilgjengeligheten reguleres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsloven. Et omfattende rettighetssystem i datalageret hindrer ikke autoriserte slutt-brukere adgang til fortrolige data.

Datalageret inneholder også kvalitetskontrollerte data fra letebrønner. Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Disse data beskriver utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger etc. Datalageret inneholder nå over 18 TerraByte data. Bruk av DISKOS-systemet har vist en kraftig økning i året som har gått både i antall pålogget brukere og i mengden av data lastet ned fra databasen for videre bearbeiding.

Databasen og nettverket som DISKOS-medlemmene er knyttet opp mot opereres av Petro Data A/S. PGS Data Management har nå overtatt ansvar for programvareutvikling fra IBM E&P Solutions. Nye versjoner av programvaren som håndterer nye datatyper ble lansert i 1998 og vil bli ytterligere utviklet i 1999.

I 1998 ble det innført et nytt forretningsplan for DISKOS-prosjektet, hensikten var å få til et mer markeds-tilpasset drift av DISKOS. I lys av dette ble et helt nytt kontraktsstruktur etablert mellom de ulike samarbeidspartnere.

Samarbeidet i DISKOS-gruppen ledes av Oljedirektoratet. Kostnadene for utvikling og drift deles mellom brukerne av systemet.

## SAMBA

Oljedirektoratet har gjennom de siste årene ligget langt fremme når det gjelder bruk av databaser og analyseverktøy. Dette har gitt oss store fordeler når vi skal produsere rapporter, gjøre analyser og levere sluttprodukter med høyt kvalitetsnivå til våre kunder. Prosjektet SAMBA er etablert for at Oljedirektoratet fortsatt skal ha gode kvalitetskontrollerte databaser basert på moderne IT-teknologi.

Det legges i dette prosjektet vekt på å systematisere og integrere informasjon som gir Oljedirektoratet bedre oversikt over aktiviteten på sokkelen. SAMBA-databasen vil inneholde informasjon om utvinningstillatelser, selskaper knyttet til norsk sokkel, unitiseringer, ressursestimater for funn og felt, historisk og prognosert olje og gass produksjon, kostnader, investeringer og inntekter.

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

Samba ble startet opp med et forprosjekt i 1996, og de første modulene av systemet ble tatt i bruk i Oljedirektoratet i 1997. Per 1.1.1999 består systemet av følgende moduler: Selskap, utvinningstillatelser, avtalebaserte områder (uniter), felt, funn, forekomster, ressursestimater.

For 1999 planlegges dette utvidet med moduler for prospekter i forbindelse med leteaktiviteten og for profiler for

olje/gass salg, kostnader, investeringer og inntekter.

SAMBA var et sentralt redskap for Oljedirektoratet i forbindelse med høstens nasjonalbudsjetttrappering til Olje- og energidepartementet. Hele ressursregnskapet ligger nå inne i databasen. Det er laget overbygninger som gjør at data lett er tilgjengelige både for den vanlige sluttbruker i Oljedirektoratet, og for en avansert bruker som ønsker å gå noe mer ned i databasen selv for å analysere data.

## 5.1.2 ANDRE PROSJEKTER

### OLJEDIREKTORATETS GEOFYSISKE OG GEOLOGISKE UNDERSØKELSER I 1998

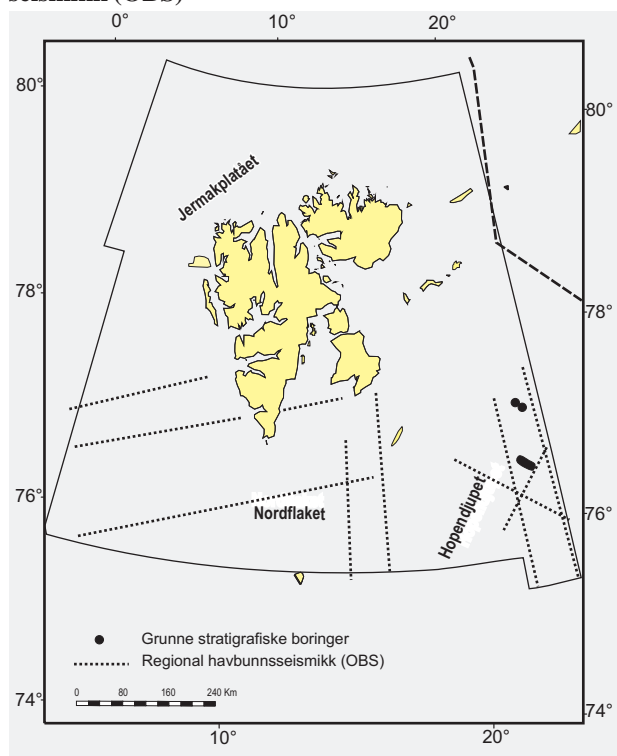
#### Geofysiske undersøkelser

**Kystnære områder** - Oljedirektoratet har fullført prosessering av 900 km 2D-seismikk som ble samlet i løpet av 1997 langs kysten av Møre og Trøndelag. Også detaljerte multistråle ekkolodd-data samlet inn under dette geofysiske toktet, er ferdig prosessert.

**Barentshavet Nord** - Det ble samlet inn 2561 linjekilometer regional havbunnsseismikk (OBS) fordelt på 10 linjer i Barentshavet Nord (figur 5.1.2). Institutt for den faste jords fysikk (Universitet i Bergen) var operatør for innsamlingen.

Oljedirektoratet har fullført prosessering av 283 km refleksjonsseismikk som ble innsamlet i 1997 på Nordflaket, nordvest for Bjørnøya.

**Figur 5.1.2**  
Grunne stratigrafiske boringer og regional havbunnseismikk (OBS)



#### Geologiske undersøkelser

Det ble boret seks grunne stratigrafiske boringer i Barentshavet Nord (figur 5.1.2). Til tross for meget ugunstige isforhold, ble det samlet inn 633 meter kjernemateriale fra de seks borelokalitetene. Hensikten med disse grunne stratigrafiske boringer er å supplere seismisk kartlegging med geologisk informasjon i form av kjerneprøver av faste bergarter under de kvartære løsmassene. Kjernene omfatter bergarter av trias, jura og kritt alder. IKU Petroleumsforskning var operatør for innsamlingen.

## 5.2 PROSJEKTER INNENFOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

#### Basisstudie - vedlikeholdsstyring

Oljedirektoratet startet høsten 1996 et prosjekt for å utvikle en metode for systematisk og helhetlig vurdering av selskapenes egne vedlikeholdssystemer. Gjennom dette prosjektet ønsker direktoratet å bidra til en generell heving av kvaliteten av operatørselskapenes systemer for styring av sikkerhetsrelatert vedlikehold og å gi selskapene større forutsigbarhet med hensyn til Oljedirektoratets forventninger og krav på dette området.

Metoden er blitt utviklet i samarbeid med kjernekraft- og luftfartsindustri og er prøvd ut gjennom fire år i en serie pilotprosjekter hvor flere operatørselskap har deltatt. Erfaringer fra pilotstudiene har gitt verdifull informasjon til den videre utviklingen av en styringsmodell for sikkerhetsrelatert vedlikehold, og til Oljedirektoratets arbeide med å utarbeide en veiledning, som ble utgitt i 1998.

Basisstudien har også hatt en godt merkbar synergieffekt i næringen ved at flere selskaper ut fra egne interesser har brukt metoden i sine forbedringstiltak.

#### Risikoprofil - konsekvenser av organisatoriske endringsprosesser

Oljedirektoratet har fått gjennomført et konsulentarbeid med sikte på å undersøke om de organisatoriske endringsprosesser som er gjennomført i petroleumsvirksomheten i de seneste årene, kan endre risikobildet, det vil si forholdet mellom de ulike bidrag til den totale risiko. Undersøkelsen har omfattet en vurdering av betydningen av organisatoriske så vel som av teknologiske endringer, samt av endringer knyttet til innføring av ny informasjons- og kommunikasjonsteknologi.

#### Metode for granskning av hendelser

Oljedirektoratet har fått gjennomført et konsulentarbeid med sikte på å klargjøre hvordan menneskelige, tekniske og organisatoriske faktorer, samt samspillet mellom disse faktorene, medvirker til at uønskede hendelser inntreffer.

Gjennom dette prosjektet er det utviklet en metode for granskning av hendelser. Metoden innebærer at årsaker av menneskelig, teknologisk eller organisatorisk art blir identifisert på en systematisk måte og på et nivå som gjør det mulig å forhindre at tilsvarende hendelser inntreffer igjen.

## **Kartlegging av kreftisiko**

Oljedirektoratet deltar med finansiell og faglig støtte i et prosjekt som er satt i gang av Kreftregisteret for å kartlegge kreftisiko 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.

I løpet av 1998 er arbeidet med å finne fram til gruppen som skal følges over tid, det vil si de som har arbeidet på norsk sokkel siden virksomheten startet og fram til i dag. Et spørreskjema som skal brukes til å kartlegge arbeidstakernes eksponering for mulig kreftfremkallende stoffer, er sendt til alle som inngår i undersøkelsen og bearbeiding av svarene er begynt. Gruppen som blir undersøkt 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 kreftisiko.

Oljedirektoratet avsluttet i 1998 sitt direkte engasjement i prosjektet, men arbeidet videreføres i Kreftregisteret.

## **Kjemisk eksponering - "Trondheimsprosjektet"**

Oljedirektoratet har deltatt i prosjektgruppen for prosjektet "Eksponering for epoxy- og polyuretanprodukter og omfang av hud- og luftveissykdommer i forbindelse med overflatebehandling" (oftest omtalt som "Trondheimsprosjektet") som gjennomføres av Arbeidsmedisinsk avdeling ved Regionsykehuset i Trondheim.

Bakgrunnen for undersøkelsen er blant annet å få kunnskap om eksponeringsforhold for personell i forbindelse med påføring av ulike malingsprodukter. Dette er viktig for å kunne foreta risikovurdering av helsefare ved ulike malingsprodukter samt å kunne vurdere effekten av forebyggende tiltak. Det er utført en spørreskjemaundersøkelse for å kartlegge omfanget av yrkesrelaterte hud- og luftveisplager. Undersøkelsen viste at nesten halvparten av de spurte oppga å ha slike plager. Planen er å foreta en yrkeshygienisk kartlegging og utføre målinger på bakgrunn av det som kom fram i spørreundersøkelsen.

## **Rammebetingelser, konstruksjon og operasjon av prosessanlegg**

Oljedirektoratet har i 1998 videreført 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. Resultatene av dette arbeidet er formidlet til direktoratets medarbeidere på dette fagfeltet i form av kurs.

## **5.3 OLJEDIREKTORATETS DELTAGELSE I FORSKNINGS- OG UTVIKLINGSPROGRAM**

Oljedirektoratet har i 1998 vært involvert i flere offentlig forskningsprogram -fora:

### **Offshore 2010**

Offshore 2010 er et forskningsprogram for brukerstyrt forskning og utvikling i petroleumssektoren. Programmet administreres av Industri- og energiområdet (IE) i Norges forskningsråd (NFR). Oljedirektoratet deltar i styret for Offshore 2010..

### **Petroforsk**

Petroforsk er et forskningsprogram for grunnleggende petroleumsforskning. Programmet organiseres av Naturvitenskap og teknologi-området (NT) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petroforsk.

### **Petropol**

Petropol er et forskningsprogram som tar for seg internasjonalisering og omstilling – nye utfordringer for norsk petroleumindustri. Programmet administreres av Kultur- og samfunnsområdet (KS) i NFR. Oljedirektoratet deltar i programstyret for Petropol.

### **CORD**

CORD er et forum der oljeindustrien og forskningsmiljøene møtes for å drøfte, definere og initiere kostnadseffektiv produksjonsutvikling gjennom samarbeid i FoU-prosjekter. NFR har den administrative koordineringen av programmet og SINTEF har sekretariatet. Oljedirektoratet deltar i styret for CORD.

### **Senter for drift og vedlikehold.**

Senter for drift og vedlikehold er en stiftelse som tar for seg kompetanseutvikling og FoU-prosjekter innenfor drift og vedlikehold for både petroleumindustrien og annen industri. Det faglige ansvar er lagt til Høgskolen i Stavanger (HiS). Oljedirektoratet deltar i det faglige råd for stiftelsen.

## 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 petroleumforekomster, lov 21. juni 1963 nr 12

*Herunder:*

- Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m v, kgl res 31. januar 1969

- f) Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumforekomster på Svalbard, kgl res 25. mars 1988

### 6.2 ORGANISASJONSENDRINGER

Det ble i løpet av oktober 1998 besluttet at Divisjon for ressursforvaltning skal omorganiseres til en teambasert modell fra 1.2.1999. Divisjonen skal ledes av et team sammensatt av divisjonsdirektør, fire fagkoordinatorer og åtte prosessveiledere. I tillegg skal det være ca 40 selvstyrte team som skal arbeide med produktrettede oppgaver.

### 6.3 PERSONALE

367 tilsatte var i tjeneste ved utgangen av 1998. 17 medarbeidere hadde permisjon. Kjønnfordelingen er 58 prosent menn og 42 prosent kvinner.

Det ble tilsatt 21 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kom to fra oljerelatert virksomhet, 15 fra annen privat virksomhet eller offentlig virksomhet og to direkte fra utdanningsinstitusjon.

24 medarbeidere har fratrudd sine stillinger, herav 6 som pensjonister. Avgangen utgjør 6,6 prosent.

Arbeidet med en felles kompetanseutviklingsplan er på det nærmeste slutført i løpet av 1998. Det er fastsatt nye dokumenter for personalpolitikk, lønnspolitikk og seniorpolitikk. Som en del av seniorpolitikken har alle ledere og medarbeidere mellom 50 og 55 år deltatt på midtlivsseminar.

### 6.4 BUDSJETT/ØKONOMI

#### Utgifter

Til Oljedirektoratets drift er det i 1998 benyttet kr 269.093.064,-.

Beløpet fordeler seg slik:

<b>Driftsutgifter</b>	<b>228 175 247</b>
Tilsynsutgifter	11 356 877
Geologiske og geofysiske undersøkelser	29 558 338
<b>Totalt</b>	<b>269 090 064</b>

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 145.560.092,- (inkl arbeidsgiveravgift), bygningers drift og leie av lokaler utgjør kr 36.662.913,- og utgifter i forbindelse med konsulentbistand kr 6.796.781,-.

De resterende utgiftene, kr 39.155.461,-, er utgifter til reiser, opplæring, edb-drift og nyinvesteringer i utstyr mv.

#### Utover ordinær drift ivaretar Oljedirektoratet følgende:

<b>Samarbeidsprosjekter</b>	<b>2 481 685</b>
Administrering av forskningsprogram	1 208 073
Tilskudd til stiftelsen PETRAD	3 000 000
Prosjektsamarbeid overfor Øst-Europa	1 289 862
<b>Totalt</b>	<b>7 979 620</b>

#### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub>-avgifter på til sammen kr 7.510.402.618,- har Oljedirektoratet mottatt kr 109.725.008,- i inntekter:

<b>Gebyr- og avgiftsinntekter</b>	<b>1 454 449</b>
Oppdrags- og samarbeidsinntekter	5 382 309
Refusjon av tilsynsutgifter	49 322 486
Salg av undersøkelsesmateriale	37 364 476
Salg av publikasjoner	3 803 052
Ymse inntekter	2 185 624
Inntekter barnehagen	2 843 146
Refusjon av arbeidsmarkedstiltak	760 193
Refusjon av fødsels-/adopsjonspenger	1 450 486
Refusjon lærlinger	106 000
Refusjon fra andre statsetater	5 052 787
<b>Totalt</b>	<b>109 725 008</b>

### 6.5 INFORMASJON

Oljedirektoratet lanserte i 1998 sitt nye tidsskrift, Sokkelspeilet, som kom i to utgaver i løpet av høsten. Publikasjonen skal utgis kvartalsvis i norsk og engelsk versjon.

Sokkelspeilets hovedmål er å gjenspeile aktiviteten på norsk kontinentalsokkel – og derigjennom vise utfordrin-

gene som ligger der. Tidsskriftet skal gi bakgrunn og vurdere konsekvenser, sammenhenger og ringvirkninger samt fokusere på hovedtrekkene som til enhver tid preger virksomheten i norsk oljeindustri. Målgruppene for tidsskriftet er norske og samarbeidende lands myndigheter, olje-, service- og leverandørindustrien, næringslivet lokalt, nasjonalt og internasjonalt, skoler, media, fagforeninger, ansatte i oljeindustrien, forskningsmiljøer og samfunnet generelt.

Sokkelspeilet fokuserer ikke mest på teknologi, men konsentrerer seg om personene/miljøene bak og lar disse komme til orde. Gjennom stoffutvalg, innfallsvinkler og grafisk utforming skal dristighet, ærlighet og mangfold prege tidsskriftet. Målet er at Oljedirektoratet gjennom Sokkelspeilet skal skape engasjement og interesse for våre arbeidsoppgaver og for norsk oljevirksomhet.

Årsberetningen har en sentral plass i Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet. Det samme har kontinental-sokkelkartet, som ble utgitt med utvinningstillatelser per 1. juni 1998. Andre publikasjoner som ble utgitt i 1998, er listet opp i neste punkt. Det ble sendt ut 44 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner. Internbladet "Oss Direkte" utkom med tre utgaver.

Oljedirektoratets hjemmeside på Internett kan leses på <http://www.npd.no>. Den 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 fritekstøkning. Publikum kan abonnere på pressemeldinger ved selv å registrere sin e-postadresse på hjemmesiden. Det var i gjennomsnitt 22400 oppslag på hjemmesiden per måned, halvparten fra Norge, resten fordelt på 65 nasjoner.

Bruken av den nordiske referansedatabasen OIL på Internett (<http://www.interpost.no/oil>) økte fra ca 2750 til ca 3500 oppslag per måned fordelt på ca 600-700 ulike institusjoner. Operatørselskapene er de største brukerne av OIL. Det er laget lenker fra til en del avis- og tidsskrift-artikler, som dermed tilgjengelige i fulltekst fra Internett. Antall bestillinger av artikler og dokumenter, som effektueres av biblioteket, økte også.

Det ble behandlet i overkant av 1000 henvendelser om dokumentinnsyn etter offentlighetsloven. Dette var en økning på ca 75% fra fjoråret og utgjør det høyeste antall henvendelser til nå på 90-tallet. Sammen med flere andre statlige etater deltar nå Oljedirektoratet i det statlige prosjektet Elektronisk postjournal. Prosjektet, som er i regi av Statens informasjonstjeneste, har som mål å fremme presseoffentlighet. Et utvalg av norsk presse får tilgang til en database som inneholder etatenes offentlige journal i fulltekst.

Oljedirektoratet avsluttet i 1998 sitt mottak av teleks. Meldinger fra alle utvinningstillatelseskomiteer mottas nå hovedsakelig via elektronisk post.

## 6.6 PUBLIKASJONER UTGITT I 1998

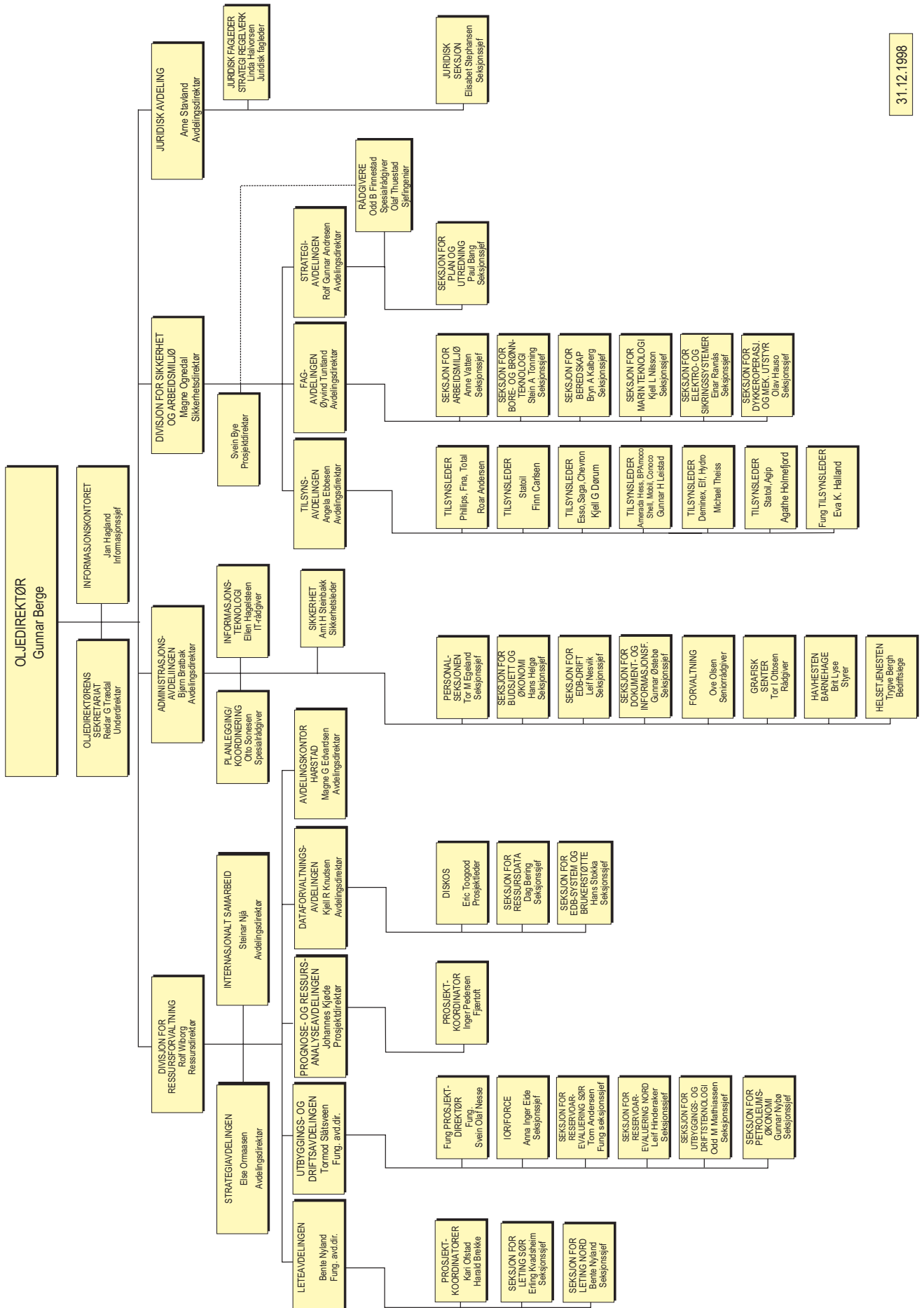
### Lover, forskrifter, veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1998. Samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1. juni 1998.
- 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
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling mv
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap mv
- Forskrift om bærende konstruksjoner mv
- Forskrift om merking av innretninger mv
- Forskrift om elektriske anlegg mv
- Forskrift om naturdata mv
- Forskrift om rørledningssystemer mv
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg mv
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer mv
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse mv
- Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet mv
- Forskrift om fiskerikyndig person om bord i seismiske fartøy mv
- Forskrift om fiskal kvantumsmåling av olje og gass mv
- Forskrift om brensel- og fakkeltgassmåling ved beregning av CO<sub>2</sub>-avgift mv
- Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner mv
- Forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyser mv
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten
- Orientering om ordningen av tilsynet med sikkerheten og arbeidsmiljøet mv

### Andre publikasjoner

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Sokkelspeilet
- Norwegian Petroleum Diary
- Oljedirektoratets årsberetning 1997
- NPD Annual report 1997
- Rapport fra dykkedatabasen DSYS 1997
- A Comparative Study of Risk and Safety Perception of Norwegian and UK Offshore Personnel
- Rapport om hyperbar evakuering
- Prosjektrapport - Evacuation and Rescue Means
- Væsketap ved dykking
- Norwegian Geochemical Standards Newsletter, vol 1-3
- NPD - Contribution No 39
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells
- Borehole list - Exploration Drilling
- Development Wells

## 6.7 ORGANISASJONSTABLÅ



31.12.1998





## 7. Statistikk og oversikter

### 7.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

Som det fremgår av tabell 7.1.2 er det i 1998 gitt 10 slike tillatelser.

#### 7.1.1 NYE UNDERSØKELSESTILLATELSER

Det er per 31. desember 1998 tildelt 252 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1998:

Selskap	Tillatelsesnr.
Elf Petroleum Norge AS	248
Total Norge A.S.	249
Den norske stats oljeselskap a.s	250
Enterprise Oil Norge Ltd	251
BP Norge UA	252

#### 7.1.2 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31.12.1998 er det gitt 316 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske del av kontinentalsokkelen.

#### 7.1.3 NYE UTVINNINGSTILLATELSER

Det ble tildelt åtte utvinningstillatelser i 1998, hvorav fem var fradelinger. Dette vil si at en del av området for en utvinningstillatelse fradeles og at det utstedes en egen utvinningstillatelse for det fradelte området, jf. petroleum-sloven kapittel 3, § 3-10. Dette gjelder i 1998 for utvinningstillatelsene 019 C, 037 B, 053 B, 102 B og 103 B. Fire selskaper fikk tildelt operatørskap. Statoil fikk fire og BP, Hydro og Elf et hver, se tabell 7.1.3.a. En oversikt over tildelingsrunder med utvinningstillatelser, 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 utvinningstillatelser 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	
307/98	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel			Maringeologisk	Skagerrak
308/98	Polar Marine Geosurvey Expedition			Bunnprøver	Vøringplatået og Bjørnøya
309/98	Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung			Hydrografisk	Vest for Svalbard
310/98	Universitetet i Tromsø			Maringeologisk	Nordøstlige Norskehav og vestlige Barentshav
311/98	P. P. Shirshov Institute of Oceanology	X	X	Biologi	Norskehavet
312/98	Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung	X	X	Biologi	Nordvestlige Barentshav, øst og nord for Grønland og Framstredet
313/98	Universitetet i Tromsø			Maringeologisk	Vågsfjorden, Malangen, Balsfjorden og Ramsfjorden, Troms
314/98	Stockholms universitet	X			Skagerrak
315/98	P. P. Shirshov Institute of Oceanology Ras			Biologi Hydrografisk	Norskehavet
316/98	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel		X		Skagerrak

Tabell 7.1.3.a

Utv till	Tildelt Gyldig til:	Blokker	Rettighetshavere:	Andel	SDØE
019 C	1998/09/14 2011/09/01	2/1 7/12	AS Pelican	4,000000	
			o Bp Petroleum Dev. Of Norway AS	56,000000	
			Den Norske Stats Oljeselskap A.S	30,000000	( 30,000)
			Norske Aedc AS	5,000000	
			Norske Moeco AS	5,000000	
037 B	1998/09/14 2009/08/10	33/12	A/S Norske Shell	10,000000	
			o Den Norske Stats Oljeselskap a.s	50,000000	( 30,000)
			Enterprise Oil Norwegian AS	1,041667	
			Esso Expl. & Prod. Norway AS	10,000000	

Utv till	Tildelt Gyldig til:	Blokker	Rettighetshavere:	Andel	SDØE
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			Norske Conoco AS	12,083334	
			Saga Petroleum ASA	1,875000	
053 B	1998/09/14 2017/04/06	30/6	Den Norske Stats Oljeselskap a.s	59,400000	( 45,400)
			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	
102 B	1998/01/22 2025/03/01	25/5	Den Norske Stats Oljeselskap a.s	50,000000	( 30,000)
			o Elf Petroleum Norge AS	30,000000	
			Total Norge AS	20,000000	
103 B	1998/01/22 2021/03/01	25/7	Amerada Hess Norge AS	12,500000	
			Den Norske Stats Oljeselskap a.s	50,000000	( 30,000)
			o Norske Conoco AS	37,500000	
114 C	1998/09/03 1999/09/03	9/1 9/2 9/4	Deminex Norge AS	10,000000	
			o Den Norske Stats Oljeselskap a.s	65,000000	( 30,000)
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
128 B	1998/01/30 2004/01/30	6508/1	o Den Norske Stats Oljeselskap a.s	70,000000	( 55,000)
			Enterprise Oil Norwegian AS	6,000000	
			Norsk Agip AS	6,900000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	8,100000	
			Saga Petroleum ASA	9,000000	
237	1998/01/30 2027/04/10	6407/3	o Den Norske Stats Oljeselskap a.s	60,500000	( 46,950)
			Mobil Development Norway AS	7,350000	
			Neste Petroleum AS	7,000000	
			Norsk Agip AS	7,900000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	2,600000	
			Saga Petroleum ASA	7,000000	
			Total Norge AS	7,650000	

Tabell 7.1.3.b

## Utvinningstillatelser og arealer per 31.12.1998

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	Tilb.lev.			
1.	1.9.1965	001-021	74	59	39842,476	37125,960	2716,516
	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	475,256	142,635
ur.	14.9.1998	019C	2		323,219		323,219
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	304,356	282,478
ur.	14.9.1998	037B	1		9,199		9,199
3.	1.4.1975	038-040					

Tildelings- runde	Tildelt	Utvinn. till. nr. og 042	Antall blokker*		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb.lev. km <sup>2</sup>	Areal utv.till. km <sup>2</sup>
			Tildelt	Tilb.lev.			
			7	5	1840,547	1665,310	175,237
	1.6.1975	041	1	1	488,659	488,659	
	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	2671,790	1336,097
ur.	14.9.1998	053B	1		8,494		8,494
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	3814,125	1478,929
ur.	22.1.1998	102B-103B	2		49,829		49,829
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.	30.1.1998	128B	1		4,220		4,220
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	2580,212	2120,807
12b	9.3.1989	154-162	13	7	5031,262	3477,943	1553,319
13.	1.3.1991	163-184	36	12	12076,889	5227,659	6849,230
ur.	13.9.1991	185-185	1		25,535		25,535
14.	10.9.1933	186-202	31		10509,915	535,510	9974,405
15.	2.2.1996	203-220	47		17405,807		17405,807
BHP	30.5.1997	221-236	19		5182,108		5182,108
ur.	30.1.1998	237	1		17,567		17,567
			406	141	153018,985	92816,509	60202,476

\* blokk eller del av blokk

ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

BHP = Barenthavprosjektet

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
Utv.till. 037B	1998	1	52	48	100	0
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
Utv.till. 019C	1998	2	50	50	0	100
Gullfaks (050)	1978	1	100	0	100	0
Utv.till. 050B	1995	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
Utv.till. 053	1998	1	100	0	100	0
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. 102B og 103B	1998	2	50	50	0	100
Utv.till. 112	1985	1	67	33	0	100
Utv.till. 114C	1998	3	90	10	100	0
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. 128B	1998	1	87	13	100	0
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
Barentshavprosjektet	1997	19	56	44	69	31
Utv.till. 237	1998	1	70	30	100	0

## 7.1.4 ANDELSOVERTAGELSER OG OPERATØRENDRINGER

### Andelsoverdragelser

I løpet av 1998 er 41 andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 61 i lov 22.3.1985 nr 11 eller lov 29.11.1996 nr 72 om petroleumsvirksomheten. Andelsoverdragelsene er vist i tabell 7.1.4.

### Operatørendringer

3 operatørendringer er godkjent i 1998:

### Utvinningstillatelse 103

Operatør: Amerada Hess Norge AS overtok operatøransvaret fra Norske Conoco A/S. Godkjent 19. oktober 1998.

### Utvinningstillatelse 143

Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS overtok operatøransvaret fra BP Petroleum Development of Norway AS. Godkjent 29. desember 1998.

### Utvinningstillatelse 157

Operatør: Norsk Chevron AS overtok operatøransvaret fra Den norske stats oljeselskap a.s. Godkjent 6. Januar 1998.

**Tabell 7.1.4**  
**Andelsoverdragelser 1998**

Utv.till	Kjøp	Andel	SDØE	Dato	Utv.till	Salg	Andel	Dato
019 C	Bp Petroleum Dev. Of Norway As	4,778		16.09.1998	019 C	Bp Petroleum Dev. Of Norway As	20	30.11.1998
019 C	Norsk Hydro Produksjon As	20		30.11.1998	019 C	Norske Aedc A/S	5	16.09.1998
019 C	As Pelican	0,222		16.09.1998	025	Total Norge As	11,8	03.06.1998
025	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	11,8		03.06.1998	036	Elf Petroleum Norge As	15	01.01.1998
036	Norsk Hydro Produksjon As	15		01.01.1998	037 B	Norske Conoco A/S	12,083334	16.09.1998
037 B	Norsk Hydro Produksjon As	9		16.09.1998	037 B	Enterprise Oil Norwegian As	1,041667	16.09.1998
037 B	Saga Petroleum Asa	4,125		16.09.1998	037 B	Mobil Development Norway As	15	16.09.1998
037 B	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	35	43	16.09.1998	037 B	A/S Norske Shell	10	16.09.1998
040	Total Norge As	28,8		01.01.1998	037 B	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10	16.09.1998
046	Elf Petroleum Norge As	1		01.01.1998	040	Elf Petroleum Norge As	28,8	01.01.1998
053 B	Norsk Hydro Produksjon As	28,35		16.09.1998	046	Total Norge As	1	01.01.1998
064	Total Norge As	5		01.01.1998	053 B	Elf Petroleum Norge As	9,333	16.09.1998
065	Bp Petroleum Dev. Of Norway As	20		23.07.1998	053 B	Saga Petroleum Asa	7,35	16.09.1998
078	Total Norge As	15		01.01.1998	053 B	Total Norge As	4,667	16.09.1998
093	Norsk Chevron As	7,56		09.02.1998	053 B	Mobil Development Norway As	7	16.09.1998
100	Total Norge As	35		01.01.1998	064	Elf Petroleum Norge As	5	01.01.1998
103	Amerada Hess Norge As	37,5		01.01.1998	065	Enterprise Oil Norwegian As	20	23.07.1998
110	Total Norge As	20		01.01.1998	078	Elf Petroleum Norge As	15	01.01.1998
143	Norsk Hydro Produksjon As	15		29.12.1998	093	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	7,56	09.02.1998
143	Phillips Petroleum Norsk As	10		22.12.1998	100	Elf Petroleum Norge As	35	01.01.1998
156	Norsk Chevron As	20		09.02.1998	103	Norske Conoco A/S	37,5	01.01.1998
157	Norsk Chevron As	30		09.02.1998	110	Elf Petroleum Norge As	20	01.01.1998
158	Norsk Chevron As	20		09.02.1998	143	Bp Petroleum Dev. Of Norway As	15	29.12.1998
159	Enterprise Oil Norwegian As	20		17.08.1998	143	Amoco Norway As	10	22.12.1998
172	Norske Conoco A/S	1,67		01.12.1998	156	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	20	09.02.1998
172	Mobil Development Norway As	2,78		01.12.1998	157	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	30	09.02.1998
176	Norsk Chevron As	15		09.02.1998	158	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	20	09.02.1998
176	A/S Norske Shell	10		21.12.1998	159	Total Norge As	20	17.08.1998
182	Norsk Chevron As	20		09.02.1998	172	Amerada Hess Norge As	4,45	01.12.1998
190	Total Norge As	10		01.01.1998	176	Fina Production Licenses As	10	21.12.1998
195	Norsk Hydro Produksjon As	5		29.12.1998	176	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	15	09.02.1998
					182	Den Norske Stats Oljeselskap A.S	20	09.02.1998
					190	Enterprise Oil Norwegian As	10	01.01.1998
					195	Bp Petroleum Dev. Of Norway As	5	29.12.1998

## 7.1.5 TILBAKELEVERINGER/OPPGIVELSER

Det har vært 15 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1998. 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 1998	Areal i utv. till. km <sup>2</sup>	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km <sup>2</sup>	Tilb.levert areal km <sup>2</sup> i 1998	Areal i utv. till. km <sup>2</sup>
009	Elf	9/5	2233,446	107,236	0,0	157	Chevron	6406/12	452,584	226,038	226,546
019 B	BP	2/1, 7/12	617,890	323,219	142,635	158	BP	6407/8	448,529	224,390	224,139
037	Statoil	33/12	586,834	9,199	282,478	159	Statoil	6507/3	424,012	186,753	237,259
053	Hydro	30/6	508,360	8,494	325,458	168	Statoil	25/10	267,501	123,863	143,638
102	Elf	25/5	523,937	26,123	236,149	175	Statoil	6402/10, 6402/11	969,378	540,024	429,354
103	Conoco	25/7	527,805	23,706	240,271	176	Shell	6407/11, 6407/12	905,169	488,154	417,015
144	Conoco	1/5, 1/6	336,500	147,602	188,898						
153	Hydro	35/9, 36/7	993,138	208,138	784,143	188	Elf	17/3	535,510	535,510	0,0

## 7.1.6 RETTIGHETSHAVERE I AKTIVE UTVINNINGSTILLATELSER

Tabell 7.1.6

Rettighetshavere i utvinningstillatelser per 31. desember 1999

Utv. Till.	Tildelt	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	Amerada Hess Norge AS O Amoco Norway Oil Company	28,333333 28,333333	
		3/ 4	Elf Petroleum Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS	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	
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 00/12/31	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 Svenska 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 (30,000) 5,000000 5,000000	
019 C	98/09/14 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 MOECO A/S Norsk Hydro Produksjon AS	4,222000 40,778000 30,000000 (30,000) 5,000000 20,000000	
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 46,800000 10,000000	
026	69/05/23 15/05/23	25/ 2	Den norske stats oljeselskap a.s O Elf Petroleum Norge AS	5,000000 41,420000	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			Norsk Hydro Produksjon AS	32,870000	
			Total Norge AS	20,710000	
027	69/05/23 15/05/23	25/ 8	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
027 P	69/05/23 15/05/23	25/ 8	Enterprise Oil Norwegian AS	50,000000	
			O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000	
028	69/05/23 15/05/23	25/10	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
028 P	69/05/23 15/05/23	25/10	Enterprise Oil Norwegian AS	50,000000	
			O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000	
029	69/05/23 15/05/23	15/ 6	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
031	69/05/23 15/05/23	2/10	Fina Production Licenses AS	30,000000	
			Norsk Agip AS	18,260000	
			O Phillips Petroleum Company Norway	51,740000	
032	69/05/30 15/05/30	2/ 9	Amerada Hess Norge AS	35,000000	
			O Amoco Norway Oil Company	25,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
			Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
033	69/05/30 15/05/30	2/11	Amerada Hess Norge AS	25,000000	
			O Amoco Norway Oil Company	25,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	25,000000	
			Enterprise Oil Norwegian AS	25,000000	
034	69/11/14 15/11/14	30/ 5	O A/S Norske Shell	100,000000	
035	69/11/14 15/11/14	30/11 30/11	O A/S Norske Shell	100,000000	
036	71/06/11 21/06/11	25/ 4	Elf Petroleum Norge AS	18,702000	
			Marathon Petroleum Norge AS	46,904000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	21,920000	
			Saga Petroleum ASA	6,611000	
			Total Norge AS	5,541000	
			AS Ugland Rederi	0,322000	
037	73/08/10 09/08/10	33/ 9 33/ 9	A/S Norske Shell	10,000000	
			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	12,083334	
			Saga Petroleum ASA	1,875000	
037 B	98/09/14 09/08/10	33/12	O Den norske stats oljeselskap a.s	85,000000 (73,000)	
			Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000	
			Saga Petroleum ASA	6,000000	
038	75/04/01 11/04/01	15/12 15/12	Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000 (30,000)	
			O Saga Petroleum ASA	35,000000	
040	75/04/01 11/04/01	29/ 9 30/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000 (30,000)	
			Total Norge AS	43,200000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	6,800000	
043	76/08/06 12/08/06	29/ 6 30/ 4	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000 (30,000)	
			O Total Norge AS	50,000000	
044	76/08/27 12/08/27	1/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s	71,880000 (30,000)	
			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)	



Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
	14/12/03	15/ 8	Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
		15/ 9	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	28,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	9,400000	
048	77/02/18	15/ 5	Norsk Hydro Produksjon AS	9,300000	
	13/02/18	O	Den norske stats oljeselskap a.s	68,900000	(30,000)
			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	
	15/04/06	30/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(37,000)
			Petro-Canada Norge AS	9,000000	
			Norske Deminex AS	2,250000	
			Svenska 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	7,000000	
		O	Norsk Hydro Produksjon AS	12,250000	
			Saga Petroleum ASA	7,350000	
			Total Norge AS	4,667000	
053 B	98/09/14	30/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s	59,400000	(45,400)
	17/04/06	O	Norsk Hydro Produksjon AS	40,600000	
054	79/04/06	31/ 2	A/S Norske Shell	25,900000	
	30/09/30	O	Den norske stats oljeselskap a.s	58,800000	(40,800)
			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	
	15/04/06		Deminex Norge AS	24,500000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	41,400000	(31,400)
			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)
	27/04/10		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)
	17/03/27		Total 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	55,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
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	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			BP Petroleum Dev. of Norway AS	5,000000	
067	81/08/21	2/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
	99/01/01		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)
	27/04/10		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		Total Norge AS	25,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
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	
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	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
091	84/03/09 20/03/09	6406/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	50,000000 33,000000 17,000000	(30,000)
092	84/03/09 20/03/09	6407/ 6	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
093	84/03/09 24/03/09	6407/ 9	O A/S Norske Shell BP Petroleum Dev. of Norway AS Norsk Chevron AS Den norske stats oljeselskap a.s	16,200000 18,360000 7,560000 57,880000	(57,880)
094	84/03/09 27/04/10	6506/12	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Neste Petroleum AS Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA Total Norge AS	44,000000 14,700000 9,800000 9,800000 4,900000 7,000000 9,800000	(26,400)
095	84/03/09 24/03/09	6507/ 7	O Den norske stats oljeselskap a.s Neste Petroleum AS O Norske Conoco A/S	75,000000 5,000000 20,000000	(65,000)
097	84/03/09 20/03/09	7120/ 6 7120/ 6	Amerada Hess Norge AS Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS	11,250000 10,000000 56,250000 22,500000	(30,000)
099	84/03/09 20/03/09	7121/ 4	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS	50,000000 12,500000 37,500000	(30,000)
100	84/03/09 20/03/09	7121/ 7	Deminex Norge AS O Den norske stats oljeselskap a.s Total Norge AS Svenska Petroleum Exploration AS	4,000000 51,000000 35,000000 10,000000	(30,000)
101	85/03/01 22/03/01	16/10	Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Agip AS	5,000000 50,000000 45,000000	(30,000)
102	85/03/01 25/03/01	25/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s O Total Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
102 B	98/01/22 25/03/01	25/ 5	Den norske stats oljeselskap a.s O Elf Petroleum Norge AS Total Norge AS	50,000000 30,000000 20,000000	(30,000)
103	85/03/01 21/03/01	25/ 7	O Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000 50,000000	(30,000)
103 B	98/01/22 21/03/01	25/ 7	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norske Conoco A/S	12,500000 50,000000 37,500000	(30,000)
104	85/03/01 25/03/01	30/ 9	Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS O Norsk Hydro Produksjon AS Norske Conoco A/S Saga Petroleum ASA	50,000000 5,000000 24,000000 11,000000 10,000000	(30,000)
107	85/03/01 21/03/01	6407/ 7	Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Petro-Canada Norge AS O Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 20,000000 7,500000 22,500000	(30,000)
109	85/03/01	7120/ 2	Den norske stats oljeselskap a.s	61,945000	(30,000)

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
	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	Total 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	
114 C	98/09/03	9/ 1	Deminex Norge AS	10,000000	
	99/09/03	9/ 2	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
		9/ 4	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	
	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	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
128 B	98/01/30 04/01/30	6508/ B	O Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA	70,000000 6,000000 6,900000 8,100000 9,000000	(55,000)
132	87/04/10 23/04/10	6407/10	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Petro-Canada Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 20,000000 7,500000 22,500000	(30,000)
134	87/04/10 27/04/10	6506/11	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip AS Saga Petroleum ASA Total Norge AS	53,000000 30,000000 7,000000 10,000000	(25,000)
138	87/05/29 23/05/29	7122/ 6	O Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Total Norge AS	13,000000 50,000000 37,000000	(30,000)
142	87/05/29 27/05/29	29/ 9 30/ 7 30/10	O Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum ASA	70,000000 30,000000	(30,000)
143	88/07/08 27/07/08	1/ 2	O Phillips Petroleum Norsk AS Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000 30,000000 15,000000 35,000000	(30,000)
144	88/07/08 28/07/08	1/ 5 1/ 6 1/ 6	O Enterprise Oil Norwegian AS Den norske stats oljeselskap a.s Norske Conoco A/S Amerada Hess Norge AS	25,000000 50,000000 15,000000 10,000000	(30,000)
145	88/07/08 24/07/08	1/ 9 2/ 7	O Phillips Petroleum Norsk AS Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS	40,000000 40,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
146	88/07/08 27/07/08	2/ 4	O Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Phillips Petroleum Norsk AS Saga Petroleum ASA	10,000000 30,000000 20,000000 20,000000 20,000000	(30,000)
147	88/07/08 27/07/08	3/ 7 3/ 8	O A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000 50,000000	(30,000)
148	88/07/08 24/07/08	7/ 4 7/ 7	O Amerada Hess Norge AS Amoco Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Total Norge AS	25,000000 10,000000 50,000000 15,000000	(30,000)
150	88/07/08 24/07/08	24/ 9	O Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS 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	O Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s. Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS	10,000000 80,000000 10,000000	(30,000)
153	88/07/08 28/07/08	35/ 9 36/ 7	O A/S Norske Shell Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s 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	O Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	10,000000 30,000000	(30,000)

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			Norsk Chevron AS	20,000000	
			O Saga Petroleum ASA	40,000000	
157	89/03/03 99/03/03	6406/12	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	(20,000)
			Norske Conoco A/S	10,000000	
			O Norsk Chevron AS	30,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	15,000000	
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
158	89/03/03 28/03/03	6407/ 8	O BP Petroleum Dev. of Norway AS	40,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
			Norsk Chevron AS	20,000000	
			A/S Norske Shell	10,000000	
159	89/03/03 99/03/03	6507/ 3	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
			Enterprise Oil Norwegian AS	40,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
163	91/03/01 00/03/01	2/10 2/10	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			Norsk Agip AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	30,000000	
166	91/03/01 00/03/01	15/ 6	Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
			O Deminex Norge AS	30,000000	
167	91/03/01 00/03/01	16/ 1	Amoco Norway AS	10,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	30,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000	
168	91/03/01 99/03/01	25/10	Amerada Hess Norge AS	25,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	75,000000	(20,000)
169	91/03/01 00/03/01	25/ 8 25/11	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	40,000000	
171	91/03/01 00/03/01	30/12	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			O Norsk Hydro Produksjon AS	30,000000	
			Mobil Development Norway AS	10,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
172	91/03/01 25/03/01	33/ 9 33/ 9	Amerada Hess Norge AS	5,550000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			O Mobil Development Norway AS	27,780000	
			Norske Conoco A/S	16,670000	
173	91/03/01 00/03/01	35/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)
			Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
			Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
174	91/03/01 01/03/01	35/12	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(35,000)
			O Saga Petroleum ASA	30,000000	
			Norske Conoco A/S	20,000000	
175	91/03/01 99/03/01	6204/10 6204/11	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(25,000)
			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 28/03/01	6407/11 6407/12	O A/S Norske Shell	40,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	35,000000	(35,000)
			Norsk Chevron AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
177	91/03/01 00/03/01	6610/ 2 6610/ 3	BP Petroleum Dev. of Norway AS	20,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(20,000)

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			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	30,000000	(30,000)
	00/03/01	7219/ 8	Enterprise Oil Norwegian AS	20,000000	
			Norsk Chevron 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	
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		Total Norge AS	10,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	30,000000	
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	
193	93/09/10	34/11	Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
	01/09/10		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	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
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)
	00/09/10	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)
			Saga Petroleum ASA	20,000000	
			7228/ 7		
		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			
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	



Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			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	
			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 OLJESESKAP 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	

Utv. Till.	Tildelt	Blokker	Rettighetshavere	Andel	Sdøe
			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	
			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)
237	98/01/30	6407/ 3	Norsk Agip AS	7,900000	
	27/04/27		Norsk Hydro Produksjon AS	2,600000	
			Mobil Development Norway AS	7,350000	
			Neste Petroleum AS	7,000000	
			Saga Petroleum ASA	7,000000	
			O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP AS	60,500000	(46,950)
			Total Norge AS	7,650000	

## 7.2 SALG OG FRIGIVNING AV DATA

### 7.2.1 RAPPORTERING OG FRIGIVNING AV DATA OG 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-toratet mottar også oljeprøver fra alle testede brønner.

Per 31.12.1998 har Oljedirektoratet lagret 108 716 meter kjernemateriale fra 1 201 brønner, 460 046 prøver av vasket borekaks fra 1 265 brønner og 526 034 våtprøver fra 1 506 brønner. I tillegg finnes olje- og kondensatprøver fra 328 brønner. Dette inkluderer materiale fra Svalbard, Hopen 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 Tanzania og Mozambique.

I 1998 har Oljedirektoratet mottatt 5 216 m kjerner, 35 249 prøver av vasket borekaks, 16 942 våtprøver og 17 oljeprøver.

I løpet av 1998 er det tatt ut materiale fra 1 003 lete-brønner, 94 fremmede brønner og 1003 utvinningsbrønner for nærmere undersøkelse.

Steinlageret var stengt i 67 arbeidsdager på grunn av arbeider som ble utført.

### 7.2.2 FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale til blant annet undervisning og forskning. Geo-logiske og reservoartekniske data frigis normalt to år etter at brønnen er komplettert. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke. "Well Data Summary Sheets" (WDSS) blir pu-blisert 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 utvinningsstillatelse 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 årlig og har en halvårlig oppdatering. Oljedirektoratet erfarer en økende etterspørsel etter frigitte data etter hvert som flere datatyper med stadig bedre kvalitet blir gjort tilgjen-gelig. Noen typer data kan også leveres i digital form på diskett eller magnetbånd. Det henvises forøvrig til Olje-direktoratets publikasjonsliste.

Oljedirektoratet mottok 123 bestillinger på data fra til sammen 1313 brønner. 78 var bestillinger på film/papir-kopier fra 502 brønner, 33 var på digitale datasett fra 737

"High Quality Log Data Project" (HQLD) brønner, 6 var bestillinger av digitale kjerneanalyser fra 19 brønner og 6 var på digitale retningsdata fra 55 brønner. Dette er en øk-ning på 123 prosent i forhold til 1997.

Oljedirektoratet har levert 64 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 sammen-stillinger 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. Søk-nader om frigivning av data rettes til frigivningskomiteen i Oljedirektoratet.

13 søknader har vært behandlet i 1998. Av disse var åtte for organisk geokjemiske studier, fire for biostratigrafiske og en for geofysiske. Det ble til sammen frigitt ca 34 kg prøvemateriale og 50 ml olje.

Oljedirektoratets kjernestudierom ble i 1998 benyttet av 29 forskjellige selskaper/institusjoner for studier av kjer-ner og/eller geologisk prøvetaking. Kjernestudierommene har vært benyttet 96 dager av gjester utenfra i tillegg til 116 dager av egne ansatte.

Per 31.12.1998 har Oljedirektoratet frigitt data fra 1 128 seismiske undersøkelser som omfatter 4 423 278 linje-kilometer seismikk.

Fortegnelse over disse undersøkelsene foreligger i pu-blikasjonen "Released seismic surveys, Volume A & B". "Volume A" inneholder datapakkene i Nordsjøen og "Volume B" i Norskehavet.

### 7.2.3 SALG AV OLJEDIREKTORATETS SEISMIKK

Oljedirektoratets regionale og semiregionale seismiske data (OD-seismikk) er tilgjengelige for industrien i form av sei-smiske datapakker. I 1998 ble det solgt 57 pakker til en verdi av 37 mill kr. Tabellen nedenfor viser antall solgte pakker i 1998 og totalt.

Pakke	Navn	1998	Totalt
001	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-1		35
002	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-2	1	29
003	Tampen-Spur		22
004	Møre-South-84		22
005	Trøndelag-Regional	1	26
006	Haltenbanken-Vest-84	2	26
007	Frøyabanken-84	1	28
008	Møre-Trøndelag-Pakke-2 #)		22
009	Møre-Trøndelag-Pakke-3 #)		28
010	Trænanbanken		30
011	Reg-Data-Nordland-Ryggen	2	24
012	Nordland-IV-85	2	15
013	Reg-Data-Midt-N-Sokkel	2	23
014	Nordland-II-83	3	27
015	Nordland-III-84	2	19
016	Troms-II		13
017	Regional-Data-Troms-Øst		18
018	Finnmark-Vest-83		19
019	Finnmark-Vest-84		20
020	Nordland-III-85	2	18

Pakke	Navn	1998	Totalt
021	Møre-Sør-Test-84 #)		5
022	Storegga-85	2	15
023	Vøringplatået	2	17
024	Vøringbassenget-85/86	2	18
025	Lofoten-Vest-86	1	19
026	Jan-Mayen-85		1
028	Vøringbassenget-87	2	17
029	Nordland-VI-87	1	19
030	Nordland-VII-87		13
031	Nordland-V-87	1	13
032	Nordland-VI-88	1	19
033	Nordland-VII-88		13
034	Nordland-V-73-79	1	13
035	Nordland-VI-73-79	1	19
036	Nordland-VI-89	1	19
037	Nordland-VII-89		13
038	Nordland-VII-74/75		13
039	Nordsjøen-Sør-Test-89 #)		1
040	Vøringbassenget-88	2	17
041	Vøringbassenget-Merlin-89	2	17
042	Vøringbassenget-Western-89	2	17
043	Mørebassenget-88	2	14
044	Typeprofiler-Barentshavet #)		2
045	Vøringbassenget-I-90	2	17
046	Storegga-90	2	15
047	Vikinggraben-Sør-Test-91 #)		1
048	Vikingbanken-Test-91 #)		3
049	Norskehavet-74/79		1
050	Vøringbassenget-II-Ensign-91	2	15
051	Vøringbassenget-II-Digicon-91	2	15
052	Mørebassenget-91	2	15
053	Jan-Mayen-88		1
054	Vøringbassenget-II-92	2	15
055	Mørebassenget-Ensign-92	2	15
056	Mørebassenget-Digicon-92	2	15
057	Vestfjorden		5
058	Vestfjorden-77/78		5
100	Troms-Hovedpakke		35
101	Reg-Data-Troms-Bar.Havet-73		22
102	Troms-Iii-83/84		17
103	Troms-Iii-85		17
105	Troms-I-Øst-77		20
106	Troms-Nord-82-Pakke-1		24
107	Troms-Nord-83-Pakke-3		23
108	Troms-Nord-82-Pakke-2		17
109	Troms-Nord-83-Pakke-4		17
200	Bjørnøya-Pakke-1		21
201	Bjørnøya-Sør-84		21
202	Bjørnøya-Øst-Regional-84		18
203	Bjørnøya-Øst-84		17
204	Bjørnøya-Tillegg-Nord		17
205	Bjørnøya-Vest-Regional-84		15
206	Lopparyggen-Øst-Regional-84		19
207	Lopparyggen-Øst-85-Ssl-Diag		19
208	Lopparyggen-Øst-85-Nord		19
209	Lopparyggen-Øst-85-Geco-Diag		19
210	Lopparyggen-Øst-85-Grid		19
211	Bjørnøya-Øst-Test-85 #)		1
212	Bjørnøya-Vest-86-Diag		13
213	Bjørnøya-Vest-86-High		13
214	Bjørnøya-Vest-86-Margin		12
215	Bjørnøya-Vest-86-Swath #)		1
216	Bjørnøya-Vest-87		13
300	Barentshavet-Sør-Øst-HovedPk		22
301	Barentshavet-Sør-Øst-Pakke-2		21
302	Nordkapp-Bass-85-Geco-Diag		20
303	Nordkapp-Bassenget-85-Nord		20
304	Nordkapp-Bassenget-85-Grid		21
305	Nordkapp-Bassenget-86-Diag		20
306	Nordkapp-Bassenget-86-Sør		21
307	Nordkapp-Bassenget-86-Nord		14
308	Finnmark-Øst-86-Regional		19
309	Finnmark-Øst-86-Diag		18
310	Finnmark-Øst-86-Gsi		19
312	Nordkapp-Test-87 #)		1
400	Barentshavet Nordvest Regional		3
500	Barentshavet Nordøst Regional		3

### 7.3 STATISTIKK OVER LETEBORING

Det er per 31. desember 1998 påbegynt 942 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 673 undersøkelsesbrønner og 269 avgrensingsbrønner.

887 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 52 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 6301/11-2 boret av Statoil i 1991.

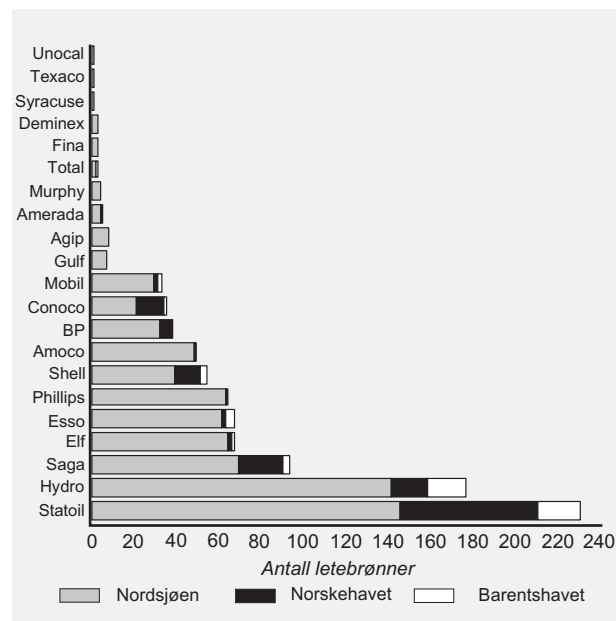
Letebrønnene er boret av 21 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a. Antall operasjonsdager per selskap i 1998 er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31.12.1998 er det boret 3 046 295 meter ved leteboring, av dette 84 214 meter i 1998. Gjennomsnittlig totaldyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1998 er 3 921 meter. Letebrønn 6406/2-1, som ble gjenåpnet og boret dypere i 1995 av Saga Petroleum ASA, er den hittil dypeste brønnen på norsk sokkel med 5 870 m msl.

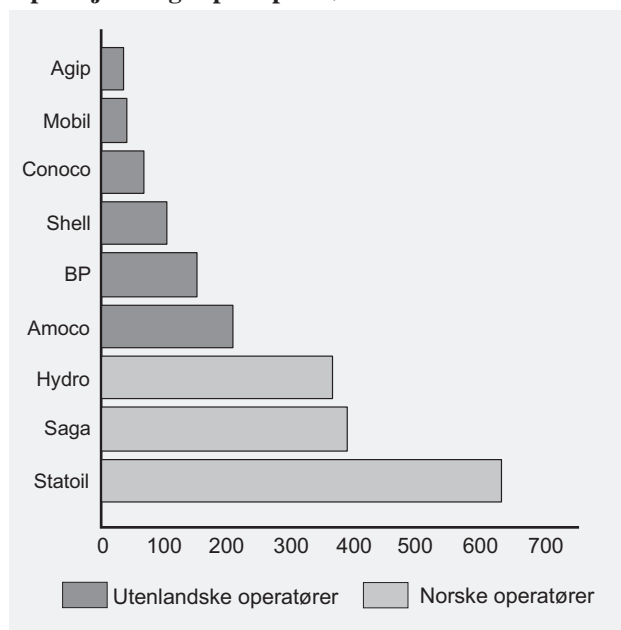
Den lengste brønnbanen for en letebrønn boret hittil er 9/2-8 S, som ble boret av Statoil i 1997/98. Brønnbanen var 7 684 meter RKB (7 642 m msl). Brønnen var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som brønn 6406/2-1.

Det største vanddyppet det hittil er boret på på norsk sokkel, er 1 274 meter. Brønnen var 6707/10-1 og ble boret i 1997 med BP som operatør. Dette er 751 m dypere enn det var blitt boret på tidligere. Gjennomsnittlig vann-

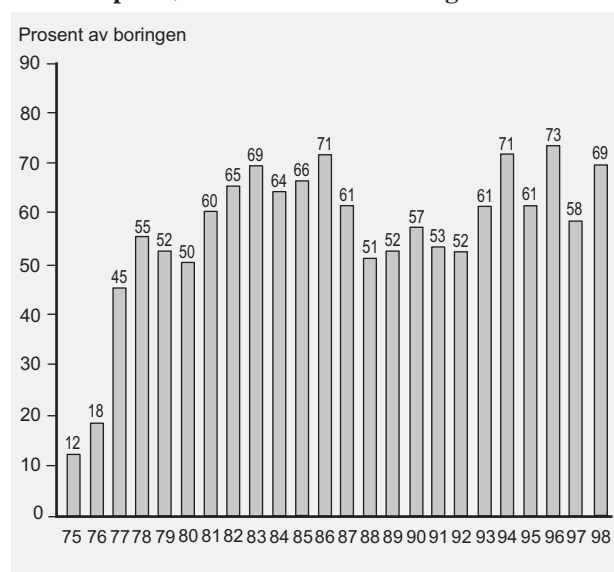
Figur 7.3.a  
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



**Figur 7.3.b**  
Operasjonsdager per operatør



**Figur 7.3.c**  
Norske operatørers andel av leteboringen



dyp for letebrønner boret i 1998 var 275 m. Tabell 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanddypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1998.

For boringer på norsk sokkel er det benyttet 83 forskjellige boreinnretninger, 15 under to forskjellige navn.

Av disse er 54 av typen halvt nedsenkbare, 17 oppjekkbare, 5 boreskip og 7 faste innretninger. I 1998 har 11 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	98	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	13	510
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	7	236
<b>Norskehavet</b>																																		
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	5	3	2	13	5	110
Avgrensning																		1	6	5	4	1	1	1				2	3	4	4	1	33	
<b>Barentshavet</b>																																		
Undersøkelse															2	3	4	5	7	7	2	5	4	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	18	672
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	8	270
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	26	942
<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	133	129	1501	
<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	183	155	2443

**Tabell 7.3.b**  
Letebrønner påbegynt i 1998 (Regionalt fordelt)

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	3	2	5	1	1	2				4	3	7
Hydro	4	3	7	1		1				5	3	8
Phillips												
Elf												

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Saga	1	1	2	1		1				2	1	3
Esso												
Shell				1		1				1		1
Amoco	2		2							2		2
Conoco	1		1							1		1
Mobil	1		1							1		1
BP		1	1	1		1				1	1	2
Gulf												
Murphy												
Total												
Agip	1		1							1		1
Deminex												
Syracuse												
Texaco												
Unocal												
Fina												
Amerada												
Undersøkelse	13			5						18		
Avgrensning		7			1						8	
Letebrønner			20			6						26

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	84	61	145	51	14	65	19	1	20	154	76	230
Hydro	94	47	141	15	2	17	18		18	127	49	176
Phillips	43	20	63	1		1				44	20	64
Elf	46	18	64	2		2	1		1	49	18	67
Saga	54	15	69	17	4	21	3		3	74	19	93
Esso	37	24	61	2		2	4		4	43	24	67
Shell	28	11	39	7	5	12	3		3	38	16	54
Amoco	35	13	48	1		1				36	13	49
Conoco	21		21	5	8	13	1		1	27	8	35
Mobil	20	9	29	2		2	2		2	24	9	33
BP	17	15	32	6		6				23	15	38
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	8		8							8		8
Deminex	3		3							3		3

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
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	511			110			52			673		
Avgrensning	235			33			1			269		
Letebrønner	746			143			53			942		

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
			1998	275	3 921

**Tabell 7.3.e**
**Boreinnretninger som har boret letebrønner på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1998**

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)	43	2	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	59	4	"
Deepsea Saga	16	3	"
Deepsea Trym	11	1	"
Drillmaster	5	1	"
Drillship	1		Boreskip

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
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	15	2	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (tidl. Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		"
Nortrym	32	3	"
Ocean Alliance	5		"
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	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	4	1	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	"
Stene Dee (tidl. Dyvi Stena)	25	2	"
Transocean Arctic (tidl. Ross Rig (ny))	32	3	"
Transocean Leader (tidl. Transocean 8)	25	2	"
Transocean Nordic	6		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	"



Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Vinni	5		"
Waage Drill I	2		"
West Alpha (tidl. Dyvi Alpha)	23	3	"
West Delta (tidl. Dyvi Delta)	40	5	"
West Epsilon	2		Oppjekkbar
West Vanguard	44	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
	<b>932</b>	<b>105</b>	
I tillegg er 9 letebrønner boret fra faste innretninger:			
Cod innretningen	1		
Ekofisk B	1		
Gullfaks B	1		
Slipner A	1		
Ula A	1		
Veslefrikk A	5		
	<b>942</b>	<b>105</b>	

Tabell 7.3.f

## Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner 1998

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.till. nr	Posisjon nordøst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vann dyp KBE	TD (RKB) Alder på TD
1/03-09	S 928	56 58 57.97	98.05.08	BP	Avgrensningsbrønn	68	4516
	065	02 57 31.33	98.07.31	Mærsk Jutlander	Midlertidig forlatt	23	Jura
1/05-03	S X 918	56 41 24.52	98.06.09	Conoco	Undersøkelserbrønn	69	1566
	144	02 36 54.13	98.08.04	Byford Dolphin	Oppgitt	25	Tertiær
2/08-17	S 912	56 27 21.19	97.12.04	Amoco	Undersøkelserbrønn	69	2685
	006	03 36 05.18	98.01.28	Transocean Nordic	Hydrokarboner	40	Perm
2/08-17	A 924	56 27 21.19	98.01.28	Amoco	Undersøkelserbrønn	69	3145
	006	03 36 05.18	98.02.21	Transocean Nordic	Hydrokarboner	40	Perm
9/02-08	S 895	57 49 07.58	97.06.24	Statoil	Undersøkelserbrønn	93	7684
	114	04 31 11.00	98.02.02	Mærsk Giant	Reklass. til injektor	42	
15/03-06	941	58 46 23.47	98.12.14	Amoco	Undersøkelserbrønn	105	2793
	187	01 45 15.13	98.12.29	Mærsk Jutlander	Tørt hull	25	
15/09-19	B 916	58 26 09.08	97.11.09	Statoil	Avgrensningsbrønn	84	4250
	046	01 55 47.26	98.02.02	Byford Dolphin	Hydrokarboner	25	Trias
15/09-21	S 926	58 25 04.58	98.03.23	Statoil	Avgrensningsbrønn	108	5126
	046	01 43 04.61	98.05.23	West Epsilon	Tørt hull	48	
16/01-05	939	58 47 53.52	98.10.12	Statoil	Undersøkelserbrønn	105	2460
	167	02 09 12.14	98.11.21	Byford Dolphin	Tørt hull	25	
16/01-05	A 945	58 47 53.52	98.11.21	Statoil	Undersøkelserbrønn	105	2150
	167	02 09 12.14	98.12.06	Byford Dolphin	Hydrokarboner	25	
16/10-04	931	58 04 59.56	98.07.10	Agip	Undersøkelserbrønn	76	2580
	101	02 11 57.20	98.08.10	Transocean Nordic	Tørt hull	40	Perm
24/06-02	929	59 33 32.41	98.05.25	Hydro	Undersøkelserbrønn	148	2722
	203	01 57 17.26	98.07.08	Transocean Leader	Olje/gassfunn		Paleocen
25/11-22	911	59 09 38.70	98.01.07	Hydro	Undersøkelserbrønn	123	1805
	169	02 31 25.00	98.01.24	West Vanguard	Tørt hull	22	Kritt
30/03-07	A 903	60 46 57.76	97.10.27	Statoil	Undersøkelserbrønn	175	6678
	052	02 53 52.59	98.01.29	Veslefrikk A	Oljefunn	56	U. Jura
30/03-07	B 910	60 46 57.76	98.05.20	Statoil	Undersøkelserbrønn	175	5979
	052	02 53 52.59	98.08.04	Veslefrikk A		56	U. Jura
30/06-25	S 940	60 30 45.70	98.11.26	Hydro	Undersøkelserbrønn	105	0
	053	02 43 16.00	00.00.00	West Delta		29	
30/08-03	914	60 26 40.54	97.11.13	Hydro	Undersøkelserbrønn	93	3720
	190	02 38 58.02	98.01.05	West Vanguard	Gass/kondensatfunn	22	Jura
30/09-19	937	60 27 35.38	98.09.08	Hydro	Undersøkelserbrønn	105	3560
	079	02 41 38.94	98.10.30	West Delta	Olje/gassfunn	29	

Brønn	Reg.nr Utv.till. nr	Posisjon nordøst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vanddyb KBE	TD (RKB) Alder på TD
30/09-19 A	942	60 27 35.38	98.10.30	Hydro	Avgrensningsbrønn	105	3775
	079	02 41 38.94	98.12.21	West Delta		29	
34/07-26 SR	902	61 16 29.38	98.01.06	Saga	Avgrensningsbrønn	201	4690
	089	02 07 11.41	98.02.02	Scarabeo 5	Olje	25	Jura
34/07-26 A	925	61 16 29.38	98.02.02	Saga	Avgrensningsbrønn	201	4290
	089	02 07 11.41	98.04.22	Scarabeo 5	Reklass. til produksjon	25	Ø. Jura
34/07-27	933	61 29 32.30	98.09.01	Mobil	Undersøkelserbrønn	311	3000
	089	02 00 21.90	98.10.07	Byford Dolphin	Tørt hull	25	U. Jura
34/07-28	921	61 28 06.76	97.12.30	Saga	Undersøkelserbrønn	305	2987
	089	02 01 05.12	98.03.02	Transocean Leader		24	U. Jura
34/07-29 S	923	61 21 51.69	98.03.04	Saga	Undersøkelserbrønn	250	2733
	089	02 02 23.37	98.04.14	Transocean Leader	Midlert. forlatt. oljefunn	24	M. Jura
34/11-04	947	61 03 26.10	98.12.09	Statoil	Avgrensningsbrønn	133	0
	193	02 22 46.50	00.00.00	Transocean Arctic		25	
35/09-04 S	930	61 19 32.50	98.07.13	Hydro	Avgrensningsbrønn	390	1261
	153	03 57 55.23	98.08.12	Transocean Leader	Midlertidig forlatt	24	
35/11-11	927	61 06 31.42	98.04.16	Hydro	Avgrensningsbrønn	359	3225
	090	03 33 39.03	98.05.22	Transocean Leader	Tørt hull	24	U. Jura
6305/01-01	935	63 46 59.72	98.08.18	Hydro	Undersøkelserbrønn	839	4560
	209	05 16 19.57	98.11.16	Transocean Leader	Tørt hull	24	Ø. Kritt
6305/07-01	932	63 21 46.61	98.07.08	BP	Avgrensningsbrønn	857	3377
	208	05 15 43.73	98.08.30	Ocean Alliance	Gass	26	Ø. Kritt
6406/02-04 SR	876	64 47 58.34	98.11.12	Saga	Avgrensningsbrønn	274	0
	199	06 32 29.26	00.00.00	Deepsea Bergen		24	
6406/02-05 A	908	64 55 54.83	97.10.02	Saga	Avgrensningsbrønn	341	5600
	199	06 26 58.65	98.02.23	Deepsea Bergen	Gass	23	U. Jura
6406/02-06	934	64 45 31.34	98.08.25	Saga	Undersøkelserbrønn	302	5263
	199	06 22 54.69	98.11.07	Deepsea Bergen	Midlertidig forlatt	23	U. Jura
6505/10-01	917	65 07 59.69	98.03.28	Shell	Undersøkelserbrønn	684	5028
	210	05 10 29.39	98.07.04	Ocean Alliance	Tørt hull	26	Ø. Kritt
6506/11-06	922	65 01 25.24	98.02.24	Statoil	Avgrensningsbrønn	378	5275
	134	06 25 10.71	98.08.22	Deepsea Bergen	Gass/kondensat	23	U. Jura
6507/03-03	944	65 48 03.73	98.12.23	Statoil	Undersøkelserbrønn	392	0
	159	07 43 28.69	00.00.00	Byford Dolphin		25	
6507/05-01	919	65 44 36.11	97.12.24	Amoco	Undersøkelserbrønn	327	4224
	212	07 39 04.60	98.05.03	Mærsk Jutlander		25	U. Jura
6706/11-01	907	67 04 24.77	97.10.12	Statoil	Undersøkelserbrønn	1238	4317
	217	06 27 47.70	98.03.22	Ocean Alliance	Tørt hull	26	Ø. Kritt

## 7.4 STATISTIKK OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 1 501 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, se figur 7.4.b, 1 417 av disse i Nordsjøen og 84 i Norskehavet hvor boringen startet i 1992. 1 102 er produksjonsbrønner, 265 vann- eller gassinjeksjonsbrønner og 103 er observasjonsbrønner. 649 er for tiden ute av drift, midlertidig forlatt for senere komplettering eller nedstengt av andre årsaker. Brønnene er boret fra 105 faste innretninger (bunnfaste, flytende eller bunnrammer). 17 utvinningsbrønner var under boring per 31. desember 1998. Figur 7.4.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1998. Det produseres/injiseres per 31.12.1998 fra 74 innretninger fordelt på 41 felt. Tre nye felt er satt i produksjon i 1998. Dette var Varg-, Gullveig- og Tordis Øst feltene. Fire felt er ferdigprodusert:

Nordøst Frigg, Odin, Mime og Loke. Tommeliten Gamma, Cod, Albuskjell, Vest Ekofisk og Edda ble nedstengt i 1998. Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i tabell 7.4.a. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper. Boring av de første utvinningsbrønnene på feltene Gullveig, Varg og Oseberg Sør ble påbegynt i 1998.

I 1998 er det påbegynt 129 utvinningbrønner på 25 felt. 74 av brønnene, - det vil si 57 prosent, er boret fra 14 forskjellige flyttbare innretninger, se figur 7.4.d. Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraftig øking de sju siste årene. Særlig merkbar har økningen vært fra 1995 til 1998 da antall havbunnskompletterte brønner gikk opp fra 25 til 55, se figur 7.4.e. Dette tilsvarer en økning av havbunnskompletterte brønner boret per år fra 7 prosent i 1992 til 43 prosent i 1998. Opplysninger om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.3.b og 7.4.c.

Tabell 7.4.a . Utvinningsboring

Felt/innretning	Boret	Boret	Produserer		Injiserer		Stengt	
	totalt	1998	Olje	Kond.	Gass	gass/vann	Borer	midlert. forlatt
Albuskjell A	11			5				6
Albuskjell F	13							13
Balder A, B, C, D	25	9						25
Brage	40	4	22			12		6

Felt/innretning	Boret	Boret	Produserer		Injiserer		Stengt	
	totalt	1998	Olje	Kond.	Gass	gass/vann	Borer	midlert. forlatt
Albuskjell A	11			5				6
Albuskjell F	13							13
Balder A, B, C, D	25	9						25
Brage	40	4	22			12		6
Cod	9			4				5
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		18					15
Ekofisk K	33	2				30		3
Ekofisk W	8					8		
Ekofisk X	24	10	17					7
Eldfisk A	45		22					23
Eldfisk B	42		14					28
Embla	4		4					
Frigg (UK)	24							24
Frigg	28				7			21
Frøy	12		5			4		3
Gullfaks A	59		27			10	1	21
Gullfaks B	47	3	26			10		11
Gullfaks C	44	3	26			9		9
Gullfaks Sør	5	2					1	4
Gullfaks Vest	3		1					2
Gullveig	2	2	1					1
Gungne	1				1			
Gyda	35		11			10		14
Gyda Sør	1		1					
Heidrun A	22	4	17			2	1	2
Heidrun B	3					2		1
Heidrun C	3					3		
Heimdal	12			4				8
Hod	13		4					9
Lille-Frigg	4		1					3
Loke	2	1						2
Njord	9	4	3			2	1	3
Norne B, C, D	9	5	6			2		1
N-Ø Frigg	7							7
Odin	11							11
Oseberg B, C	116	7	42			19	1	54
Oseberg Sør	1	1					1	
Oseberg Vest	3		1					2
Rimfaks	3	2					1	2
Sleipner A	17				11	4		2
Sleipner D	2					2		
Sleipner Vest	12	2			9		1	2
Snorre A	11		7			3		1
Snorre P	32	4	14			10	1	7
Statfjord A	60	2	24			12	1	23
Statfjord B	60	5	30			12		18
Statfjord C	48	1	24			11		13
Statfjord G	1							1

Felt/innretning	Boret	Boret	Produserer		Injiserer		Stengt	
	totalt	1998	Olje	Kond.	Gass	gass/vann	Borer	midlert. forlatt
Statfjord Nord	10	1	6			2	1	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	3	1						3
Troll A	40	4			31			9
Troll B	1					1		
Troll D,E,F,G,H	63	17	27				1	35
Ula	28		7			7		14
Valhall A	72	3	26					46
Valhall F	15	5	12				1	2
Varg	6	6					1	5
V. Ekofisk	20							20
Veslefrikk	31	3	12			10		9
Vigdis	7	1	5			1		1
Visund	6	2					1	5
Yme A, B	10	1	4			2		4
Øst Frigg A	3							3
Øst Frigg B	2							2
Åsgard	23	12					2	21
	<b>1501</b>	<b>129</b>	<b>535</b>	<b>25</b>	<b>64</b>	<b>211</b>	<b>17</b>	<b>649</b>

Tabell 7.4.b

## Utvinningsbrønner påbegynt og eller avsluttet 1998

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, Y=grenbrønn, 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	Oljeproducent	8714 m
	019 B	03 05 06.49	98.07.23	Gyda	Midl. forlatt ved TD	
2/04-K-10	1456	56 33 55.73	98.05.19	Phillips	Vanninjektor	4282 m
	018	03 12 22.00	98.07.03	Ekofisk K	Midl. forlatt ved TD	
2/04-K-11	1435	56 33 56.12	98.02.24	Phillips	Vanninjektor	3416 m
	018	03 12 23.40	98.04.03	Ekofisk K	Vanninjektor	
2/04-X-02	1447	56 32 50.91	98.04.19	Phillips	Observasjonsbrønn	4572 m
	018	03 13 08.08	98.05.23	Mærsk Gallant	Plugget	
2/04-X-02	1448	56 32 50.91	98.05.23	Phillips	Oljeproducent	4388 m
	018	03 13 08.08	98.06.01	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-05	1406	56 32 51.00	98.02.13	Phillips	Oljeproducent	4492 m
	018	03 13 08.00	98.03.16	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-07	1464	56 32 50.98	98.06.01	Phillips	Oljeproducent	7775 m
	018	03 13 08.28	98.12.20	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-10	1399	56 32 51.08	97.12.14	Phillips	Oljeproducent	4512 m
	018	03 13 08.14	98.02.13	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-12	1434	56 32 51.04	98.03.16	Phillips	Oljeproducent	3741 m
	018	03 13 08.44	98.04.17	Mærsk Gallant	Olje	
2/04-X-27	1503	56 32 51.72	98.10.17	Phillips	Oljeproducent	m
	018	03 13 08.23	98.10.24	Ekofisk X	Midl. forl. ved 13 3/8"	
2/04-X-31	1371	56 32 51.79	97.11.25	Phillips	Oljeproducent	4342 m
	018	03 13 08.26	98.01.12	Ekofisk X	Olje	
2/04-X-34	1465	56 32 51.75	98.08.16	Phillips	Oljeproducent	4363 m
	018	03 13 08.67	98.11.03	Ekofisk X	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-36	1409	56 32 51.86	98.01.06	Phillips	Oljeproducent	3399 m
	018	03 13 08.32	98.02.19	Ekofisk X	Olje	
2/04-X-39	1439	56 32 51.95	98.05.05	Phillips	Oljeproducent	5371 m
	018	03 13 08.31	98.08.13	Ekofisk X	Midl. forlatt ved TD	
2/04-X-40	1357	56 32 51.93	98.02.18	Phillips	Oljeproducent	4110 m

Brønn		Reg.nr Utv.fyll.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
		018	03 13 08.45	98.05.01	Ekofisk X	Olje		
2/08-A-03	C	1459	56 16 41.08	98.09.07	Amoco	Oljeprodusent	5602 m	
		006	03 23 44.30	98.12.03	Valhall	Midl. forlatt ved TD		
2/08-A-05	B	1362	56 16 41.05	97.10.24	Amoco	Oljeprodusent	3475 m	
		006	03 23 43.68	98.01.07	Valhall	Olje		
2/08-A-06	A	1417	56 16 40.86	98.06.09	Amoco	Oljeprodusent	2720 m	
		006	03 23 43.65	98.07.29	Valhall	Olje		
2/08-A-19	A	1389	56 16 41.20	98.02.12	Amoco	Oljeprodusent	4776 m	
		006	03 23 44.11	98.03.10	Valhall	Midl. forlatt ved TD		
2/08-F-11		1391	56 16 35.61	98.01.07	Amoco	Oljeprodusent	4388 m	
		006	03 23 47.06	98.02.18	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-12		1424	56 16 35.49	98.02.18	Amoco	Oljeprodusent	5166 m	
		006	03 23 47.10	98.04.23	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-13		1457	56 16 35.58	98.06.01	Amoco	Oljeprodusent	4567 m	
		006	03 23 47.28	98.08.12	Mærsk Guardian	Midl. forlatt ved TD		
2/08-F-14		1446	56 16 35.66	98.04.24	Amoco	Oljeprodusent	2635 m	
		006	03 23 47.19	98.05.28	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-17		1365	56 16 35.52	97.10.02	Amoco	Oljeprodusent	4830 m	
		006	03 23 47.25	98.01.28	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-18		1489	56 16 35.51	98.08.18	Amoco	Oljeprodusent	m	
		006	03 23 46.90	00.00.00	Mærsk Guardian			
9/02-A-03		1427	57 49 07.58	98.02.02	Statoil	Gassinjektor	7684 m	
		114	04 31 11.00	98.02.23	Mærsk Giant	Midl. forlatt ved TD		
15/09-B-11		1374	58 25 20.45	98.03.15	Statoil	Gassprodusent	4812 m	
		046	01 43 04.37	98.07.25	West Epsilon	Gass		
15/09-B-22		1393	58 25 04.31	97.11.29	Statoil	Gassprodusent	8306 m	
		046	01 43 04.48	98.10.31	West Epsilon	Midl. forlatt ved TD		
15/09-B-22	A	1394	58 25 04.31	98.11.16	Statoil	Gassprodusent	m	
		046	01 43 04.48	00.00.00	West Epsilon			
15/09-C-02	A	H	1352	58 26 09.31	98.03.29	Statoil	Kond./gass	3500 m
		046	01 55 46.56	98.06.06	Byford Dolphin	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-02		1504	58 04 40.56	98.09.15	Saga	Oljeprodusent	2978 m	
		038	01 53 25.63	98.10.02	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-05		1507	58 04 40.48	98.10.17	Saga	Oljeprodusent	3852 m	
		038	01 53 25.60	98.12.04	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-08		1452	58 04 40.55	98.05.15	Saga	Oljeprodusent	3347 m	
		038	01 53 25.84	98.07.04	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-11		1505	58 04 40.43	98.08.16	Saga	Oljeprodusent	3566 m	
		038	01 53 25.75	98.08.31	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-14		1471	58 04 40.36	98.07.10	Saga	Vann/gassinjektor	4350 m	
		038	01 53 25.71	98.08.15	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-15		1529	58 04 40.38	98.12.25	Saga	Oljeprodusent	m	
		038	01 53 25.80	00.00.00	Noble Al White			
25/11-A-06		H	1210	59 11 28.42	96.10.07	Esso	Oljeprodusent	1807 m
		001	02 21 37.38	98.10.12	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-B-07	A	H	1253	59 10 40.45	97.01.14	Esso	Oljeprodusent	2891 m
		001	02 22 46.46	98.04.18	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-B-11		H	1410	59 10 42.54	98.01.23	Esso	Oljeprodusent	2934 m
		001	02 22 44.00	98.04.13	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-B-14		H	1411	59 10 42.75	98.01.17	Esso	Oljeprodusent	2167 m
		001	02 22 45.85	98.02.13	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-B-14	A	H	1412	59 10 42.75	98.03.20	Esso	Vanninjektor	2695 m
		001	02 22 45.85	98.04.24	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-C-03	B	H	1402	59 11 00.62	97.12.21	Esso	Oljeprodusent	2118 m
		001	02 24 32.52	98.01.07	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-C-12		H	1445	59 10 59.93	98.04.28	Esso	Vanninjektor	2267 m
		001	02 24 36.26	98.05.27	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-C-13		H	1310	59 10 59.87	97.05.07	Esso	Oljeprodusent	2725 m
		001	02 24 34.62	98.06.10	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-C-17		H	1493	59 10 59.03	98.10.14	Esso	Observasjonsbrønn	2450 m
		001	02 24 36.87	98.11.06	West Alpha	Plugget		
25/11-C-17	A	H	1494	59 10 59.03	98.11.06	Esso	Oljeprodusent	3015 m
		001	02 24 36.87	98.12.10	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
25/11-D-10		H	1468	59 12 00.37	98.06.12	Esso	Observasjonsbrønn	2496 m
		001	02 24 35.21	98.07.15	West Alpha	Plugget		
25/11-D-10	A	H	1485	59 12 00.37	98.07.18	Esso	Observasjonsbrønn	3060 m
		001	02 24 35.21	98.07.23	West Alpha	Plugget		
25/11-D-10	B	H	1469	59 12 00.37	98.07.23	Esso	Oljeprodusent	3060 m
		001	02 24 35.21	98.09.19	West Alpha	Midl. forlatt ved TD		
30/03-A-09	A		1480	60 46 57.66	98.08.12	Statoil	Oljeprodusent	6680 m
		052	02 53 52.38	98.11.21	Veslefrikk A	Midl. forlatt ved TD		
30/03-A-10	A		1397	60 46 57.97	98.03.03	Statoil	Observasjonsbrønn	3260 m

Brønn		Reg.nr Utv.fyll.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
30/09-B-13	A	052	02 53 52.16	98.05.11	Veslefrikk A	Olje	
		1518	60 29 36.22	98.11.25	Hydro	Gassinjektor	m
		079	02 49 42.39	00.00.00	Oseberg B		
30/09-B-21	A	1450	60 29 36.17	98.05.14	Hydro	Observasjonsbrønn	3775 m
		079	02 49 42.76	98.06.07	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-21	B	1451	60 29 36.17	98.06.08	Hydro	Oljeproducent	5219 m
		079	02 49 42.76	98.06.22	Oseberg B	Olje	
30/09-B-30	A	1407	60 29 36.13	98.01.21	Hydro	Oljeproducent	5724 m
		079	02 49 43.29	98.03.08	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-30	B	1408	60 29 36.13	98.03.09	Hydro	Oljeproducent	5532 m
		079	02 49 43.29	98.04.28	Oseberg B	Olje	
30/09-B-41		1475	60 29 35.94	98.06.25	Hydro	Observasjonsbrønn	4089 m
		079	02 49 43.20	98.07.29	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-41	A	1476	60 29 35.94	98.09.28	Hydro	Oljeproducent	6665 m
		079	02 49 43.20	98.11.13	Oseberg B		
30/09-F-20		1525	60 23 24.68	98.12.24	Hydro	Oljeproducent	m
		104	02 47 49.91	00.00.00	West Delta		
31/02-D-01	H	1472	60 52 03.17	98.08.01	Hydro	Observasjonsbrønn	2047 m
		054	03 26 12.14	98.08.13	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-D-01	A	1473	60 52 03.17	98.08.14	Hydro	Oljeproducent	4220 m
		085	03 26 12.14	98.09.16	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD	
31/02-L-41		1404	60 48 44.35	98.01.26	Hydro	Observasjonsbrønn	1708 m
		054	03 34 50.05	98.02.11	West Vanguard	Plugget	
31/02-M-42		1428	60 57 15.37	98.03.16	Hydro	Observasjonsbrønn	1855 m
		054	03 37 42.52	98.04.13	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD	
31/02-P-13	H	1419	60 52 01.14	98.02.21	Hydro	Observasjonsbrønn	1967 m
		054	03 33 28.65	98.03.12	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD	
31/02-P-14	H	1440	60 52 01.12	98.04.16	Hydro	Observasjonsbrønn	1815 m
		054	03 33 28.27	98.04.27	West Vanguard	Plugget	
31/02-P-14	A	1441	60 52 01.12	98.04.28	Hydro	Oljeproducent	5102 m
		054	03 33 28.27	98.06.14	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD	
31/02-S-14	H	1477	60 53 42.09	98.07.12	Hydro	Observasjonsbrønn	1838 m
		054	03 39 16.44	98.07.26	West Vanguard	Plugget	
31/02-S-14	A	1478	60 53 42.09	98.07.29	Hydro	Oljeproducent	5010 m
		054	03 39 16.44	98.10.19	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD	
31/03-S-41		1467	60 49 20.20	98.06.16	Hydro	Observasjonsbrønn	1755 m
		085	03 44 04.25	98.07.10	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD	
31/04-A-20		1392	60 32 33.51	97.12.26	Hydro	Oljeproducent	7372 m
		055	03 02 50.35	98.05.23	Brage	Midl. forlatt ved TD	
31/04-A-33		1509	60 32 32.92	98.10.30	Hydro	Observasjonsbrønn	4227 m
		055	03 02 50.52	98.12.06	Brage	Midl. forlatt ved TD	
31/04-A-34		1491	60 32 33.09	98.09.01	Hydro	Oljeproducent	5783 m
		055	03 02 50.35	98.10.26	Brage	Midl. forlatt ved TD	
31/04-A-35		1481	60 32 33.17	98.07.25	Hydro	Oljeproducent	3862 m
		055	03 02 50.69	98.08.29	Brage	Midl. forlatt ved TD	
31/04-A-36		1453	60 32 33.17	98.06.06	Hydro	Vanninjektor	4663 m
		055	03 02 51.03	98.07.14	Brage	Midl. forlatt ved TD	
31/05-I-11	H	1523	60 44 27.64	98.10.16	Hydro	Observasjonsbrønn	2332 m
		085	03 34 54.21	98.10.31	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-11	A	1524	60 44 27.64	98.11.01	Hydro	Oljeproducent	m
		085	03 34 54.21	00.00.00	Polar Pioneer		
31/05-I-14		1405	60 44 27.64	98.01.11	Hydro	Observasjonsbrønn	1989 m
		085	03 34 54.21	98.01.23	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-14	A	1430	60 44 27.64	98.01.23	Hydro	Oljeproducent	4633 m
		085	03 34 54.21	98.03.30	Polar Pioneer	Olje	
31/05-I-21	A	1386	60 43 42.50	98.05.25	Hydro	Oljeproducent	5060 m
		085	03 34 39.81	98.07.20	Polar Pioneer	Olje	
31/05-I-22	A	1396	60 43 42.75	97.12.19	Hydro	Oljeproducent	4500 m
		085	03 34 39.35	98.07.30	Polar Pioneer	Olje	
31/05-I-23	H	1413	60 43 42.86	98.04.02	Hydro	Oljeproducent	2040 m
		085	03 34 39.35	98.04.12	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-I-23	A	1418	60 43 42.86	98.04.12	Hydro	Oljeproducent	4798 m
		085	03 34 39.35	98.05.23	Polar Pioneer	Olje	
31/06-A-09		1372	60 38 45.05	97.10.20	Statoil	Gassproducent	1554 m
		085	03 43 35.39	98.04.09	Troll A	Gass	
31/06-A-21		1376	60 38 43.77	98.04.21	Statoil	Gassproducent	1855 m
		085	03 43 35.08	98.05.16	Troll A	Midl. forlatt ved TD	
31/06-A-22		1377	60 38 43.69	98.01.01	Statoil	Gassproducent	m
		085	03 43 35.08	98.01.05	Troll A	Midl. forl. ved 14"	
31/06-A-23		1378	60 38 43.62	98.05.16	Statoil	Gassproducent	m
		085	03 43 35.08	98.05.22	Troll A	Midl. forl. ved 14"	
31/06-A-37		1454	60 38 43.54	98.05.23	Statoil	Gassproducent	2345 m

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)		
33/09-A-11	AY	085	03 43 35.53	98.06.13	Troll A	Midl. forlatt ved TD		
		1425	61 15 20.85	98.03.19	Statoil	Oljeproducent	4950 m	
		037	01 51 15.02	98.10.25	Statfjord A	Olje		
33/09-A-25	A	1512	61 15 19.95	98.11.30	Statoil	Vanninjektor	m	
		037	01 51 13.90	00.00.00	Statfjord A			
33/09-A-41	A	1366	61 15 20.46	97.12.14	Statoil	Oljeproducent	4643 m	
		037	01 51 13.95	98.02.17	Statfjord A	Olje		
33/09-C-19	A	1383	61 17 47.69	97.11.16	Statoil	Oljeproducent	5950 m	
		037	01 54 09.15	98.01.07	Statfjord C	Midl. forlatt ved TD		
33/09-C-42	A	1343	61 17 47.71	98.01.10	Statoil	Oljeproducent	5300 m	
		037	01 54 10.05	98.04.01	Statfjord C	Olje		
33/09-D-04	H	1532	61 26 49.96	98.12.30	Statoil	Vanninjektor	m	
		037	01 54 50.67	00.00.00	West Alpha			
33/09-E-04	H	1197	61 26 03.01	96.09.25	Statoil	Oljeproducent	2938 m	
		037	01 55 30.23	98.02.13	Treasure Prospect	Midl. forlatt ved TD		
33/12-B-16	B	1511	61 12 24.75	98.10.22	Statoil	Oljeproducent	3997 m	
		037	01 49 52.21	98.12.06	Statfjord B	Olje		
33/12-B-24	A	1460	61 12 24.07	98.08.13	Statoil	Oljeproducent	4361 m	
		037	01 49 51.33	98.09.03	Statfjord B	Olje		
33/12-B-35	A	1500	61 12 23.97	98.09.16	Statoil	Oljeproducent	4605 m	
		037	01 49 50.71	98.10.18	Statfjord B	Olje		
33/12-B-39	A	1426	61 12 23.84	98.04.11	Statoil	Oljeproducent	3909 m	
		037	01 49 51.26	98.05.16	Statfjord B	Plugget		
33/12-B-39	B	1461	61 12 23.84	98.05.17	Statoil	Oljeproducent	4562 m	
		037	01 49 51.26	98.07.05	Statfjord B	Olje		
34/07-E-02	H	1444	61 23 54.63	98.04.28	Saga	Vanninjektor	4565 m	
		089	02 04 04.70	98.06.22	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD		
34/07-J-01	H	1495	61 16 29.70	98.09.11	Saga	Oljeproducent	4013 m	
		089	02 07 11.87	98.12.21	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD		
34/07-P-04		1363	61 26 56.83	97.09.07	Saga	Oljeproducent	4888 m	
		089	02 08 37.37	98.03.22	Snorre P	Olje		
34/07-P-21		1429	61 26 57.46	98.05.16	Saga	Vanninjektor	4915 m	
		089	02 08 36.54	98.07.15	Snorre P	Midl. forlatt ved TD		
34/07-P-36		1506	61 26 58.11	98.10.09	Saga	Vanninjektor	m	
		089	02 08 37.60	00.00.00	Snorre P			
34/07-P-42		1479	61 26 58.37	98.07.31	Saga	Oljeproducent	3954 m	
		089	02 08 36.52	98.08.28	Snorre P	Plugget		
34/07-P-42	A	1497	61 26 58.37	98.08.28	Saga	Oljeproducent	4109 m	
		089	02 08 36.52	98.10.07	Snorre P	Olje		
34/08-A-01	B	H	1345	61 22 12.57	98.03.09	Hydro	Oljeproducent	4366 m
			120	02 27 35.13	98.04.02	West Delta	Midl. forlatt ved TD	
34/08-A-02	H		1381	61 22 12.80	97.11.16	Hydro	Gassinjektor	6500 m
			120	02 27 35.09	98.06.30	West Delta	Midl. forlatt ved TD	
34/08-A-03	H		1535	61 22 12.92	98.12.20	Hydro	Gassinjektor	m
			120	02 27 34.64	00.00.00	Visund A		
34/08-A-07	H		1360	61 22 13.26	97.10.06	Hydro	Oljeproducent	3642 m
			120	02 27 32.83	98.07.26	West Delta	Midl. forlatt ved TD	
34/10-A-19	A		1382	61 10 33.89	97.11.30	Statoil	Oljeproducent	2309 m
			050	02 11 22.99	98.01.27	Gullfaks A	Olje	
34/10-B-39			1458	61 12 09.90	98.04.03	Statoil	Oljeproducent	2474 m
			050	02 12 06.16	98.05.27	Gullfaks B	Plugget	
34/10-B-39	A		1527	61 12 09.90	98.12.06	Statoil	Oljeproducent	m
			050	02 12 06.16	00.00.00	Gullfaks B		
34/10-B-40			1482	61 12 09.94	98.09.01	Statoil	Oljeproducent	4069 m
			050	02 12 06.30	98.11.12	Gullfaks B	Midl. forlatt ved TD	
34/10-C-36	A		1280	61 12 54.77	97.05.30	Statoil	Olje prod./gass inj.	6164 m
			050	02 16 26.79	98.01.24	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-37			1416	61 12 53.52	98.02.05	Statoil	Vanninjektor	2672 m
			050	02 16 27.52	98.04.21	Gullfaks C	Midl. forlatt ved TD	
34/10-C-38			1437	61 12 54.68	98.04.27	Statoil	Oljeproducent	m
			050	02 16 26.13	98.05.27	Gullfaks C	Midl. forl. ved 10 3/4"	
34/10-C-40			1483	61 12 54.59	98.07.01	Statoil	Oljeproducent	m
			050	02 16 26.82	98.07.16	Gullfaks C	Midl. forl. ved 13 3/8"	
34/10-D-04	H		1543	61 07 26.68	98.06.27	Statoil	Oljeproducent	m
			050	02 14 39.66	98.08.14	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
34/10-E-04	H		1508	61 06 38.54	98.12.06	Statoil		m
			050	02 15 38.70	00.00.00	Transocean Wildcat		
34/10-F-04	A	H	1337	61 05 51.81	97.10.07	Statoil	Oljeproducent	5467 m
			050	02 16 35.81	98.02.11	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
34/10-G-02	H		1272	61 05 50.23	97.04.09	Statoil	Oljeproducent	5360 m
			050	02 16 36.25	98.10.30	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
34/10-H-02	H		1442	61 03 20.37	98.04.19	Statoil	Observasjonsbrønn	3972 m

Brønn		Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
		050	02 04 25.89	00.00.00	Transocean Wildcat			
34/10-J-01	H	1285	61 03 50.67	97.06.08	Statoil	Gassinjektor	4459 m	
		050	02 00 10.58	98.08.11	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD		
34/10-K-02	H	1431	61 08 10.47	98.03.21	Statoil	Oljeproducent	4237 m	
		050	02 00 56.65	98.06.04	Deepsea Trym	Midl. forlatt ved TD		
34/10-K-02	A	H	1498	61 08 10.45	98.08.22	Statoil	Oljeproducent	3463 m
		050	02 00 56.98	98.10.04	Deepsea Trym	Midl. forlatt ved TD		
6407/07-A-06	H	1513	64 16 14.93	98.10.25	Hydro	Gassinjektor	3600 m	
		107	07 12 07.23	98.12.28	Njord	Midl. forlatt ved TD		
6407/07-A-07	H	1421	64 16 15.11	98.02.15	Hydro	Gassinjektor	3880 m	
		107	07 12 07.93	98.05.28	Njord	Midl. forlatt ved TD		
6407/07-A-10	A	H	1277	64 16 15.78	97.12.09	Hydro	Oljeproducent	4772 m
		107	07 12 09.44	98.02.13	Njord	Olje		
6407/07-A-16	H	1499	64 16 16.69	98.09.08	Hydro	Oljeproducent	4418 m	
		107	07 12 04.90	98.10.14	Njord	Olje		
6407/07-A-17	H	1533	64 16 16.85	98.12.30	Hydro	Oljeproducent	m	
		107	07 12 04.11	00.00.00	Njord			
6506/11-G-04	H	1335	65 05 17.80	97.07.10	Statoil	Gassinjektor	6370 m	
		134	06 39 43.59	98.11.28	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-I-01	H	1359	65 05 07.18	98.01.18	Statoil	Gassproducent	4866 m	
		094	06 40 54.43	98.10.25	Transocean Searcher	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-I-03	H	1455	65 06 07.47	98.05.22	Statoil	Oljeproducent	m	
		094	06 40 54.13	00.00.00	Transocean Arctic			
6506/12-I-04	H	1520	65 05 07.20	98.10.25	Statoil	Oljeproducent	5268 m	
		094	06 40 54.75	98.12.02	Transocean Searcher	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-K-01	H	1488	65 08 01.66	98.07.24	Statoil	Gassinjektor	5208 m	
		094	06 42 25.27	98.09.05	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-K-03	H	1358	65 08 01.97	97.06.24	Statoil	Gassinjektor	4664 m	
		094	06 42 25.10	98.06.12	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-L-02	H	1329	65 08 17.72	97.06.28	Statoil	Oljeproducent	5026 m	
		094	06 46 57.36	98.01.12	Transocean Searcher	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-L-03	H	1474	65 08 17.83	98.07.13	Statoil	Oljeproducent	5092 m	
		094	06 46 57.49	98.08.14	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-P-01	H	1484	65 01 22.64	98.10.20	Statoil	Oljeproducent	4845 m	
		094	06 52 45.83	98.11.22	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-P-02	H	1423	65 01 22.83	98.02.17	Statoil	Oljeproducent	5163 m	
		094	06 52 45.47	98.04.12	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-R-02	H	1470	65 02 00.35	98.06.16	Statoil	Gassinjektor	4080 m	
		094	06 54 06.72	98.07.22	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-R-04	H	1387	65 02 00.27	97.12.25	Statoil	Gassinjektor	4723 m	
		094	06 54 07.05	98.02.16	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-S-01	H	1355	65 00 57.87	97.10.30	Statoil	Observasjonsbrønn	4990 m	
		094	06 56 45.38	98.01.03	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-S-01	A	H	1356	65 00 57.87	98.01.04	Statoil	Oljeproducent	5600 m
		094	06 56 45.38	98.04.06	Transocean Winner	Midl. forlatt ved TD		
6506/12-S-02	H	1432	65 00 58.08	98.04.08	Statoil	Oljeproducent	5850 m	
		094	06 56 44.99	00.00.00	Transocean Winner			
6506/12-S-03	H	1490	65 00 57.96	98.08.17	Statoil	Oljeproducent	6929 m	
		094	06 56 45.23	98.10.21	Transocean Arctic	Midl. forlatt ved TD		
6507/07-A-07		1367	65 19 33.14	97.07.12	Statoil	Oljeproducent	5253 m	
		095	07 19 04.05	98.01.15	Heidrun	Olje		
6507/07-A-18		1433	65 19 32.76	98.03.29	Statoil	Oljeproducent	441 m	
		095	07 19 02.61	98.05.08	Heidrun	Midl. forlatt ved TD		
6507/07-A-22		1390	65 19 32.89	98.01.03	Statoil	Oljeproducent	3300 m	
		095	07 19 03.81	98.03.28	Heidrun	Midl. forlatt ved TD		
6507/07-A-37		1486	65 19 32.68	98.10.16	Statoil	Vanninjektor	m	
		095	07 19 03.70	00.00.00	Heidrun			
6507/07-A-40		1449	65 19 32.77	98.05.14	Statoil	Oljeproducent	3127 m	
		095	07 19 04.52	98.08.01	Heidrun	Midl. forlatt ved TD		
6507/11-Y-01	H	1496	65 00 18.51	98.09.08	Statoil	Oljeproducent	m	
		094	07 33 25.58	98.09.24	Transocean Winner	Midl. forl. ved 9 5/8"		
6608/10-B-04	H	1344	66 00 55.47	98.01.12	Statoil	Oljeproducent	2555 m	
		128	08 03 16.37	98.02.06	Transocean Prospect	Olje		
6608/10-C-01	H	1422	66 00 51.89	98.02.12	Statoil	Vanninjektor	m	
		128	08 03 22.53	98.03.25	Transocean Prospect	Midl. forl. ved 13 3/8"		
6608/10-C-02	H	1501	66 00 51.97	98.10.01	Statoil	Vanninjektor	4421 m	
		128	08 03 21.93	98.11.27	Transocean Prospect	Midl. forlatt ved TD		
6608/10-D-02	H	1249	66 00 49.15	97.01.09	Statoil	Oljeproducent	4174 m	
		128	08 03 28.53	98.01.05	Transocean Wildcat	Olje		
6608/10-D-04	H	1415	66 00 49.62	98.01.07	Statoil	Oljeproducent	3137 m	
		128	08 03 28.09	98.06.18	Transocean Prospect	Olje		
6608/10-E-03	H	1487	66 02 43.50	98.07.29	Statoil	Oljeproducent	3110 m	
		128	08 05 57.30	98.09.23	Transocean Prospect	Olje		



Tabell 7.4.c

## Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger 1998

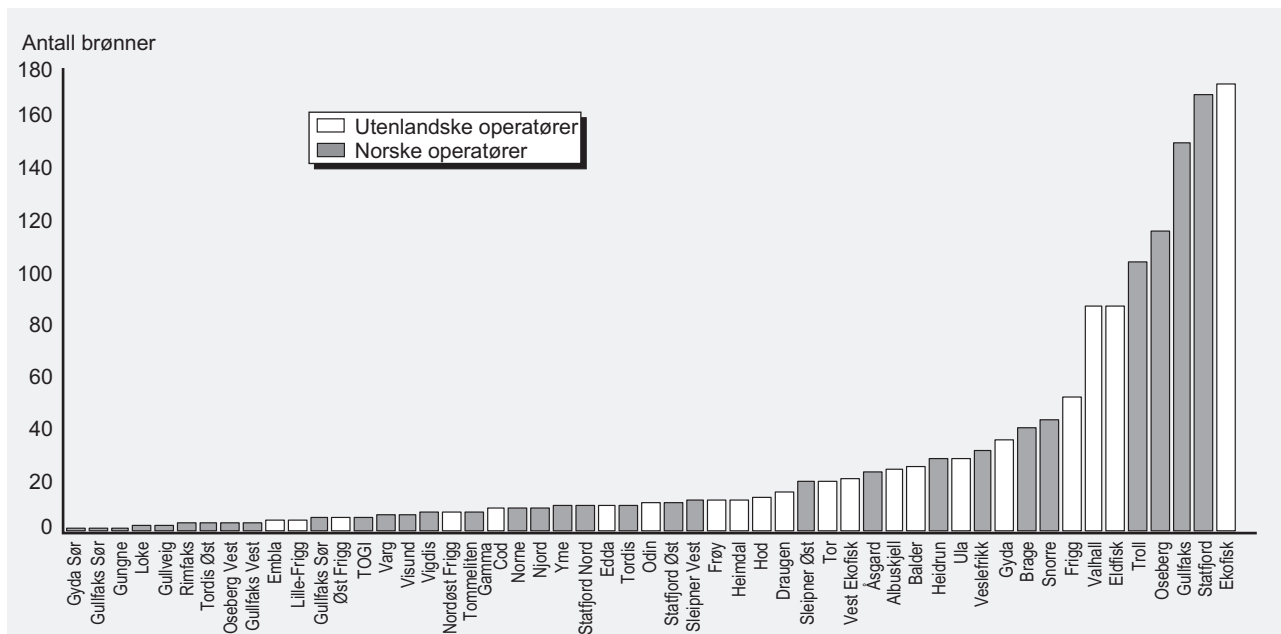
H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, Y=grenbrønn, X=oppgitt brønn

Brønn		Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
2/04-X-02		1447	56 32 50.91	98.04.19	Phillips	Observasjonsbrønn	4572 m	
		018	03 13 08.08	98.05.23	Mærsk Gallant	Plugget		
2/04-X-02	A	1448	56 32 50.91	98.05.23	Phillips	Oljeprodusent	4388 m	
		018	03 13 08.08	98.06.01	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD		
2/04-X-05		1406	56 32 51.00	98.02.13	Phillips	Oljeprodusent	4492 m	
		018	03 13 08.00	98.03.16	Mærsk Gallant	Olje		
2/04-X-07		1464	56 32 50.98	98.06.01	Phillips	Oljeprodusent	7775 m	
		018	03 13 08.28	98.12.20	Mærsk Gallant	Midl. forlatt ved TD		
2/04-X-10		1399	56 32 51.08	97.12.14	Phillips	Oljeprodusent	4512 m	
		018	03 13 08.14	98.02.13	Mærsk Gallant	Olje		
2/04-X-12		1434	56 32 51.04	98.03.16	Phillips	Oljeprodusent	3741 m	
		018	03 13 08.44	98.04.17	Mærsk Gallant	Olje		
2/08-F-11		1391	56 16 35.61	98.01.07	Amoco	Oljeprodusent	4388 m	
		006	03 23 47.06	98.02.18	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-12		1424	56 16 35.49	98.02.18	Amoco	Oljeprodusent	5166 m	
		006	03 23 47.10	98.04.23	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-13		1457	56 16 35.58	98.06.01	Amoco	Oljeprodusent	4567 m	
		006	03 23 47.28	98.08.12	Mærsk Guardian	Midl. forlatt ved TD		
2/08-F-14		1446	56 16 35.66	98.04.24	Amoco	Oljeprodusent	2635 m	
		006	03 23 47.19	98.05.28	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-17		1365	56 16 35.52	97.10.02	Amoco	Oljeprodusent	4830 m	
		006	03 23 47.25	98.01.28	Mærsk Guardian	Olje		
2/08-F-18		1489	56 16 35.51	98.08.18	Amoco	Oljeprodusent	m	
		006	03 23 46.90	00.00.00	Mærsk Guardian			
9/02-A-03		1427	57 49 07.58	98.02.02	Statoil	Gassinjektor	7684 m	
		114	04 31 11.00	98.02.23	Mærsk Giant	Midl. forlatt ved TD		
15/09-B-11		1374	58 25 20.45	98.03.15	Statoil	Gassprodusent	4812 m	
		046	01 43 04.37	98.07.25	West Epsilon	Gass		
15/09-B-22		1393	58 25 04.31	97.11.29	Statoil	Gassprodusent	8306 m	
		046	01 43 04.48	98.10.31	West Epsilon	Midl. forlatt ved TD		
15/09-B-22	A	1394	58 25 04.31	98.11.16	Statoil	Gassprodusent	m	
		046	01 43 04.48	00.00.00	West Epsilon			
15/09-C-02	A	H	1352	58 26 09.31	98.03.29	Statoil	Kond./gass	3500 m
			046	01 55 46.56	98.06.06	Byford Dolphin	Midl. forlatt ved TD	
15/12-A-02		1504	58 04 40.56	98.09.15	Saga	Oljeprodusent	2978 m	
		038	01 53 25.63	98.10.02	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-05		1507	58 04 40.48	98.10.17	Saga	Oljeprodusent	3852 m	
		038	01 53 25.60	98.12.04	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-08		1452	58 04 40.55	98.05.15	Saga	Oljeprodusent	3347 m	
		038	01 53 25.84	98.07.04	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-11		1505	58 04 40.43	98.08.16	Saga	Oljeprodusent	3566 m	
		038	01 53 25.75	98.08.31	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-14		1471	58 04 40.36	98.07.10	Saga	Vann/gassinjektor	4350 m	
		038	01 53 25.71	98.08.15	Noble Al White	Midl. forlatt ved TD		
15/12-A-15		1529	58 04 40.38	98.12.25	Saga	Oljeprodusent	m	
		038	01 53 25.80	00.00.00	Noble Al White			
25/11-A-06		H	1210	59 11 28.42	96.10.07	Esso	Oljeprodusent	1807 m
			001	02 21 37.38	98.10.12	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-B-07	A	H	1253	59 10 40.45	97.01.14	Esso	Oljeprodusent	2891 m
			001	02 22 46.46	98.04.18	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-B-11		H	1410	59 10 42.54	98.01.23	Esso	Oljeprodusent	2934 m
			001	02 22 44.00	98.04.13	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-B-14		H	1411	59 10 42.75	98.01.17	Esso	Oljeprodusent	2167 m
			001	02 22 45.85	98.02.13	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-B-14	A	H	1412	59 10 42.75	98.03.20	Esso	Vanninjektor	2695 m
			001	02 22 45.85	98.04.24	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-03	B	H	1402	59 11 00.62	97.12.21	Esso	Oljeprodusent	2118 m
			001	02 24 32.52	98.01.07	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-12		H	1445	59 10 59.93	98.04.28	Esso	Vanninjektor	2267 m
			001	02 24 36.26	98.05.27	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-13		H	1310	59 10 59.87	97.05.07	Esso	Oljeprodusent	2725 m
			001	02 24 34.62	98.06.10	West Alpha	Midl. forlatt ved TD	
25/11-C-17		H	1493	59 10 59.03	98.10.14	Esso	Observasjonsbrønn	2450 m

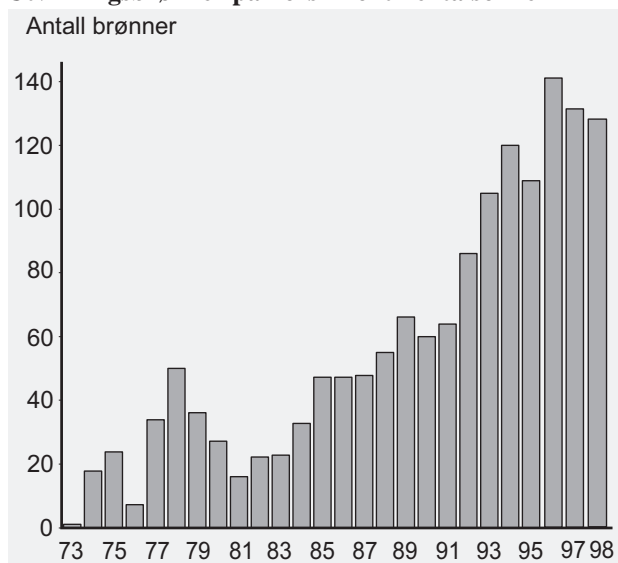
Brønn		Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
25/11-C-17	A	H	001	02 24 36.87	98.11.06	West Alpha	Plugget
			1494	59 10 59.03	98.11.06	Esso	Oljeproducent
25/11-D-10		H	001	02 24 36.87	98.12.10	West Alpha	Midl. forlatt ved TD
			1468	59 12 00.37	98.06.12	Esso	Observasjonsbrønn
25/11-D-10	A	H	001	02 24 35.21	98.07.15	West Alpha	Plugget
			1485	59 12 00.37	98.07.18	Esso	Observasjonsbrønn
25/11-D-10	B	H	001	02 24 35.21	98.07.23	West Alpha	Plugget
			1469	59 12 00.37	98.07.23	Esso	Oljeproducent
30/09-F-20			001	02 24 35.21	98.09.19	West Alpha	Midl. forlatt ved TD
			1525	60 23 24.68	98.12.24	Hydro	Oljeproducent
31/02-D-01		H	104	02 47 49.91	00.00.00	West Delta	
			1472	60 52 03.17	98.08.01	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-D-01	A	H	054	03 26 12.14	98.08.13	Polar Pioneer	Plugget
			1473	60 52 03.17	98.08.14	Hydro	Oljeproducent
31/02-L-41			085	03 26 12.14	98.09.16	Polar Pioneer	Midl. forlatt ved TD
			1404	60 48 44.35	98.01.26	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-M-42			054	03 34 50.05	98.02.11	West Vanguard	Plugget
			1428	60 57 15.37	98.03.16	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-P-13		H	054	03 37 42.52	98.04.13	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD
			1419	60 52 01.14	98.02.21	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-P-14		H	054	03 33 28.65	98.03.12	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD
			1440	60 52 01.12	98.04.16	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-P-14	A	H	054	03 33 28.27	98.04.27	West Vanguard	Plugget
			1441	60 52 01.12	98.04.28	Hydro	Oljeproducent
31/02-S-14		H	054	03 33 28.27	98.06.14	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD
			1477	60 53 42.09	98.07.12	Hydro	Observasjonsbrønn
31/02-S-14	A	H	054	03 39 16.44	98.07.26	West Vanguard	Plugget
			1478	60 53 42.09	98.07.29	Hydro	Oljeproducent
31/03-S-41			054	03 39 16.44	98.10.19	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD
			1467	60 49 20.20	98.06.16	Hydro	Observasjonsbrønn
31/05-I-11		H	085	03 44 04.25	98.07.10	West Vanguard	Midl. forlatt ved TD
			1523	60 44 27.64	98.10.16	Hydro	Observasjonsbrønn
31/05-I-11	A	H	085	03 34 54.21	98.10.31	Polar Pioneer	Plugget
			1524	60 44 27.64	98.11.01	Hydro	Oljeproducent
31/05-I-14			085	03 34 54.21	00.00.00	Polar Pioneer	
			1405	60 44 27.64	98.01.11	Hydro	Observasjonsbrønn
31/05-I-14	A	H	085	03 34 54.21	98.01.23	Polar Pioneer	Plugget
			1430	60 44 27.64	98.01.23	Hydro	Oljeproducent
31/05-I-21	A	H	085	03 34 54.21	98.03.30	Polar Pioneer	Olje
			1386	60 43 42.50	98.05.25	Hydro	Oljeproducent
31/05-I-22	A	H	085	03 34 39.81	98.07.20	Polar Pioneer	Olje
			1396	60 43 42.75	97.12.19	Hydro	Oljeproducent
31/05-I-23		H	085	03 34 39.35	98.07.30	Polar Pioneer	Olje
			1413	60 43 42.86	98.04.02	Hydro	Oljeproducent
31/05-I-23	A	H	085	03 34 39.35	98.04.12	Polar Pioneer	Plugget
			1418	60 43 42.86	98.04.12	Hydro	Oljeproducent
33/09-D-04		H	085	03 34 39.35	98.05.23	Polar Pioneer	Olje
			1532	61 26 49.96	98.12.30	Statoil	Vanninjektor
33/09-E-04		H	037	01 54 50.67	00.00.00	West Alpha	
			1197	61 26 03.01	96.09.25	Statoil	Oljeproducent
34/07-E-02		H	037	01 55 30.23	98.02.13	Treasure Prospect	Midl. forlatt ved TD
			1444	61 23 54.63	98.04.28	Saga	Vanninjektor
34/07-J-01		H	089	02 04 04.70	98.06.22	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD
			1495	61 16 29.70	98.09.11	Saga	Oljeproducent
34/08-A-01	B	H	089	02 07 11.87	98.12.21	Scarabeo 5	Midl. forlatt ved TD
			1345	61 22 12.57	98.03.09	Hydro	Oljeproducent
34/08-A-02		H	120	02 27 35.13	98.04.02	West Delta	Midl. forlatt ved TD
			1381	61 22 12.80	97.11.16	Hydro	Gassinjektor
34/08-A-07		H	120	02 27 35.09	98.06.30	West Delta	Midl. forlatt ved TD
			1360	61 22 13.26	97.10.06	Hydro	Oljeproducent
34/10-D-04		H	120	02 27 32.83	98.07.26	West Delta	Midl. forlatt ved TD
			1543	61 07 26.68	98.06.27	Statoil	Oljeproducent
34/10-E-04		H	050	02 14 39.66	98.08.14	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD
			1508	61 06 38.54	98.12.06	Statoil	
34/10-F-04	A	H	050	02 15 38.70	00.00.00	Transocean Wildcat	
			1337	61 05 51.81	97.10.07	Statoil	Oljeproducent
34/10-G-02		H	050	02 16 35.81	98.02.11	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD
			1272	61 05 50.23	97.04.09	Statoil	Oljeproducent

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
34/10-H-02	H	050	02 16 36.25	98.10.30	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
		1442	61 03 20.37	98.04.19	Statoil	Observasjonsbrønn	3972 m
34/10-H-02	A	H	050	02 04 25.89	98.05.30	Transocean Wildcat	Plugget
			1443	61 03 20.37	98.05.30	Statoil	Oljeproducent
34/10-J-01	H	050	02 04 25.89	00.00.00	Transocean Wildcat		
		1285	61 03 50.67	97.06.08	Statoil	Gassinjektor	4459 m
34/10-K-02	H	050	02 00 10.58	98.08.11	Transocean Wildcat	Midl. forlatt ved TD	
		1431	61 08 10.47	98.03.21	Statoil	Oljeproducent	4237 m
34/10-K-02	A	H	050	02 00 56.65	98.06.04	Deepsea Trym	Midl. forlatt ved TD
			1498	61 08 10.45	98.08.22	Statoil	Oljeproducent
6506/11-G-04	H	1335	65 05 17.80	97.07.10	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		134	06 39 43.59	98.11.28	Transocean Arctic	Gassinjektor	6370 m
6506/12-I-01	H	1359	65 05 07.18	98.01.18	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 40 54.43	98.10.25	Transocean Searcher	Gassproducent	4866 m
6506/12-I-03	H	1455	65 06 07.47	98.05.22	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 40 54.13	00.00.00	Transocean Arctic	Oljeproducent	m
6506/12-I-04	H	1520	65 05 07.20	98.10.25	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 40 54.75	98.12.02	Transocean Searcher	Gassinjektor	5268 m
6506/12-K-01	H	1488	65 08 01.66	98.07.24	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 42 25.27	98.09.05	Transocean Winner	Gassinjektor	5208 m
6506/12-K-03	H	1358	65 08 01.97	97.06.24	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 42 25.10	98.06.12	Transocean Winner	Gassinjektor	4664 m
6506/12-L-02	H	1329	65 08 17.72	97.06.28	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 46 57.36	98.01.12	Transocean Searcher	Oljeproducent	5026 m
6506/12-L-03	H	1474	65 08 17.83	98.07.13	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 46 57.49	98.08.14	Transocean Arctic	Oljeproducent	5092 m
6506/12-P-01	H	1484	65 01 22.64	98.10.20	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 52 45.83	98.11.22	Transocean Winner	Oljeproducent	4845 m
6506/12-P-02	H	1423	65 01 22.83	98.02.17	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 52 45.47	98.04.12	Transocean Arctic	Oljeproducent	5163 m
6506/12-R-02	H	1470	65 02 00.35	98.06.16	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 54 06.72	98.07.22	Transocean Winner	Gassinjektor	4080 m
6506/12-R-04	H	1387	65 02 00.27	97.12.25	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 54 07.05	98.02.16	Transocean Arctic	Gassinjektor	4723 m
6506/12-S-01	H	1355	65 00 57.87	97.10.30	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 56 45.38	98.01.03	Transocean Winner	Observasjonsbrønn	4990 m
6506/12-S-01	A	H	1356	65 00 57.87	98.01.04	Statoil	Midl. forlatt ved TD
			094	06 56 45.38	98.04.06	Transocean Winner	Oljeproducent
6506/12-S-02	H	1432	65 00 58.08	98.04.08	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 56 44.99	00.00.00	Transocean Winner	Oljeproducent	5850 m
6506/12-S-03	H	1490	65 00 57.96	98.08.17	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	06 56 45.23	98.10.21	Transocean Arctic	Oljeproducent	6929 m
6507/11-Y-01	H	1496	65 00 18.51	98.09.08	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		094	07 33 25.58	98.09.24	Transocean Winner	Oljeproducent	m
6608/10-B-04	H	1344	66 00 55.47	98.01.12	Statoil	Midl. forl. ved 9 5/8"	
		128	08 03 16.37	98.02.06	Transocean Prospect	Oljeproducent	2555 m
6608/10-C-01	H	1422	66 00 51.89	98.02.12	Statoil	Olje	
		128	08 03 22.53	98.03.25	Transocean Prospect	Vanninjektor	m
6608/10-C-02	H	1501	66 00 51.97	98.10.01	Statoil	Midl.forl. ved 13 3/8"	
		128	08 03 21.93	98.11.27	Transocean Prospect	Vanninjektor	4421 m
6608/10-D-02	H	1249	66 00 49.15	97.01.09	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		128	08 03 28.53	98.01.05	Transocean Prospect	Oljeproducent	4174 m
6608/10-D-04	H	1415	66 00 49.62	98.01.07	Statoil	Olje	
		128	08 03 28.09	98.06.18	Transocean Prospect	Oljeproducent	3137 m
6608/10-E-03	H	1487	66 02 43.50	98.07.29	Statoil	Midl. forlatt ved TD	
		128	08 05 57.30	98.09.23	Transocean Prospect	Oljeproducent	3110 m

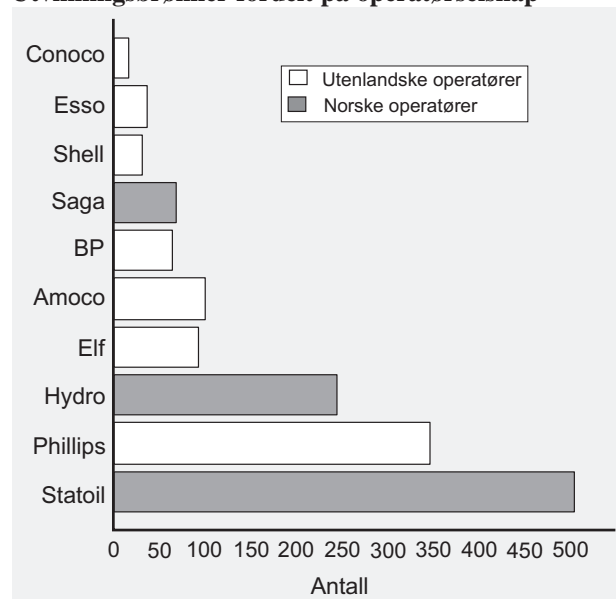
**Figur 7.4.a**  
Utviningsbrønner per felt



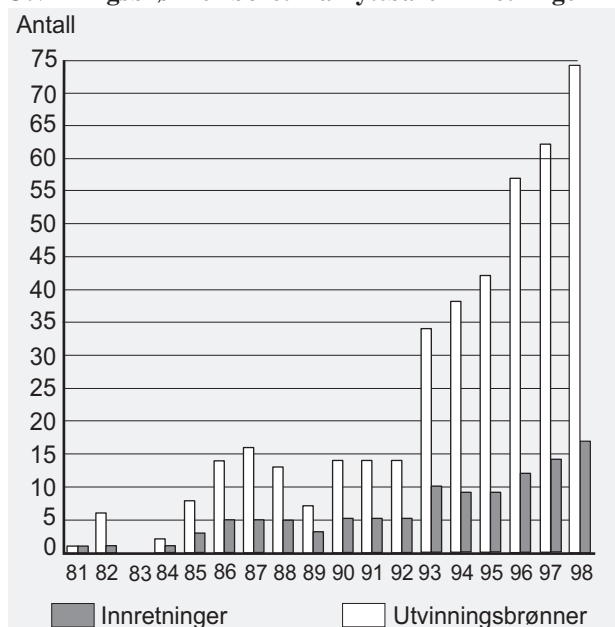
**Figur 7.4.b**  
Utviningsbrønner på norsk kontinentalsokkel



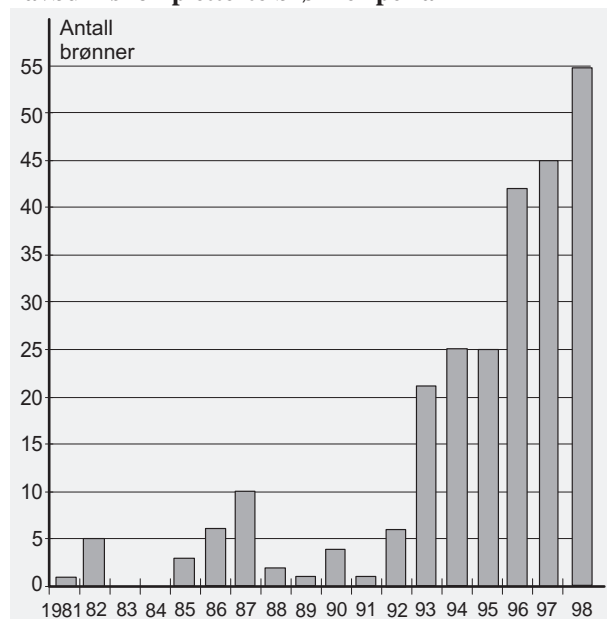
**Figur 7.4.c**  
Utviningsbrønner fordelt på operatørselskap



**Figur 7.4.d**  
Utvinnsbrønner boret fra flyttbare innretninger



**Figur 7.4.e**  
Havbunnskompletterte brønner per år



## 7.5 RESSURSER I FUNN OG FELT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

**Tabell 7.5.a**

Funn som i 1998 rapporteres som deler av andre felt eller funn

Funn:	Rapportert i felt:
2/7-8	Eldfisk
2/11-10 S	Hod
9/2-3	Yme
9/2-6 S	Yme
9/2-7 S	Yme
15/9-20 S	Sleipner Øst
15/12-10 S	Varg
25/7-3 Jotun	Jotun
25/8-8 S Jotun	Jotun
30/3-6 S	Veslefrikk
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst
30/9-4 S Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-5 S Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-6 Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-7 Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-9 Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-10 Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-13 S Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-14 G Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-15 Oseberg Sør	Oseberg Sør
30/9-16 K Oseberg Sør	Oseberg Sør
33/9-0 Murchison NØ Horst	Murchison

Funn:	Rapportert i felt:
34/7-13 Snorre Vest	Vigdis
34/10-21	Gullfaks Sør
34/8-4 S	Visund
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard
6507/11-1 Midgard	Åsgard
6608/10-4	Norne

Funn:	Rapportert i funn:
16/7-7 S	16/7-4 Sigyn
24/9-6	24/9-5
25/8-11	25/8-10 S
30/7-2	30/7-6 Hild
35/11-2	35/11-4 Fram
35/11-7	35/11-4 Fram
35/11-8 S	35/11-4 Fram
36/7-1	35/9-1 Gjøl
6407/1-3 Tyrihans Nord	6407/1-2 Tyrihans Sør
7120/7-1 Askeladd Vest	7121/4-1 Snøhvit
7120/7-2 Askeladd Sentral	7121/4-1 Snøhvit
7120/8-1 Askeladd	7121/4-1 Snøhvit
7120/9-1 Albatross	7121/4-1 Snøhvit
7121/7-2 Albatross Sør	7121/4-1 Snøhvit

Tabell 7.5.b

## Reserver og ressurser i felt

Reserver der produksjonen er avsluttet (ressursklasse 0)<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	Kondensat 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	o.e 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår
Albuskjell	7,4	16,0	1,0	0,0	24,7	1972
Cod	2,9	7,5	0,5	0,0	11,1	1968
Edda	4,8	2,1	0,2	0,0	7,2	1972
Mime	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1982
Nordøst Frigg	0,0	11,6	0,0	0,0	11,7	1974
Odin	0,0	29,3	0,0	0,0	29,3	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,2	0,6	0,0	13,9	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,9	1,4	0,0	40,9	1970
Øst Frigg	0,0	9,4	0,0	0,1	9,4	1973
<b>Sum</b>	<b>31,6</b>	<b>112,1</b>	<b>3,8</b>	<b>0,1</b>	<b>148,6</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.

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

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kondensat 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	o.e 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
Balder <sup>2)</sup>	27,2	0,0	0,0	0,0	27,2	1967
Brage	54,0	3,2	0,9	0,0	58,4	1980
Draugen	111,3	0,0	0,0	0,0	111,3	1984
Ekofisk	410,7	146,6	15,4	0,0	577,3	1969
Eldfisk	109,3	52,7	4,6	0,0	168,0	1970
Embla	10,1	5,6	1,1	0,0	17,1	1988
Frigg	0,0	119,2	0,0	0,5	119,6	1971
Frøy	5,9	1,5	0,0	0,1	7,5	1987
Gullfaks	315,4	21,2	2,0	0,0	339,2	1978
Gullfaks Sør <sup>2)</sup>	40,0	59,5	0,0	0,0	99,5	1978
Gullfaks Vest	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1991
Gullveig	4,2	2,9	0,0	0,0	7,1	1995
Gungne	0,0	4,5	0,5	1,5	6,7	1982
Gyda	29,0	3,5	1,5	0,0	34,4	1980
Gyda Sør	6,1	3,5	0,7	0,0	10,4	1991
Heidrun	180,4	19,8	0,0	0,0	200,2	1985
Heimdal	6,9	42,6	0,0	0,0	49,5	1972
Hod	9,3	1,8	0,3	0,0	11,4	1974
Jotun <sup>2)</sup>	30,7	1,8	0,0	0,0	32,5	1994
Lille-Frigg	0,0	2,3	0,0	1,2	3,5	1975
Loke	0,0	3,5	0,5	1,3	5,4	1983
Murchison	13,3	0,4	0,4	0,0	14,2	1975
Njord	31,6	0,0	0,0	0,0	31,6	1986
Norne	80,4	15,0	1,4	0,0	97,3	1992
Oseberg	336,0	16,4	6,0	0,5	360,7	1979
Oseberg Sør <sup>2)</sup>	53,5	11,4	0,0	0,0	64,9	1984
Oseberg Vest	1,6	6,0	0,0	0,0	7,6	1984
Oseberg Øst <sup>2)</sup>	23,5	0,8	0,0	0,0	24,3	1986
Rimfaks <sup>2)</sup>	16,9	-1,2	0,0	0,0	15,7	1983
Sleipner Vest	0,0	128,1	8,7	27,7	167,1	1974
Sleipner Øst	0,0	38,4	9,5	20,8	71,6	1981
Snorre	225,3	7,7	5,7	0,0	240,4	1979
Statfjord	555,7	56,4	14,4	0,0	630,8	1974
Statfjord Nord	40,6	3,0	0,7	0,0	44,5	1977

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kondensat 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	o.e 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>3)</sup>
Statfjord Øst	36,4	5,2	1,8	0,0	43,9	1976
Tor	28,3	11,7	1,3	0,0	41,7	1970
Tordis	29,1	2,1	0,7	0,0	32,1	1987
Tordis Øst	4,4	0,4	0,1	0,0	4,9	1993
Troll <sup>4)</sup>	211,4	613,2	0,0	0,0	824,0	1979
Ula	69,1	3,5	2,5	0,0	75,9	1976
Valhall	116,7	25,1	3,9	0,0	146,9	1975
Varg	5,5	0,0	0,0	0,0	5,5	1984
Veslefrikk	54,5	5,5	1,6	0,0	62,1	1981
Vigdis	30,7	2,2	0,0	0,0	32,9	1986
Visund <sup>2)</sup>	48,5	0,0	0,0	0,0	48,5	1986
Yme	11,5	0,0	0,0	0,0	11,5	1987
Åsgard <sup>2)</sup>	75,5	191,0	28,3	37,4	340,7	1981
<b>Sum</b>	<b>3 453,7</b>	<b>1 637,8</b>	<b>114,7</b>	<b>90,9</b>	<b>5 331,0</b>	

2) Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang per 31.12.1998

3) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet.

4) Inklusiv TOGI

### 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	Kondensat 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	o.e 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Ressurser i sen planleggingsfase (klasse 3)	176,6	485,7	7,7	2,4	674,7
Ressurser i tidlig planleggingsfase (klasse 4)	50,9	81,9	4,4	0,0	138,5
Ressurser som kan bygges ut på lang sikt (klasse 5)	19,3	387,5	0,7	0,0	407,7
Ressurser der utbygging er lite sannsynlig (klasse 6)	4,9	0,4	0,0	0,0	5,3
<b>Sum</b>	<b>357,7</b>	<b>1064,5</b>	<b>118,8</b>	<b>2,4</b>	<b>1332,2</b>

### Tabell 7.5.c

#### Ressurser i funn

##### Ressurser i sen planleggingsfase (ressursklasse 3)

Funn-navn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
1/3-3	7,1	1,8	0,8	0,0	9,9	1983
15/5-5	8,7	0,4	0,0	0,0	9,1	1995
15/9-19 S Volve	12,1	1,8	0,0	0,0	14,0	1993
16/7-4 Sigyn	0,0	6,2	2,2	5,1	14,2	1982
2/12-1 Freja	2,0	0,3	0,1	0,0	2,5	1987
25/11-15 Grane	112,0	0,0	0,0	0,0	112,0	1991
25/11-16	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1992
25/4-6 S Vale	0,0	3,2	0,0	3,9	7,2	1991
25/5-3 Skirme	0,0	5,1	0,0	1,0	6,0	1990
3/7-4 Trym	0,0	2,7	0,0	0,7	3,4	1990
30/2-1 Huldra	0,0	18,7	0,3	7,4	26,4	1982
30/6-17	0,5	1,3	0,0	0,0	1,8	1986
30/6-18 Kappa	3,5	5,5	0,0	0,0	9,0	1986
30/8-1 S Tune	0,0	20,0	0,0	5,8	25,8	1995
33/9-19 S Sygna	9,6	0,6	0,0	0,0	10,2	1996
34/11-1 Kvitebjørn	0,0	51,2	4,4	21,1	78,0	1994

Funn-navn	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
34/7-21	9,4	1,2	0,3	0,0	11,0	1992
34/7-23 S	5,9	0,4	0,0	0,0	6,3	1994
34/7-25 S	2,3	0,2	0,0	0,0	2,5	1996
6406/2-1 Lavrans	0,0	40,3	5,3	8,8	56,0	1995
6406/2-3 Kristin	0,0	37,8	7,0	41,7	88,6	1997
6407/1-2 Tyrihans Sør	15,9	28,7	5,6	0,0	51,9	1983
6507/8-4 Heidrun Nord	4,0	0,0	0,0	0,0	4,0	1990
7121/4-1 Snøhvit	11,9	163,4	6,9	15,4	199,6	1984
<b>Sum</b>	<b>208,5</b>	<b>390,9</b>	<b>32,8</b>	<b>110,9</b>	<b>753,0</b>	

## Ressurser i tidlig planleggingsfase (ressursklasse 4)

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
15/5-1 Dagny	0,0	5,9	0,0	2,0	7,9	1978
2/4-17 Tjalve	1,3	1,8	0,1	0,0	3,3	1992
25/5-4 Byggve	0,0	3,1	0,5	0,0	3,8	1991
25/5-5	4,3	0,0	0,0	0,0	4,3	1995
25/8-10 S	16,4	0,7	0,0	0,0	17,1	1997
35/11-4 Fram	35,5	20,6	3,4	0,0	60,5	1991
35/9-1 Gjøa	9,8	21,3	3,8	1,0	37,0	1989
<b>Sum</b>	<b>67,3</b>	<b>53,3</b>	<b>7,8</b>	<b>3,0</b>	<b>133,8</b>	

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

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
1/2-1 Blane	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1989
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	0,0	0,0	6,6	1974
15/3-1 S	4,0	1,8	0,0	14,6	20,4	1975
15/3-4	2,2	1,1	0,0	0,0	3,3	1982
15/5-2	0,0	3,6	0,0	0,3	3,8	1978
15/8-1 Alpha	0,0	4,1	0,5	1,1	5,8	1982
16/7-2	0,0	1,8	0,3	0,5	2,7	1982
18/10-1	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1980
2/2-1	0,4	1,1	0,0	0,0	1,5	1982
2/2-5	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4	1992
2/4-10	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4	1973
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3	0,0	0,0	1,2	1972
2/6-5	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	1996
2/7-19	5,1	3,8	0,0	0,0	8,9	1990
2/7-22	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6	1990
2/7-29	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0	1994
24/12-3 S	1,8	0,1	0,0	0,0	1,9	1996
24/6-1 Peik	0,0	5,3	0,0	1,2	6,5	1985
24/6-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
24/9-3	2,0	0,1	0,0	0,0	2,0	1981
24/9-5	2,7	0,0	0,0	0,0	2,7	1994
25/6-1	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1986
25/7-5	8,0	0,0	0,0	0,0	8,0	1997



	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
25/8-9	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	1997
30/10-6	0,0	5,7	0,0	0,0	5,7	1992
30/7-6 Hild	13,1	33,4	0,0	0,0	46,5	1978
34/10-23 Gamma	6,0	69,0	0,0	0,0	75,0	1985
34/4-5	2,2	0,3	0,0	0,0	2,5	1984
34/7-18	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	1991
35/10-2	0,0	1,6	0,0	0,0	1,6	1996
35/3-2 Agat	0,0	43,0	0,0	0,0	43,0	1980
35/8-1	1,9	13,5	0,0	0,0	15,4	1981
35/8-2	2,6	7,0	0,0	0,0	9,6	1982
35/9-3	0,4	0,2	0,0	0,0	0,5	1997
36/7-2	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1	1997
6/3-1 Pi	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	1985
6406/3-2 Trestakk	6,2	0,0	0,0	0,0	6,2	1986
6407/6-3 Mikkel	4,0	17,0	0,0	0,0	21,0	1986
6407/8-2	0,4	1,4	0,0	0,0	1,8	1994
6506/11-2 Lange	3,5	1,8	0,0	0,0	5,3	1991
6507/2-2	0,0	7,7	0,0	0,0	7,7	1992
6507/3-1 Alve	1,6	8,5	0,0	0,0	10,1	1990
7/7-2	2,4	0,1	0,0	0,0	2,5	1992
7/8-3	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	1983
7120/12-2	0,0	10,7	0,0	0,0	10,7	1981
7120/12-3	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	1983
7121/4-2 Snøhvit Nord	0,2	3,5	0,0	0,0	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,2	0,5	0,0	0,0	3,6	1986
7122/6-1	3,2	0,0	0,0	5,7	8,9	1987
7124/3-1	0,0	2,1	0,0	0,0	2,1	1987
<b>Sum</b>	<b>100,6</b>	<b>256,2</b>	<b>0,8</b>	<b>23,3</b>	<b>381,2</b>	

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

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
1/3-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1968
1/3-6	1,5	0,9	0,1	0,0	2,5	1991
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,2	3,5	0,3	0,0	7,1	1977
15/12-8	0,5	1,0	0,0	0,0	1,5	1991
17/12-1 Bream	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1972
17/12-2 Brisling	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	1973
17/3-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1995
2/2-2	0,0	0,9	0,0	0,0	0,9	1982
2/3-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1969
2/4-11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1974
2/4-14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1989
2/5-4	7,8	0,4	0,0	0,0	8,2	1972
2/5-7	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9	1984
2/7-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1971
25/10-8	2,7	0,3	0,0	0,0	3,0	1997
25/2-5 Lille Frøy	1,5	1,6	0,2	0,0	3,4	1976
25/7-2	1,0	1,0	0,0	0,0	2,0	1990
25/8-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1970
29/3-1	0,6	1,0	0,0	0,0	1,6	1986
30/6-14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1984
30/6-16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1985
33/9-6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1976

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e	Funnår
34/10-40 S	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6	1995
34/11-2 S	1,7	2,7	0,0	0,0	4,4	1996
34/8-7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1993
6201/11-1	1,0	0,3	0,0	0,0	1,3	1987
6204/10-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1997
6204/11-1	0,0	10,3	0,0	0,0	10,3	1994
6306/5-1	0,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1997
6406/11-1 S	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1991
6507/7-11 S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1997
7/12-5	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1	1981
7119/12-3	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	1983
7128/4-1	0,9	0,1	0,0	0,0	1,0	1994
7226/11-1	0,6	24,0	0,0	0,0	24,6	1987
7316/5-1	0,0	1,2	0,0	0,0	1,2	1992
<b>Sum</b>	<b>29,2</b>	<b>54,9</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>84,9</b>	

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

	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kondensat 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	o.e 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Funnår
2/1-11	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	1997
2/5-11	1,0	0,1	0,0	0,0	1,1	1997
24/6-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
30/3-7 A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
30/3-7 A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
30/3-7 B	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
30/3-7 S	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0	1995
30/8-3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
30/9-19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
6305/5-1	0,0	314,7	0,0	5,4	320,1	1997
6406/2-6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1998
6507/5-1	34,2	34,0	0,0	0,0	68,2	1998
6707/10-1	0,0	38,3	0,0	0,0	38,3	1997
<b>Sum</b>	<b>38,5</b>	<b>387,1</b>	<b>0,0</b>	<b>5,4</b>	<b>430,9</b>	

## Tabell 7.5 d

## Opprinnelig og gjenværende reserver i felt (ressursklasse 1 og 2)

	Opprinnelig salgbar					Gjenværende					Totalt Sm <sup>3</sup> o.e.
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Totalt Sm <sup>3</sup> o.e	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>		
Balder	27,2	0	0	0	27,2	27,1	0,0	0,0	0,0	0,0	27,1
Brage <sup>5)</sup>	54	3,2	0,8	0	58,3	23,4	1,9	0,4	-0,1	0,0	25,8
Draugen	111,3	0	0	0	111,3	70,3	0,0	0,0	0,0	0,0	70,3
Ekofisk	410,7	146,6	15,5	0	577,3	163,3	37,1	6,0	0,0	0,0	208,0
Eldfisk	109,3	52,71	4,7	0	168,8	44,6	22,2	1,7	0,0	0,0	69,8
Embla	10,1	5,63	1,1	0	17,1	4,5	3,8	0,9	0,0	0,0	9,4
Frigg	0	119,2	0	0,5	119,6	0,0	7,0	0,0	0,1	0,0	6,9
Frøy	5,9	1,5	0	0,1	7,5	1,1	0,6	0,0	0,1	0,0	1,7
Gullfaks <sup>5)</sup>	315,4	21,2	2	0	339,2	72,6	4,5	0,8	-0,6	0,0	77,6
Gullfaks Sør <sup>1)</sup>	40	59,5	0	0	99,5	40,0	59,5	0,0	0,0	0,0	99,5
Gullfaks Vest	3,6	0	0	0	3,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6
Gullveig	4,2	2,9	0	0	7,1	4,2	2,9	0,0	0,0	0,0	7,1
Gungne <sup>2)</sup>	0	4,5	0,5	1,5	6,7	Ført på Sleipner 2)					
Gyda <sup>5)</sup>	29	3,5	1,5	0	34,4	2,4	-0,7	0,0	0,0	0,0	1,7
Gyda Sør <sup>3)</sup>	6,1	3,5	0,7	0	10,4	Ført på Gyda 3)					
Heidrun	180,4	19,8	0	0	200,2	142,0	19,8	0,0	0,0	0,0	161,8
Heimdal	6,9	42,6	0	0	49,5	0,9	1,0	0,0	0,0	0,0	1,9

	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	Kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Totalt Sm <sup>3</sup> o.e	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	Kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Totalt Sm <sup>3</sup> o.e.
Hod	9,3	1,8	0,3	0	11,5	3,0	0,6	0,1	0,0	3,7
Jotun <sup>1)</sup>	30,7	1,8	0	0	32,5	30,7	1,8	0,0	0,0	32,5
Lille-Frigg <sup>4)</sup>	0	2,3	0	1,2	3,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
Loke <sup>2)</sup>	0	3,5	0,6	1,3	5,5	Ført på Sleipner 2)				
Murchison	13,3	0,4	0,4	0	14,2	0,8	0,1	0,1	0,0	0,9
Njord	31,6	0	0	0	31,6	29,6	0,0	0,0	0,0	29,6
Norne	80,4	15	1,4	0	97,3	73,9	15,0	1,4	0,0	90,8
Oseberg	336	16,4	6	0,5	360,7	90,0	16,4	6,0	0,5	114,7
Oseberg Sør <sup>1)</sup>	53,5	11,4	0	0	64,9	53,5	11,4	0,0	0,0	64,9
Oseberg Vest	1,6	6	0	0	7,6	0,5	6,0	0,0	0,0	6,5
Oseberg Øst <sup>1)</sup>	23,5	0,8	0	0	24,3	23,5	0,8	0,0	0,0	24,3
Rimfaks <sup>1)5)</sup>	16,9	-1,2	0	0	15,7	16,9	-1,2	0,0	0,0	15,7
Sleipner Vest <sup>2)</sup>	0	128,1	8,7	27,7	167,1	Ført på Sleipner 2)				
Sleipner Øst <sup>2)5)</sup>	0	38,4	9,5	20,8	71,6	0,0	4,4	2,3	-2,9	8,8
Snorre <sup>5)</sup>	225,3	7,7	5,7	0	240,4	163,3	4,8	4,0	-0,4	172,8
Statfjord <sup>5)</sup>	555,7	56,4	14,4	0	630,8	71,1	16,8	5,3	-2,9	92,3
Statfjord Nord <sup>5)</sup>	40,6	3	0,7	0	44,5	27,8	2,2	0,5	-0,1	30,6
Statfjord Øst <sup>5)</sup>	36,4	5,2	1,8	0	43,9	20,8	4,3	1,6	-0,1	27,1
Tor	28,3	11,7	1,3	0	41,7	7,7	1,2	0,2	0,0	9,1
Tordis <sup>5)</sup>	29,1	2,1	0,7	0	32,1	10,9	0,7	0,3	-0,1	11,8
Tordis Øst	4,4	0,4	0,1	0	4,9	Ført på Tordis				
Troll	211,4	613,2	0	0	824	165,7	574,4	0,0	0,0	739,5
Ula <sup>5)</sup>	69,1	3,5	2,5	0	75,9	10,7	-0,2	0,2	0,0	10,9
Valhall	116,7	25,1	3,9	0	146,9	60,2	13,7	1,8	0,0	76,3
Varg	5,5	0	0	0	5,5	5,5	0,0	0,0	0,0	5,5
Veslefrikk <sup>5)</sup>	54,5	5,5	1,6	0	62,1	20,5	3,9	0,7	-0,1	25,2
Vigdis	30,7	2,2	0	0	32,9	24,6	2,2	0,0	0,0	26,8
Visund <sup>1)</sup>	48,5	0	0	0	48,5	48,5	0,0	0,0	0,0	48,5
Yme	11,5	0	0	0	11,5	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4
Åsgard <sup>1)</sup>	75,5	191	28,3	37,4	340,7	75,5	191,0	28,3	37,4	340,7

1) Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke er startet ennå.

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) På Lille-Frigg er væske tidligere år ført som olje. P.g.a. endrede rapporteringsrutiner er væsken nå ført som kondensat.

5) Små negative tall for gjenværende ressurser er av regnskapsteknisk årsak, og skyldes manglende samsvar mellom omtrentlige opprinnelig utvinnbare ressurser og eksakte produksjonstall.

Tabell 7.5.e

Endringer i reserve-/ressursanslagene i årsberetningene 1997-1998. Større avvik er beskrevet i kapittel 1.1 og 1.4 til 1.6.

Reserver der produksjonen er avsluttet (ressursklasse 0)

	1998		1997		Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
Albuskjell	8,7	16,0				
Cod	3,6	7,5				
Edda	5,1	2,1				
Mime	0,4	0,1	0,4	0,1	0,0	0,0
Nordøst Frigg	0,1	11,6	0	11,6	0,1	0,0
Odin <sup>1)</sup>	0,0	29,3	0,1	27,3	-0,1	2,0
Tommeliten Gamma	4,7	9,2				
Vest Ekofisk	14,0	26,9				
Øst Frigg	0,1	9,4				

1) Endringen er ikke reell da den skyldes feil i 1997 årsmelding. Tallene i 1997 skulle vært identisk med årets tall.

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

	1998		1997		Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
Balder	27,2	0,0	27,2	0,8	0,0	-0,8
Brage	55,0	3,2	53,8	2,9	1,2	0,3
Ekofisk	430,9	146,6	424,2	153,2	6,7	-6,6
Eldfisk	115,4	52,7	118,8	56,1	-3,4	-3,4
Embla	11,5	5,6	9,7	6,3	1,8	-0,7
Frigg	0,5	119,2	0,5	119,2	0,0	0,0
Frøy	6,0	1,5	6,8	1,6	-0,8	-0,1
Gullfaks	318,0	21,2	316,6	23,8	1,4	-2,6
Gullfaks Sør	40,0	59,5	21,5	1,7	18,5	57,8
Gullfaks Vest	3,6	0,0	3,1	0,3	0,5	-0,3
Gullveig	4,2	2,9	2,7	1,2	1,5	1,7
Gungne	2,2	4,5	2,2	4,5	-0,1	0,0
Gyda	31,0	3,5	31,1	3,9	-0,1	-0,4
Gyda Sør	7,0	3,5	3,5	1,5	3,5	2,0
Heimdal	6,9	42,6	6,7	40,3	0,2	2,3
Hod	9,7	1,8	8,8	1,8	0,9	0,0
Jotun	30,7	1,8	30,7	0,7	0,0	1,1
Lille-Frigg	1,2	2,3	1,3	2,4	-0,1	-0,1
Loke	2,1	3,5	2,0	3,5	0,1	0,0
Murchison	13,8	0,4	13,8	0,4	0,0	0,0
Oseberg	344,3	16,4	333,8	16,4	10,5	0,0
Oseberg Sør	53,5	11,4	53,5	11,4	0,0	0,0
Oseberg Vest	1,6	6,0	1,6	6,0	0,0	0,0
Oseberg Øst	23,5	0,8	23,5	0,8	0,0	0,0
Rimfaks	16,9	-1,2	19,9	-1,7	-3,0	0,5
Sleipner Vest	39,0	128,1	38,5	128,1	0,5	0,0
Sleipner Øst	33,2	38,4	32,5	38,4	0,6	0,0
Snorre	232,7	7,7	172,4	5,7	60,3	2,0
Statfjord	574,4	56,4	576,0	54,9	-1,6	1,5
Statfjord Nord	41,5	3,0	41,9	3,1	-0,4	-0,1
Statfjord Øst	38,7	5,2	32,9	4,5	5,8	0,7
Tor	30,0	11,7	28,4	11,6	1,6	0,1
Tordis	30,0	2,1	30,0	2,1	0,0	0,0
Tordis Øst	4,5	0,4	5,8	0,5	-1,2	-0,1
Troll	211,4	613,2	208,5	647,2	2,9	-34,0
Ula	72,4	3,5	72,7	3,5	-0,3	0,0
Valhall	121,8	25,1	122,0	27,8	-0,2	-2,7
Varg	5,5	0,0	5,5	0,2	0,0	-0,2
Veslefrikk	56,6	5,5	56,8	5,2	-0,3	0,3
Vigdis	30,7	2,2	28,8	2,0	1,9	0,2
Visund	48,5	0,0	48,5	0,0	0,0	0,0
Yme	11,5	0,0	9,6	0,0	1,9	0,0
<b>Norskehavet</b>						
Draugen	111,3	0,0	111,3	0,0	0,0	0,0
Heidrun	180,4	19,8	155,0	12,8	25,4	7,0
Njord	31,6	0,0	31,6	0,0	0,0	0,0
Norne	82,2	15,0	72,4	0,0	9,8	15,0
Åsgard	149,7	191,0	163,5	191,0	-13,8	0,0

## Ressurser i felt (ressursklasse 3, 4, 5 og 6)

	1998		1997		Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
Ressurser i sen planleggingsfase (klasse 3)	189,01	485,7	218,2	531,1	-29,19	-45,4
Ressurser i tidlig planleggingsfase (klasse 4)	56,62	81,9	146,73	418	-90,11	-336,1
Ressurser som kan bygges ut på lang sikt (klasse 5)	20,21	387,5	11,5	65	8,71	322,5
Ressurser der utbygging er lite sannsynlig (klasse 6)	4,9	0,4	4,2	1,1	0,7	-0,7

## Ressurser i sen planleggingsfase, funn (ressursklasse 3)

	1998		1997		Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, kond., NGL 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
1/3-3	8,14	1,8			Rapportert i RK 4 i 1997	
15/5-5	8,7	0,4			Rapportert i RK 4 i 1997	
15/9-19 S Volve	12,1	1,8	12,5	2,0	-0,4	-0,2
16/7-4 Sigyn	7,96	6,2	3,1	5	4,86	1,2
2/12-1 Freja	2,13	0,3				
2/12-1 Mjølner			2,4	0,4		
25/11-15 Grane	112	0	95,8	0	16,2	0
25/11-16	3,6	0			Rapportert i RK 4 i 1997	
25/4-6 S Vale	3,9	3,2	5,9	3,9	-2	-0,7
25/5-3 Skirne	1	5,1	0,91	5,1	0,09	0
3/7-4 Trym	0,7	2,7	0,91	2,9	-0,21	-0,2
30/2-1 Huldra	7,79	18,7	7,59	18,9	0,2	-0,2
30/6-17	0,5	1,3			Rapportert i RK 4 i 1997	
30/6-18 Kappa	3,5	5,5	3,5	5,4	0	0,1
30/8-1 S Tune	5,8	20			Rapportert i RK 5 i 1997	
33/9-19 S Sygna	9,6	0,6	11	0,7	-1,4	-0,1
34/11-1 Kvitebjørn	26,82	51,2	18,52	44,9	8,3	6,3
34/7-21	9,7	1,2	9,4	1,1	0,3	0,1
34/7-23 S	2,1	0,2	2,0	0,3	0,1	-0,1
34/7-25 S	2,3	0,2	2,3	0,2	0,0	0,0
6406/2-1 Lavrans	15,92	40,4			Rapportert i RK 4 i 1997	
6406/2-3 Kristin	51,03	37,8	48,62	58,6	2,41	-20,8
6407/1-2 Tyrhans Sør	23,18	28,7			Rapportert i RK 4 i 1997	
6507/8-4 Heidrun Nord	4	0	4,9	0,4	-0,9	-0,4
7121/4-1 Snøhvit	36,17	163,5			Rapportert i RK 4 i 1997	

## Ressurser i tidlig planleggingsfase, funn (ressursklasse 4)

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
2/4-17 Tjalve	1,4	1,8	1,3	2,2	0,1	-0,4
15/5-1 Dagny	2,0	5,9		Rapportert i RK 5 i 1997		
25/5-4 Byggve	0,7	3,1		Rapportert i RK 5 i 1997		
25/5-5	4,3	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0
25/8-10 S	16,4	0,7		Rapportert i RK 5 i 1997		
35/11-4 Fram	39,92	20,6	31,3	11,2	8,62	9,4
35/9-1 Gjøl	15,7	21,3	14,7	33,3	1,1	-12,0

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

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
1/2-1 Blane	0,1	0	0,1	0	0,0	0,0
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	5,1	1,6	0,0	0,0
15/3-1 S	18,6	1,8	6,3	14,6	12,3	-12,8
15/3-4	2,2	1,1	2,2	1,1	0,0	0,0
15/5-2	0,3	3,6		Rapportert i RK 6 i 1997		
15/8-1 Alpha	1,75	4,1	1,7	4,1	0,1	0,0
16/7-2	0,89	1,8	0,9	1,8	0,0	0,0
18/10-1	1,2	0	1,2	0,0	0,0	0,0
2/2-1	0,4	1,1	0,4	0,0	0,0	1,1
2/2-5	2,4	0	2,4	0,0	0,0	0,0
2/4-10	2,4	0		Rapportert i RK 6 i 1997		
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3	0,9	0,3	0,0	0,0
2/6-5	0,9	0	0,9	0,0	0,0	0,0
2/7-19	5,1	3,8		Rapportert i RK 6 i 1997		
2/7-22	0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0
2/7-29	3	0	3,0	0,0	0,0	0,0
24/12-3 S	1,8	0,1	3,5	0,2	-1,7	-0,1
24/6-1 Peik	1,2	5,3	3,0	9,1	-1,8	-3,8
24/6-2	0	0				
24/9-3	2	0,1	2,0	0,1	0,0	0,0
24/9-5	2,7	0	5,0	0,0	-2,3	0,0
25/6-1	1,2	0	1,2	0,0	0,0	0,0
25/7-5	8	0		Rapportert i RK 7 i 1997		
25/8-4	1	0		Rapportert i RK 4 i 1997		
25/8-9	0,9	0	0,9	0,0	0,0	0,0
30/10-6	0	5,7	0,0	5,7	0,0	0,0
30/7-6 Hild	13,1	33,4	13,1	33,4	0,0	0,0
34/10-23 Gamma	6	69	6,0	69,0	0,0	0,0
34/4-5	2,2	0,3	9,4	28,6	-7,2	-28,3
34/7-18	1,7	0	1,7	0,0	0,0	0,0
35/10-2	0	1,6	0,0	2,6	0,0	-1,0
35/3-2 Agat	0	43	0,0	43,0	0,0	0,0
35/8-1	1,9	13,5	1,9	13,5	0,0	0,0

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass	Olje, kond., NGL	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
35/8-2	2,6	7	2,6	7,0	0,0	0,0
35/9-3	0,4	0,2		Rapportert i RK 7 i 1997		
36/7-2	1,1	0	2,0	0,0	-0,9	0,0
6/3-1 Pi	0,3	0	0,3	0,0	0,0	0,0
6406/3-2 Trestakk	6,2	0		Rapportert i RK 4 i 1997		
6407/6-3 Mikkel	4	17	4,0	17,0	0,0	0,0
6407/8-2	0,4	1,4	0,4	1,4	0,0	0,0
6506/11-2 Lange	3,5	1,8	3,5	1,8	0,0	0,0
6507/2-2	0	7,7	0,0	7,7	0,0	0,0
6507/3-1 Alve	1,6	8,5	1,6	8,5	0,0	0,0
7/7-2	2,4	0,1	2,4	0,1	0,0	0,0
7/8-3	1,5	0	1,5	0,0	0,0	0,0
7120/12-2	0	10,7	0,0	10,7	0,0	0,0
7120/12-3	0	4,1	0,0	4,1	0,0	0,0
7121/4-2 Snøhvit Nord	0,2	3,5	0,1	3,0	0,1	0,5
7121/5-2 Beta	3,2	0,5	3,2	0,5	0,0	0,0
7122/6-1	8,9	0	3,2	5,7	5,7	-5,7
7124/3-1	0	2,1	0,0	2,1	0,0	0,0

**Ressurser der utbygning er lite sannsynlig (ressursklasse 6)**

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, NGL, kond.	Gass	Olje, NGL, kond.	Gass	Olje, NGL, kond.	Gass
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
1/3-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1/3-6	1,6	0,9			1,6	0,9
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,6	3,5			3,6	3,5
15/12-8	0,5	1,0	0,5	1,0	0,0	0,0
17/12-1 Bream	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
17/12-2 Brisling	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
17/3-1						
2/2-2	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,0
2/3-1						
2/4-11						
2/4-14						
2/5-4	7,8	0,4	0,0	0,0	7,8	0,4
2/5-7	2,9	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0
2/7-2						
25/10-8	2,7	0,3	2,0	0,0	0,7	0,3
25/2-5 Lille Frøy	1,8	1,6	1,8	1,6	0,0	0,0
25/7-2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0
25/8-1						
29/3-1	0,6	1,0	0,6	1,0	0,0	0,0
30/6-14						
30/6-16						
33/9-6						
34/10-40 S	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
34/11-2 S	1,7	2,7	1,7	2,7	0,0	0,0
34/8-7						
6201/11-1	1,0	0,3	1,0	0,3	0,0	0,0
6204/10-2						
6204/11-1	0,0	10,3	0,5	10,3	-0,5	0,0
6306/5-1	0,0	1,0	Rapportert i RK 7 i 1997			
6406/11-1 S	1,0	0,0				
6507/7-11 S	Rapportert i RK 7 i 1997					
7/12-5	1,1	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
7119/12-3	0,0	4,1	0,0	4,1	0,0	0,0
7128/4-1	0,9	0,1	0,9	0,1	0,0	0,0
7226/11-1	0,6	24,0	0,6	24,0	0,0	0,0
7316/5-1	0,0	1,2	0,0	1,2	0,0	0,0

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

	1998	1998	1997	1997	Differanse 1998-1997	
	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje, NGL, kond. 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
2/1-11	0,3	0	0,3	0	0	0
2/5-11	1	0,1	1	0	0	0,1
24/6-2	0	0		Nytt funn i 1998		
30/3-7 A	0	0		Nytt funn i 1998		
30/3-7 A	0	0		Nytt funn i 1998		
30/3-7 B	0	0		Nytt funn i 1998		
30/3-7 S	3	0	3	0	0	0
30/8-3	0	0		Nytt funn i 1998		
30/9-19	0	0		Nytt funn i 1998		
6305/5-1	5,4	314,7	0	100	5,4	214,7
6406/2-6	0	0		Nytt funn i 1998		
6507/5-1	34,2	34		Nytt funn i 1998		
6707/10-1	0	38,3	0	38	0	0,3

**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 omregning:

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

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



## 7.6 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1998 223,1 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> o.e. Produksjonen i 1997 var 229,2 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> o.e. Produksjonen er nærmere framstilt i tabell 7.6.a og i figurene 7.6.a og 7.6.b.

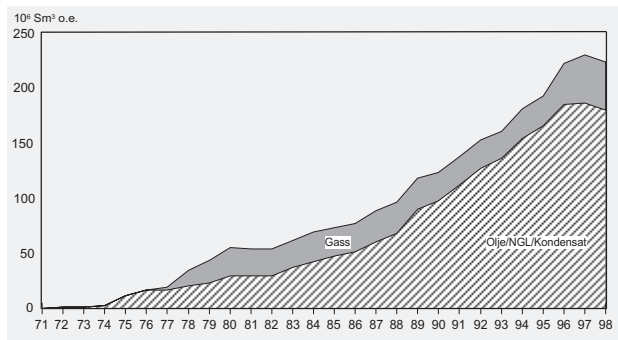
For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.6.a norsk andel av produksjonen.

**Tabell 7.6**  
Produksjon i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter

1998	PRODUKSJON					FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER		Sum
	Olje	Gass	Kond.	Gass Fakkell	Gass Brensel	Olje	Gass	NGL/ Kond.		
Brage	5,574	0,538		0,007	0,070	5,543	0,281	0,137	5,961	
Draugen	11,194	0,551		0,014	0,057	11,194			11,194	
Ekofiskområdet	17,158	5,271		0,081	0,732	16,411	5,011	0,530	21,953	
Embla	0,525	0,198				0,489	0,186	0,024	0,699	
Friggområdet	0,740	0,961	0,079	0,003	0,038	0,786	0,918	0,016	1,720	
Gullfaks	19,658	2,582		0,055	0,265	19,658	1,455	0,175	21,289	
Gullfaks Vest	0,197	0,023				0,197			0,197	
Gullveig	0,069	0,036				0,069			0,069	
Gyda (inkl. Gyda Sør)	2,467	0,881		0,002	0,035	1,740	0,484	0,138	2,361	
Heidrun	11,690	1,976		0,017	0,122	11,897	0,566		12,463	
Heimdal		1,428	0,228		0,038	0,204	1,326		1,530	
Hod	0,312	0,060		0,001	0,004	0,294	0,054	0,010	0,358	
Loke		0,030								
Murchison	0,290	0,057		0,007	0,014	0,269	0,006	0,005	0,279	
Njord	1,695	0,458		0,012	0,050	1,696			1,696	
Norne	6,316	1,094		0,031	0,067	6,316			6,316	
Oseberg	24,071	7,466		0,016	0,295	24,103			24,103	
Oseberg Vest	0,094	0,137			0,005					
Sleipnerområdet		14,602	8,567	0,016	0,241		8,651	7,009	15,659	
Snorre	10,048	1,367		0,038	0,118	10,091	0,457	0,431	10,979	
Statfjord	16,595	6,851		0,095	0,420	16,596	2,512	0,851	19,959	
Statfjord Nord	3,043	0,223				3,035	0,166	0,062	3,263	
Statfjord Øst	4,227	0,596				4,236	0,246	0,092	4,574	
Tommeliten Gamma	0,125	0,357				0,069	0,327	0,024	0,420	
Tordis	3,550	0,371		0,003	0,035	3,970	0,320	0,137	4,427	
Troll-området	12,826	21,943	0,539	0,013	0,122	13,254	19,954		33,208	
Ula	1,767	0,150		0,004	0,051	1,697	0,022	0,048	1,767	
Valhall	5,440	1,018		0,016	0,079	5,168	0,965	0,161	6,294	
Varg	0,010	0,001		0,001		0,010			0,010	
Veslefrikk	3,254	0,914		0,010	0,056	3,266	0,277	0,114	3,657	
Vigdis	4,725	0,332				4,724			4,724	
Yme	1,953	0,087		0,020	0,012	1,970			1,970	
34/7-21	0,420	0,045								
Sum 1998	170,039	72,594	8,235	0,463	2,926	168,950	44,190	9,963	223,103	
Sum 1997	178,388	70,365	8,772	0,411	3,034	175,868	42,949	10,729	229,547	
Sum 1996	177,282	59,456	7,253	0,448	2,833	175,496	37,407	9,242	222,144	
Sum 1995	157,926	47,193	5,922	0,409	2,640	156,622	27,814	8,439	192,874	
Sum 1994	147,674	45,393	4,588	0,364	2,630	146,282	26,842	7,143	180,267	
Sum 1993	133,770	41,576	1,280	0,340	2,544	131,843	24,804	4,156	160,803	
Sum 1992	125,936	42,444	0,573	0,309	2,449	123,999	25,834	3,369	153,202	
Sum 1991	110,513	39,717	0,563	0,356	2,257	108,510	25,027	3,312	136,849	
Sum 1990	96,844	37,065	0,521	0,556	2,132	94,542	25,479	3,420	123,442	
Sum 1989	88,266	39,320	0,547	0,474	2,013	85,983	28,738	3,327	118,048	
Sum 1988	66,882	36,302	0,588	0,336	1,818	64,723	28,330	3,303	96,356	
Sum 1987	58,538	34,499	0,577	0,434	1,443	56,959	28,151	2,813	87,923	
Sum 1986	50,579	33,924	0,355	0,258	1,311	48,771	26,090	2,630	77,491	
Sum 1985	47,339	34,102	0,030	0,304	1,190	44,758	26,186	1,980	72,924	

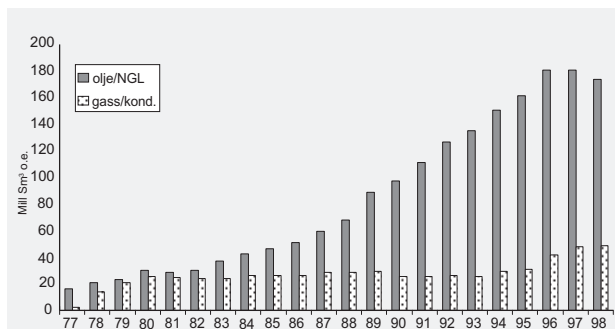
## 7.6.a

### Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971 - 1998



## 7.6.b

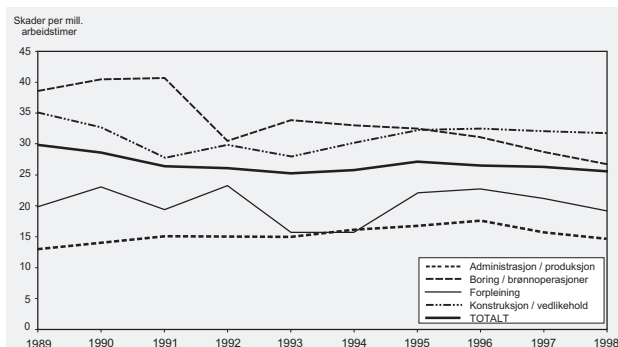
### Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977 - 1998



## 7.7 PERSONSKADER

Fig. 7.7.a

### Personskadefrekvens på permanent plasserte innretninger i perioden 1989-1998



Tabell 7.7.a

### Skadde/forulykkede per million arbeidstime på permanent plasserte innretninger (1989-98).

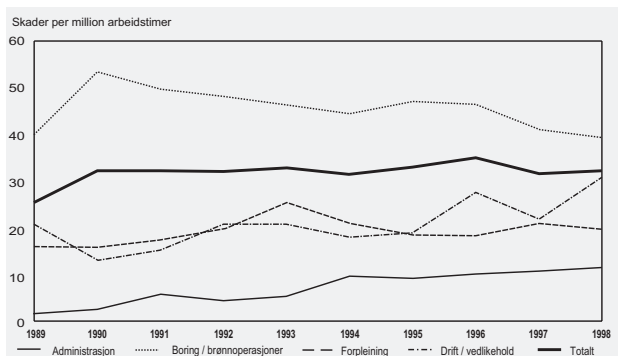
År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per mill. arbeidstime	Antall døde
1989	19 935 604	597	29,9	1
1990	19 851 780	571	28,8	1
1991	22 263 332	589	26,5	0
1992	22 203 688	583	26,3	0
1993	25 411 568	643	25,3	2
1994	21 542 768	555	25,8	1
1995	21 828 159	594	27,2	1
1996	21 123 859	562	26,6	0
1997	21 337 937	562	26,3	0
1998	23 726 737	606	25,5	0
<b>Totalt/snitt</b>	<b>219 225 432</b>	<b>5862</b>	<b>26,7</b>	<b>6</b>

Tabell 7.7.b

### Fordeling av skader og årsverk for operatør- og entreprenøransatte på permanent plasserte innretninger. (1989-1998)

FUNKSJON		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
Administrasjon / produksjon	Arbeidstimer	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	4 693 645	Operatør
	Skader	473 928	806 000	683 488	594 828	776 984	754 416	1 065 532	2 053 363	630 756	740 275	Entreprenør
	Skadefrekvens	13,0	13,7	13,9	13,4	14,3	15,6	16,3	16,2	14,8	14,5	
		12,7	14,9	20,5	25,2	18,0	19,9	18,8	20,5	22,2	16,2	
Boring / brønnoperasjoner	Arbeidstimer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Skader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Skadefrekvens	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		38,5	40,4	40,7	30,5	34,0	33,0	32,5	31,0	28,7	26,8	
Forpleining	Arbeidstimer	548 080	638 352	720 564	747 968	802 776	731 848	707 668	779 369	842 930	928 852	
	Skader	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	1 419 656	
	Skadefrekvens	3,6	3,4	3,1	3,4	2,5	2,3	2,6	2,6	2,6	2,2	
		5,5	20,4	18,0	22,7	14,9	13,7	28,3	26,9	23,7	24,8	
Konstruksjon / vedlikehold	Arbeidstimer	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	3 087 333	
	Skader	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	7 889 178	
	Skadefrekvens	17,8	16,5	16,3	19,6	9,0	15,0	15,2	15,0	13,9	15,9	
		44,8	42,5	33,7	35,5	36,7	38,0	40,6	44,2	41,8	37,9	
TOTALT	Arbeidstimer	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	8 709 830	
	Skader	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	15 016 907	
	Skadefrekvens	15,1	15,6	15,4	17,0	11,9	15,2	16,9	16,8	15,4	16,1	
		39,5	37,8	33,4	32,4	33,1	33,0	33,7	33,1	33,5	31,0	

**Fig. 7.7.b**  
Personskadefrekvens i perioden 1989 - 1998 på flyttbare innretninger



**Tabell 7.7.d**  
Skadde/forulykkede per million arbeidstimer på flyttbare innretninger (1989-98).

År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per mill. arbeidstime	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
1998	7028355	226	32.2	0
<b>Totalt/snitt</b>	<b>46272496</b>	<b>1486</b>	<b>32.1</b>	<b>5</b>

**Tabell 7.7.c**  
Arbeidsulykker 1993-97 og 1998 på permanent plasserte innretninger. Skadehendelse / Yrke

Skadehendelse	År	Yrke																		TOTALT	%	
		Administrasjon	Boredreksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpearbeider	Instrument-tekniker	Kokk	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platearbeider/isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann			Andre/uspesifisert
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1993-97 1998	15 3	69 12	14 3	26 3	32 4	87 8	7	4 1	9 2	12	43 8	36 7	10 1	30 4	27 2	29 6	17 2	7 4	2	476 70	16.3% 11.6%
Brann Eksplisjon ol	1993-97 1998						1							2	1			1			5 0	0.2% 0.0%
Fall til lavere nivå	1993-97 1998	6 4	12 3	1	7 5	4 1	19 4	1 1		4 1	12 2	12 4	14 2	7 2	7 1	15 6	4 6	3 2	1		128 45	4.4% 7.4%
Fall på samme nivå	1993-97 1998	2	13 4	2	5	17 3	11 3	3	3	6	8 2	15 1	12 3	4	9	7 2	7 2	8	3		135 22	4.6% 3.6%
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1993-97 1998	13 4	19 3	5	16 3	10 3	32 7	6	1 2	4	13 13	21 3	16 3	9 3	13 2	20 4	15 2	11 5	2	2	228 57	7.8% 9.4%
Fallende gjenstander	1993-97 1998	4	12 2	4	8	10	16 6	3 1	3 1	2	4	17 1	4 1	8	3	12 3	18 4	11 4		2	141 23	4.8% 3.8%
Annen kontakt med gjenstand i ro	1993-97 1998	19 2	14 5	3 1	36 4	10 2	27 4	20 2	4 1	9	14 9	42 2	31 9	19 5	17 6	17 1	37 5	10 3	6	2	337 61	11.6% 10.1%
Håndteringsulykker	1993-97 1998	20 4	36 13	10 3	47 9	31 15	57 17	14 5	28 3	10 2	20 3	84 21	29 8	42 14	47 7	32 13	30 9	45 8	11	1	594 155	20.4% 25.6%
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1993-97 1998	1 1	4 3		6 3	7	12 1		1	3	16 2	10 3	19 5	1 1	5 2	10 1	3 3	15 4	6	2	121 29	4.1% 4.8%
Overbelastning av kroppsdel	1993-97 1998	18 1	17 3	4 1	18 1	13 4	21 4	5 2	5 1	3	9 3	33 2	24 2	7 6	11 5	14 2	21 2	7 1	6 1		236 39	8.1% 6.4%
Splinter, Sprut	1993-97 1998	8	16 3	3	18 4	9	30 6	3	2	4	73 8	41 7	18 1	46 10	59 12	10 2	17 4	105 14	7 1	1	470 73	16.1% 12.0%
Elektrisk Strøm	1993-97 1998	1			1 3																2 3	0.1% 0.5%
Ekstreme temperaturer	1993-97 1998	1			3	5	1	2	4 2	1		5 1	2 1	1	5			4 1			34 5	1.2% 0.8%
Annet	1993-97 1998	2 2		1	2 3	2 2	2	1 2			1	5	1 2		1	1 2		1			9 24	0.3% 4.0%
<b>TOTALT</b>	1993-97 1998	110 21	212 52	45 9	193 38	150 34	314 62	65 13	55 11	55 5	181 45	323 58	206 44	156 42	207 41	165 36	181 43	237 41	51 8	10 3	2916 606	100.0% 100.0%
%	1993-97 1998	3.8% 3.5%	7.3% 8.6%	1.5% 1.5%	6.6% 6.3%	5.1% 5.6%	10.8% 10.2%	2.2% 2.1%	1.9% 1.8%	1.9% 0.8%	6.2% 7.4%	11.1% 9.6%	7.1% 7.3%	5.3% 6.9%	7.1% 6.8%	5.7% 5.9%	6.2% 7.1%	8.1% 6.8%	1.7% 1.3%	0.3% 0.5%	100.0% 100.0%	

Tabell 7.7.e

## Arbeidsulykker 1993-97 og 1998 på flyttbare innretninger. Skadehendelse / Yrke

Yrke	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Kokk	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Plattearbeider/isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert	TOTALT	%	
Skadehendelse	År																				
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1993-97 1998	5 1	69 19	12 7	2 2	3	47 17	1 3	1	1	1	11 1	5	1	8 1	1 1	4 6	12	1	182 60	25.0% 26.5%
Brann Eksplosjon ol	1993-97 1998												1							0 1	0.0% 0.4%
Fall til lavere nivå	1993-97 1998	4 1	6 1	2 2	1	1	8 4		1	2	2	2		3	1	5	3		39 10	5.3% 4.4%	
Fall på samme nivå	1993-97 1998	3 1	6 1	2 1		1	9 2	1	2		2	1 1	1	5	1	2	3	1	38 9	5.2% 4.0%	
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1993-97 1998	2 2	11 3	1 1	1 1	1	9 4		4 1		1	1	2	8	1	1	8	1	47 21	6.4% 9.3%	
Fallende gjenstander	1993-97 1998	2 2	15 4	2		1	6 1		5		2	1	4	5	1	4	3		46 15	6.3% 6.6%	
Annen kontakt med gjenstand i ro	1993-97 1998	5 1	14 3	2	5 1	3	8 4	1	3	1	3	1 1	1	12	1	4	9		71 20	9.7% 8.8%	
Håndteringsulykker	1993-97 1998	4 1	47 16	5 5	1 4	6	22 7	11	2		13 1	4 1	3	8	2 3	5 3	7	3	143 57	19.6% 25.2%	
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1993-97 1998	1	4 1	1	1	1	4 1		1		6			5	1	2	2		26 5	3.6% 2.2%	
Overbelastning av kroppsdel	1993-97 1998	4	26 9	5	3	2	9 2	1	3	1	2	1	12				9		78 17	10.7% 7.5%	
Splinter, sprut	1993-97 1998	3	7 1		3 2	1	6 1	2	1	1	2	3	1	3	3	11	2		46 9	6.3% 4.0%	
Elektrisk strøm	1993-97 1998																1		1 0	0.1% 0.0%	
Ekstreme temperaturer	1993-97 1998	1				1		2		2			1			1			8 0	1.1% 0.0%	
Annet	1993-97 1998	1		1			2		2										4 2	0.5% 0.9%	
TOTALT	1993-97 1998	35 9	205 58	32 17	17 11	20 9	130 41	18 7	22 2	3 13	46 3	18 4	3 3	5 16	69 1	4 13	38 15	59 1	5 3	729 226	100.0% 100.0%
%	1993-97 1998	4.8% 4.0%	28.1% 25.7%	4.4% 7.5%	2.3% 4.9%	2.7% 4.0%	17.8% 18.1%	2.5% 3.1%	3.0% 0.9%	0.4% 5.8%	6.3% 1.3%	2.5% 1.8%	0.4% 1.3%	0.7% 7.1%	9.5% 0.4%	0.5% 5.8%	5.2% 6.6%	8.1% 0.4%	0.7% 1.3%	100.0% 100.0%	

