

**Oljedirektoratet**

ÅRSBERETNING 1994

«Oljedirektoratets overordnede mål er å bidra til en forsvarlig forvaltning av de norske petroleumsressursene ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige, miljømessige, teknologiske og økonomiske sider ved virksomheten innenfor en samlet samfunnsmessig vurdering.»

# Innholdsfortegnelse

<b>OLJEDIREKTØRENS BERETNING</b>	7	2.8.2	Valhall	41
<b>1. OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER OG ADMINISTRASJON</b>	9	2.8.3	Tommeliten Gamma	42
<b>1.1 Oljedirektoratets oppgaver</b>	9	2.8.4	Ekofiskområdet	42
<b>1.2 Oljedirektoratets målsetting</b>	9	2.8.5	Gyda	45
<b>1.3 Administrasjon</b>	9	2.8.6	Ula	46
1.3.1 Organisasjon	9	2.8.7	Sleipnerområdet	47
1.3.2 Personale	9	2.8.7.1	Sleipner Øst	47
1.3.3 Budsjett/økonomi	9	2.8.7.2	Loke	48
1.3.4 Informasjon	10	2.8.8	Heimdal	48
1.3.5 Dokument- og informasjonsforvaltning	10	2.8.9	Friggområdet	49
		2.8.9.1	Frigg	49
		2.8.9.2	Øst Frigg	50
		2.8.9.3	Lille-Frigg	50
		2.8.10	Osebergområdet	51
		2.8.10.1	Oseberg	51
		2.8.10.2	30/6 Gamma Nord	53
<b>2. RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK SOKKEL</b>	11	2.8.11	Veslefrikk	53
<b>2.1 Innledning</b>	11	2.8.12	Gullfaks og Gullfaks Vest	54
<b>2.2 Regelverksutvikling/PROLO/ NORSOK</b>	11	2.8.13	Tordis	56
<b>2.3 Effektiviseringstiltak - NORSOK</b>	11	2.8.14	Brage	56
<b>2.4 Undersøkelles- og utvinningstillatelser</b>	11	2.8.15	Statfjordområdet	57
2.4.1 Nye undersøkelsestillatelser	11	2.8.15.1	Statfjord	57
2.4.2 Vitenskapelige undersøkelser	11	2.8.15.2	Statfjord Øst	59
2.4.3 Utvinningstillatelser	12	2.8.16	Murchison	60
2.4.4 Andelsoverdragelser	14	2.8.17	Snorre	61
2.4.5 Tilbakeleveringer/oppgivelser	17	2.8.18	Draugen	62
<b>2.5 Kartlegging og leteboring</b>	18	<b>2.9 Felt med avsluttet produksjon</b>		62
2.5.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser	18	2.9.1	Mime	62
2.5.1.1 Oljedirektoratets geofysiske og geologiske undersøkelser i 1994	19	2.9.2	Nordøst Frigg	63
2.5.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	20	2.9.3	Odin	63
2.5.1.3 Salg av seismiske data	20	<b>2.10 Transportsystem for olje og gass</b>		63
2.5.1.4 Rapportering og frigivning av data og materiale fra sokkelen	20	2.10.1	Eksisterende transportsystem	63
2.5.2 Leteboring	21	2.10.2	Planlagte transportsystem	66
2.5.2.1 Fordeling av prospekttyper	22	<b>2.11 Slutfase og disponering av innretninger ved bruksopphør</b>		68
2.5.2.2 Nye funn i 1994	22	<b>2.12 Petroleumsressurser</b>		69
2.5.2.3 Nærmere beskrivelse av de øvrige boringene	27	2.12.1	Ressursregnskapet	69
2.5.2.4 Svalbard	29	2.12.2	Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	74
<b>2.6 Funn</b>	29	2.12.2.1	Felt i produksjon/besluttet utbygd	74
2.6.1 Funn uten konkrete utbyggingsplaner	29	2.12.2.2	Funn	76
2.6.2 Funn med konkrete utbyggingsplaner	32	2.12.2.3	Navneendringer foretatt i 1994	77
<b>2.7 Felt besluttet utbygd</b>	36	2.12.3	Økt oljeutvinning	77
2.7.1 Gyda Sør	36	2.12.4	Uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel	77
2.7.2 Sleipner Vest	36	<b>2.13 Petroleumsøkonomi</b>		85
2.7.3 Frøy	37	2.13.1	Lete- og planleggingsaktivitet	85
2.7.4 Troll	37	2.13.2	Aktivitetsnivå mot år 2010	86
2.7.5 Statfjord Nord	39	2.13.3	Statens direkte økonomiske engasjement	87
2.7.6 Vigdis	39	2.13.4	Petroleum i norsk økonomi	88
2.7.7 Heidrun	40	2.13.5	Råoljemarkedet	89
<b>2.8 Felt i produksjon</b>	40	2.13.6	Gassmarkedet	89
2.8.1 Hod	40	2.13.6.1	Eksisterende forpliktelser	90
		2.13.6.2	Nye salg	90
		2.13.6.3	Bruk av gass i Norge	90

2.13.7	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	91	3.15	Dykking	116
2.13.8	Produksjonsavgift	93	3.15.1	Dykkeaktivitet	116
2.13.8.1	Total produksjonsavgift	94	3.15.2	Forskning innenfor dykking	117
2.13.8.2	Produksjonsavgift olje	94	3.15.3	Endring i kontraktsstruktur	117
2.13.8.3	Produksjonsavgift NGL	94	3.15.4	Harmonisering av regelverk for dykking	117
2.13.9	Arealavgift på utvinningstillatelse	95			
2.13.10	CO <sub>2</sub> -avgift	96			
<b>3.</b>	<b>SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØ-FORVALTNING</b>	98	<b>4.</b>	<b>MILJØILTAK I PETROLEUMS-VIRKSOMHETEN</b>	118
<b>3.1</b>	<b>Innledning</b>	98	<b>4.1</b>	<b>Innledning</b>	118
<b>3.2</b>	<b>Regelverksutvikling</b>	98	<b>4.2</b>	<b>Rammesettende virksomhet</b>	118
3.2.1	Regelverk under arbeidsmiljøloven	98	<b>4.3</b>	<b>Tilsyn med operatørselskapene</b>	118
<b>3.3</b>	<b>Tilsynsvirksomheten</b>	99	<b>4.4</b>	<b>CO<sub>2</sub>-avgiften</b>	119
3.3.1	Samtykker	99	<b>4.5</b>	<b>Teknologiutvikling</b>	119
3.3.2	Satsingsområder i tilsynet	99	<b>4.6</b>	<b>Annen miljørettet virksomhet</b>	119
<b>3.4</b>	<b>Faglig samarbeid i tilsynet</b>	101	<b>4.7</b>	<b>Samarbeid med Statens forurensningstilsyn</b>	120
<b>3.5</b>	<b>Personskader</b>	101			
3.5.1	Generelt	101	<b>5.</b>	<b>SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER</b>	121
3.5.2	Skadetyper og årsaksforhold	101	<b>5.1</b>	<b>Ressursforvaltning</b>	121
3.5.3	Personskader på faste innretninger	102	5.1.1	Leting	121
3.5.4	Personskader på flyttbare innretninger	106	5.1.2	Utbygging og drift	122
3.5.5	Oppsummering	108	5.1.3	Dataforvaltning	125
3.5.6	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter	108	5.1.4	RUTH	126
<b>3.6</b>	<b>Arbeidsbetingede sykdommer</b>	110	5.1.5	PROFIT	126
<b>3.7</b>	<b>Arbeidsmiljø</b>	111	5.1.6	SAFARI	127
3.7.1	Yrkeshygiene	111	5.1.7	«Joint Chalk Research»	127
3.7.2	Ergonomiske forhold	111	5.1.8	Geodata-prosjektet DISKOS	127
3.7.3	Organisatoriske forhold	111	5.1.9	Nyhetsbulletin om økt oljeutvinning	128
<b>3.8</b>	<b>Beredskap</b>	112	<b>5.2</b>	<b>Sikkerhet og arbeidsmiljø</b>	128
3.8.1	Seminar om beredskapsforskriften	112	<b>5.3</b>	<b>Opprydding av havbunnen</b>	133
3.8.2	Aksjoner i forbindelse med drivende gjenstander	112			
<b>3.9</b>	<b>Boring</b>	113	<b>6.</b>	<b>INTERNASJONALT SAMARBEID</b>	134
3.9.1	Oversikt over bore- og brønnaktiviteter	113	<b>6.1</b>	<b>Bistand til andre lands myndigheter</b>	134
3.9.2	Boring på store havdyp	113	6.1.1	Samarbeid med Norad	134
3.9.3	Tynnhulls boring	113	6.1.2	PETRAD - Internasjonalt program for petroleumsforvaltning og administrasjon	136
3.9.4	Høyavviksbrønner	113	6.1.3	BORIS - utvikling av sikkerhetsregelverk for petroleumsvirksomhet til havs i Russland	137
<b>3.10</b>	<b>Naturdata</b>	113	<b>6.2</b>	<b>Internasjonalt samarbeid innenfor ressursforvaltning</b>	137
<b>3.11</b>	<b>Konstruksjoner og rørledninger</b>	114	6.2.1	Forskningssamarbeid om økt oljeutvinning	137
3.11.1	Internasjonal standardisering	114	6.2.2	Samarbeid med nordsjølandenes myndighetsorganer	137
3.11.2	Vibrasjoner i flammetårn	114	6.2.2.1	Årlige møter med danske og britiske myndigheter	137
3.11.3	«Ringing»	114	6.2.3	Årlige møter med andre lands myndigheter - letefasen	138
3.11.4	Kollisjoner	114			
3.11.5	Bølgehøyder	114			
<b>3.12</b>	<b>Prosessutstyr</b>	115			
3.12.1	Optimalisering av vedlikehold	115			
3.12.2	Kvalitetssikring av fabrikasjon	115			
<b>3.13</b>	<b>Løfteinnretninger</b>	115			
<b>3.14</b>	<b>Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp</b>	115			
3.14.1	Hydrokarbonlekkasjer	115			
3.14.2	Gasslekkasjen på Gullfaks A	116			
3.14.3	Branner og branntilløp	116			



6.2.4	Årlige møter med andre lands myndigheter innenfor måling	138	7.3	Statistikk over leteboringsaktiviteten	144
6.2.4.1	Internasjonalt standardiseringsarbeid innenfor måling	138	7.4	Statistikk over utvinningsboring	150
6.3	<b>Sikkerhet og arbeidsmiljø</b>	138	7.5	Målenheter for olje og gass	155
6.3.1	NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum	138	7.6	Produksjon av olje og gass	156
6.3.2	EU-kommisjonen	139	7.7	Rettighetshavere i aktive utvinnings-tilatelser	166
6.3.3	Elektrotekniske normer og forskrifter	139	7.8	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1994	177
6.4	<b>Foredragsvirksomhet</b>	139	7.9	Organisasjonstablå	178
7.	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER</b>	140			
7.1	Oversikt over solgt og frigitt seismikk	140			
7.2	Oversikt over distribusjon av frigitte data og datasammenstillinger	144			



## Oljedirektørens beretning

### RESSURSER

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel viser at de oppdagede utvinnbare petroleumsressurser har økt betydelig i 1994.

Tilveksten i oljeressurser er på ca 200 mill Sm<sup>3</sup> o.e., mens gassressursene har økt med ca 80 mill Sm<sup>3</sup> o.e. Den samlede ressurstilvekst er således ca 280 mill Sm<sup>3</sup> o.e. og dette er omtrent på samme nivå som i 1993.

Leteboringsaktiviteten har vært lav i 1994 i forhold til tidligere år. Resultatene har imidlertid vært gode og nesten halvparten av ressurstilveksten skyldes nye funn.

Det er påvist funn i 14 av 22 avsluttede undersøkelsesbrønner og det er påvist hydrokarboner i alle de 5 avgrensingsboringene som er avsluttet.

Av de nye funnene er 10 påvist i Nordsjøen, 3 i Norskehavet og 1 i Barentshavet.

Enkelte av funnene er store, men de fleste er små. Noen av disse ligger imidlertid nær eksisterende infrastruktur og representerer derfor interessante tilleggssressurser til felt som allerede er i produksjon (Hod, Sleipner Øst og Veslefrikk) og områder som vurderes med henblikk på utbygging (Oseberg Sør og Snorreområdet).

De gode leteresultatene skyldes flere forhold, men viktigst er trolig forbedret datakvalitet som følge av omfattende innsamling av 3D-seismikk de siste årene.

Det har også vært en betydelig oppjustering av reservene i mange felt på norsk sokkel i 1994. De største oppjusteringene har skjedd på Gullfaks, Oseberg, Snorre, Statfjord, Tordis, Troll, Veslefrikk og Valhall.

Disse oppjusteringene skyldes i stor grad bevisst satsing over lang tid på prosjekter som har til formål å øke utvinningsgraden av olje. På dette området er det fortsatt et stort potensial. Dette potensialet er av Oljedirektoratet anslått til samlet å være i størrelsesorden 500 mill Sm<sup>3</sup> olje, hvilket betyr at gjennomsnittlig utvinningsgrad vil øke fra 39 % til 47 %.

Samlet produksjon fra norsk sokkel var i 1994 på 180 mill Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på ca 153 mill Sm<sup>3</sup> o.e. olje og ca 27 mill Sm<sup>3</sup> o.e. gass.

Oljeproduksjonen økte med 13 % og gassalget med 8 % i forhold til året før. Til tross for økt produksjon har det vært en netto ressurstilvekst i de oppdagede petroleumsressurser i 1994 på ca 100 mill Sm<sup>3</sup> o.e., likelig fordelt på olje og gass.

Nye beregninger over samlede norske petroleumsressurser viser at disse er i størrelsesorden 11 mrd Sm<sup>3</sup> o.e.

De oppdagede ressursene inklusive potensialet for økt oljeutvinning utgjør ca 2/3 av dette, mens de uoppdagede ressursene utgjør ca 1/3.

Fordelingen av uoppdagede ressurser viser at ca 40 % forventes funnet i Nordsjøen, ca 40 % i Norskehavet og noe over 20 % i Barentshavet.

Det er imidlertid knyttet store usikkerheter til anslag over uoppdagede ressurser. Særlig gjelder dette områder i Norskehavet som ikke har vært åpnet for letevirksomhet tidligere. Disse områdene som blant annet omfatter Møre- og Vøringbassengene på dypt vann langt fra land og deler av mer kystnære områder (Nordland 4, 5 og 6), ble åpnet for leteboring i 1994.

Samlet utgjør disse områdene ca 171 000 km<sup>2</sup>.

Utvalgte blokker fra disse nye områdene og områder i Norskehavet og Nordsjøen som tidligere er åpnet for letevirksomhet vil danne grunnlaget for 15. konsesjonsrunde som planlegges gjennomført i 1995.

Norge har inngått gassalgskontrakter som i løpet av en tiårsperiode vil bringe de årlige eksportvolumene opp fra dagens nivå på 27 mrd Sm<sup>3</sup> til ca 60 mrd Sm<sup>3</sup>. I denne sammenheng er det også blitt fokusert på forvaltning av gassressursene i et langsiktig perspektiv. Evaluering i forbindelse med inngåelse av nye gassalgskontrakter og vurdering av tilhørende transportalternativer har vært høyt prioritert i 1994.

Oljedirektoratet legger stor vekt på å utarbeide områdestudier for å kunne se forestående feltutbygginger i en ressursforvaltningsmessig helhet. I 1994 har det primært vært fokusert på en mulig gassutbygging på Haltenbanken og i nordlige Nordsjø.

Oljedirektoratet har i løpet av 1994 behandlet Plan for utbygging og drift (PUD) for Norne, Vigdis, Yme, samt første trinn i oljeutbyggingen av Troll Vest gassprovins. Det er dessuten behandlet PUD for tilleggssressurser til feltene Hod, Snorre og Veslefrikk. Den videre drift av Ekofisk er sikret gjennom behandling av PUD for Ekofisk II. I tillegg er det behandlet en Plan for anlegg og drift (PAD) for Zeepipe IIB.

I løpet av 1994 er 4 nye felt satt i produksjon, Gullfaks Vest, Lille-Frigg, Statfjord Øst og Tordis, samtidig som produksjonen er avsluttet fra 2 felt, Mime og Odin.

Oljedirektoratets internasjonale engasjement innenfor området ressursforvaltning har økt i 1994. Dette skyldes en økende etterspørsel etter Oljedirektoratets tjenester fra en rekke land som arbeider med etablering og organisering av statlig petroleumsforvaltning.

Denne bistandsaktiviteten kanaliseres delvis gjennom NORAD og PETRAD, men Oljedirektoratet har også direkte bilaterale samarbeidsavtaler med enkelte land.

Oljedirektoratet deltok aktivt i NORSOK-arbeidet både gjennom deltakelse i forumet, styringsgruppen og de ulike arbeidsgrupper.

DISKOS-prosjektet som er et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og sentrale aktører blant oljeselskapene, har utviklet en felles geodatabase som gjør de store datamengdene lettere tilgjengelig for brukerne. Målsettingen med prosjektet er å redusere kostnadene med

hensyn til forvaltning av de enorme datavolumene som er samlet inn, og som vil bli samlet inn i årene som kommer. Geodata som nyttes både av Oljedirektoratet og oljeselskapene, skal lagres i en felles database, lokalisert i Kunnskapsparken på Ullandhaug i Stavanger. Dataene gjøres tilgjengelige via høykapasitetsnettverk og et dataprogram som vi har latt utvikle. DISKOS kan stå som modell for industriutvikling og for samarbeid om å realisere bedre lønnsomhet på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet ser forskning og utvikling innen reservoarbeskrivelse og reservoarteknikk som en viktig del av arbeidet med å få realisert det store potensialet for økt oljeutvinning. Samarbeidsprogrammet PROFIT og det statlige programmet RUTH er sentrale i denne sammenheng. Programmene er ledet og administrert av Oljedirektoratet. PROFIT-programmet blir nå avsluttet, og Oljedirektoratet arbeider med å få dannet et nytt samarbeidsprosjekt, FORCE (Forum for reservoir characterization and reservoir engineering), som skal konsentrere seg om de samme tema.

## SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

En person omkom i en ulykke i petroleumsvirksomheten i 1994. Selv om det er nødvendig å akseptere en viss risiko i virksomheten, vil det likevel fortsatt ha høyeste prioritet å se til at industrien gjør sitt ytterste for å hindre tap av menneskeliv.

Frekvensen av andre ulykker med personskade har holdt seg på omtrent samme nivå som året før. Det har imidlertid vært en økning i innmeldte tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer, noe som antas å henge sammen med at rapporteringen av slike sykdommer nå begynner å fungere. I tillegg til den enkeltes lidelser, koster arbeidsbetingede sykdommer bedriftene og samfunnet store summer, og det er derfor viktig at operatørene gjennom god rapportering bidrar til et bedre grunnlag for prioritering av innsatsen på dette området.

Fremdeles inntreffer det mange gasslekkasjer på innretningene. Dette er bekymringsfullt, først og fremst på grunn av det store skadepotensialet ved denne type uønskede hendelser. Tilsynet med operatørenes tiltak for å få kontroll over dette problemet har vist at det i tillegg til tekniske forbedringer, også er viktig å gå inn i organisatoriske forhold og holdninger til dette problemområdet. Det er derfor positivt å kunne registrere at næringen viser et økende engasjement og vilje til å iverksette systematiske tiltak for å få bukt med problemet.

Utarbeidelsen av regelverk for arbeidsmiljølovens anvendelse i petroleumsvirksomheten er nå slutført fra direktoratets side. I forskriftsarbeidet har direktoratet lagt vekt på en aktiv medvirkning fra de berørte parter i næringen. Det har ikke vært et mål å innføre nye og stren-

gere krav til arbeidsmiljø, men å klargjøre og systematisere krav som allerede eksisterer. Direktoratet håper at det nye regelverket vil være et godt verktøy både for næringen og for myndighetene til å etablere og videreutvikle et godt arbeidsmiljø på en kostnadseffektiv måte.

Det reviderte sikkerhetsregelverket under petroleumsløven har nå vært i kraft i over to år. Fra direktoratets ståsted er erfaringene gode, og vi gleder oss over at tilbakemeldingene fra næringen også stort sett er positive. Vi er nå i en fase der regelverket kontinuerlig vil være gjenstand for vurdering av behov for revisjon. Den formen regelverket nå har fått, med basis i resultatorienterte krav og understøttet av veiledninger og standarder, gjør det betydelig enklere å tilpasse virksomheten til den teknologiske utvikling og samfunnsutviklingen for øvrig. Regelverket legger også et vesentlig ansvar på industrien selv for å samarbeide om videre normering.

De samlede erfaringene fra tilsynet viser at petroleumsvirksomheten skjer innenfor forsvarlige rammer og i all hovedsak i samsvar med regelverkskrav til sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynet har likevel påvist svakheter i aktørenes styringssystemer på enkelte områder. Det er en forutsetning for en tilsynsordning med basis i internkontroll at disse systemene er på plass, og at de fungerer som forutsatt.

Tilsyn etter arbeidsmiljøloven på flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten viser at det fremdeles er store variasjoner med hensyn til implementering og etterlevelse av arbeidsmiljølovens krav. På dette området har dermed både næringen såvel som direktoratet fortsatt et prioritert arbeid foran seg. Det er imidlertid positivt at det, blant annet som følge av det tilsyn som er gjennomført, synes å ha kommet i gang prosesser hos operatører og entreprenører som viser at det arbeides målrettet med problemstillingene.

Utviklingstrekkene i årene som kommer innebærer en rekke utfordringer for industrien, blant annet knyttet til utbygging på større vanddyp og dype borer med høye reservoartrykk, samtidig som kravene til kostnadseffektiv utbygging og drift øker. Direktoratet har i 1994 gjennomført både utredningsarbeid og tilsynsvirksomhet som er spesielt rettet mot å skape et best mulig grunnlag for å føre et effektivt tilsyn med at industrien håndterer disse utfordringene på en forsvarlig måte.

Vi registrerer en stadig økende interesse for den norske regelverksmodellen. En rekke land ønsker å etablere et funksjonelt regelverk som gjennom resultatorienterte krav setter klare mål for virksomheten. Det er også stor interesse for den norske måten å gjennomføre et uavhengig offentlig tilsyn på, hvor helhetstenkning, koordinering og partssamarbeid er sentrale elementer.

Stavanger 20 mars 1995



Fredrik Hagemann  
oljedirektør

# 1. Oljedirektoratets oppgaver og administrasjon

## 1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1.10.1992. Videre er Oljedirektoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover/forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- a) Petroleumsloven, lov av 23.3.1985 nr 11  
Herunder:
  - Petroleumsforskriften, kgl res av 14.6.1985
  - Sikkerhetsforskriften, kgl res av 28.6.1985
  - Internkontrollforskriften, kgl res av 28.6.1985
  - Sikkerhetssoneforskriften, kgl res av 9.10.1987
- b) Arbeidsmiljøloven, lov av 4.2.1977 nr 4.  
Herunder:
  - Arbeidsmiljøforskriften, kgl res av 27.11.1992.
- c) CO<sub>2</sub>-loven, lov av 21.12.1990 nr 72.
- d) Røykeloven, lov av 9.3.1973 nr 14,  
Herunder:
  - Tobakkskadeforskriften, kgl res av 8.7.1988
- e) Svalbardloven, lov av 17.7.1925 nr 11.  
Herunder:
  - Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumsforekomster på Svalbard, kgl res av 25.3.1988.
- f) Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster, lov av 21.6.1963 nr 12.  
Herunder:
  - Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m.v, kgl res av 31.1.1969.
- g) Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel, kgl res av 26.10.1979.

## 1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

Oljedirektoratets overordnede mål er å bidra til en forvarlig forvaltning av de norske petroleumsressursene ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige, miljømessige, teknologiske og økonomiske sider ved virksomheten innenfor en samlet samfunnsmessig vurdering.

## 1.3 ADMINISTRASJON

### 1.3.1 ORGANISASJON

Fra 1.1.1994 ble det foretatt en omorganisering i Divisjon for ressursforvaltning. Det ble opprettet en ny avde-

ling: Strategi- og planavdelingen med en Planseksjon. Videre ble det opprettet en ny seksjon i Leteavdelingen: Seksjon for leteanalyser. Utbyggingsavdelingen og Driftsavdelingen ble slått sammen til en avdeling: Utbyggings- og driftsavdelingen med 5 seksjoner: Seksjon for reservoarevaluering Sørlig Nordsjø, Seksjon for reservoarevaluering Nordlig Nordsjø, Seksjon for reservoarevaluering Norskehavet/Barentshavet/Troll, Seksjon for utbyggings- og driftsteknologi og Seksjon for petroleumsøkonomi.

### 1.3.2 PERSONALE

Ved utgangen av beretningsperioden har Oljedirektoratet 354 stillingshjemler. I tillegg er 4 stillinger lønnet av Norad.

Direktoratet fikk 1 ny stilling i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø i 1994. 374 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1994. 11 medarbeidere har permisjon.

Det er tilsatt 14 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kommer 11 fra oljerelatert virksomhet, 2 fra offentlig virksomhet og 1 er nyutdannet.

10 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Det utgjør 2,8 % av antall stillingshjemler.

### 1.3.3 BUDSJETT/ØKONOMI

Til Oljedirektoratets forskjellige oppgaver er i 1994 totalt benyttet kr 269 272 619.

Beløpet fordeler slik:

- Driftsbudsjett	kr 201 160 474
- Tilsynsutgifter	« 9 215 256
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	« 55 403 047
- Prosjekter vedr sikkerhet og arbeidsmiljø	« 3 493 842
<b>Totalt</b>	<b>kr 269 272 619</b>

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 121 438 691 og bygningers drift og leie av lokaler kr 25 819 952.

Den resterende delen, kr 53 901 831 dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, eksternt bistand, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Oljedirektoratet er blitt pålagt spesielle oppgaver som:

- Opprydding av havbunnen	kr 4 721 768
- Administrasjon av forskningsprogrammene RUTH/PROFIT	« 1 223 763
- Tilsudd stiftelsen PETRAD	« 1 500 000

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor stadig større utfordringer med hensyn til prioritering. Det legges derfor vekt på å utvikle bedre planleggingsverktøy.

#### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub> avgifter på tilsammen kr 9 292 025 007, har direktoratet mottatt kr 139 446 760 i inntekter.

For 1994 fordeler inntektene seg slik:

- Undersøkellesgebyr	kr	1 440 000
- Oppdragsinntekter	«	2 757 738
- Refusjon av tilsynsutgifter	«	56 043 206
- Salg av frigitt prøvemateriale	«	2 972 497
- Salg av publikasjoner	«	4 703 119
- Inntekter barnehage	«	2 475 850
- Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	«	712 655
- Refusjon fra andre statsetater	«	2 516 839
- Refusjon fra Rikstrygdeverket	«	1 279 904
- Salg av seismisk undersøkelsesmaterieill	«	63 742 611
- Renter av bankinnskudd	«	240 482
- Diverse inntekter	«	561 859

#### 1.3.4 INFORMASJON

Det har i beretningsperioden vært stor interesse for informasjon fra Oljedirektoratet fra norske og utenlandske institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Blant annet har representanter for utenlandske massemedia, enkeltvis eller i grupper, besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirksomheten. Oljedirektoratets medarbeidere har på sin side i stor utstrekning deltatt som foredragsholdere i ulike fora.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet.

Årsberetningen for 1993 ble lagt fram på en pressekonferanse i mai.

Internbladet Oss Direkte utkom med 4 utgaver i 1994 som planlagt.

I løpet av 1994 er det sendt ut 44 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner.

#### 1.3.5 DOKUMENT- OG INFORMASJONS-FORVALTNING

Det er mottatt 169 begjæringer om dokumentinnsyn. Dette er om lag på samme nivå som i 1993. Svartiden på henvendelsene varierer noe, men er gjennomsnittlig ca tre dager.

Dette året har en arbeidet spesielt med å forbedre kvaliteten på registreringen i arkivsystemet. 20 % av Oljedirektoratets medarbeidere har fått opplæring i bruk av en ny saksbehandlermodul av arkivdatabasen. Den interne bruk av Hovedarkivets tjenester viser fortsatt øking etter fjorårets kraftige vekst.

Bruken av bibliotekets tjenester har stabilisert seg etter den betydelige økingen i 1993. Biblioteket får mange eksterne henvendelser, men låner mindre inn fra andre bibliotek. Bruk av databasetjenester viser en øking i Oljedirektoratet som i andre bibliotek. Biblioteket abonnerer nå på en CD-ROM-basert database.

Onlinebruken av referansedatabasen OIL fra Statens Datasentral viser en øking på 13 %. Antall abonnenter samt bestillinger av artikkelkopier fra OIL og Oljeindeks ligger på om lag samme nivå som fjoråret.

Infoil/Sesame databasen inneholder informasjon om pågående og avsluttede forskningsprosjekter innenfor petroleumsvirksomheten. Basen har vært tilgjengelig på disketter, CD-ROM og via vertssentralen STN (Scientific and Technical Network), Karlsruhe og fra EUs egen datasentral Eurobases, Brussel.

Gjennom flere år har det vist seg vanskelig å øke bruken av Infoil/Sesame. Antall abonnenter er for lavt i forhold til de anvendte ressurser. Oljedirektoratet har derfor kommet til at det ikke kan forsvares å benytte betydelige ressurser til et produkt som blir så lite brukt. Oljedirektoratets deltakelse i produksjonen av Infoil/Sesame opphørte derfor 31.12.1994.

I de senere år er det kommet andre distribusjonskanaler som kan være bedre egnet til spredning av forskningsinformasjon. Innholdet i databasen vil bli stilt til rådighet for samarbeidspartnere for videreføring.

## 2. Ressursforvaltning på norsk sokkel

### 2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet har som målsetting å bidra aktivt til en forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene for å maksimere verdiskapningen på norsk sokkel, og være Nærings- og energidepartementets sentrale rådgivnings- og iverksettingsorgan innenfor dette området. En slik målsetting kan kun oppnås ved at Oljedirektoratet til enhver tid har en generell oversikt over petroleumsressursene og vurderer alternative måter for en forsvarlig leting, utbygging og utvinning av disse. Slike oversikter og vurderinger danner grunnlaget for rådgivning til de sentrale myndighetene med hensyn til forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene.

Virksomheten innenfor ressursforvaltning på norsk sokkel er også for 1994 preget av høy aktivitet, både innenfor leting, utbygging og drift.

Ressursdivisjonen foretok ved årsskiftet 1993/1994 en reorganisering. Dette på grunn av et økende behov for integrering mellom utbyggings- og driftsfasen samtidig med et behov for større effektivitet i stabs- og planarbeid. Ressursdivisjonen beholder den fasemessige produktrettede grunnorganisasjon.

Det er imidlertid foretatt den tilpasning at to av fasene, utbygging og drift, er slått sammen til en utbyggings- og driftsavdeling. Stabs- og planarbeidet er samlet i en ny strategi- og planavdeling som også håndterer internasjonalt samarbeid og koordinerer ressursdivisjonens FoU engasjementer.

### 2.2 REGELVERKSUTVIKLING/ PROLO/NORSOK

Nærings- og energidepartementet har startet et omfattende arbeid med å revidere petroleumsloven, prosjekt PROLO 94. Både forhold i EØS avtalen, behov for å lovregulere sluttdisponering av innretninger, oppfølging av St.meld. 26 (1993-94), oppfølging av anbefalinger fra industrien i f m NORSOK prosjektet og andre forhold har gitt føringer for arbeidet.

Oljedirektoratet har vært en aktiv deltaker i prosessen, både det juridiske miljø og ulike fagmiljøer har nedlagt et betydelig arbeide med loven. En Ot. prp. vil ventelig legges fram for Stortinget i løpet av vårsesjonen, umiddelbart før søknadsfristen for 15. konsesjonsrunde.

Det har vært en målsetting for arbeidet å modernisere loven blant annet gjennom mindre detaljregulering i loven og samtidig endre strukturen i loven slik at den tematisk blir ryddigere og enklere å forholde seg til.

Når dette lovarbeidet er fullført vil underliggende detaljregelverk måtte oppdateres i tråd med de lovendringer som er foretatt.

### 2.3 EFFEKTIVISERINGSTILTAK - NORSOK

NORSOK-prosjektet (NORSk SOKkels Konkurransesposisjon) ble etablert sommeren 1993 etter et initiativ av statsråd Finn Kristensen. Formålet med prosjektet var, gjennom å etablere et strukturert samarbeid mellom oljeselskaper, leverandørindustri, redernæringen, forskningsinstitusjoner, interesseorganisasjoner og myndigheter, å øke konkurranseevnen for norsk kontinentalsokkel i internasjonal sammenheng. Prosjektet var på mange måter en norsk oppfølging av CRINE prosjektet som er utført i Storbritannia. (Cost Reduction Initiative for the New Era).

Oljedirektoratet har bidratt aktivt i arbeidet gjennom deltakelse i selve Utbyggings- og Driftsforum, i styringsgruppen og med observatører i de sju arbeidsgruppene. For å følge opp arbeidet og for å koordinere innspill fra Oljedirektoratet, ble det tidlig i prosessen etablert et eget NORSOK prosjekt i Oljedirektoratet.

### 2.4 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

#### 2.4.1 NYE UNDERSØKELSESTILLATELSER

Det er per 31.12.1994 tildelt 220 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1994:

Selskap	Tillatelse nr
Conoco Norway Inc.	215
NOPEC a.s	216
A/S Norske Shell	217
Western Geophysical Co of America	218
Geoteam Exploration	219
Amarok A/S	220

#### 2.4.2 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31.12.1994 er det gitt i alt 283 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel.

Som det framgår av tabell 2.4.2 er det i 1994 gitt sju slike tillatelser.

**Tabell 2.4.2**  
**Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster**

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt				Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Bio-logi	Andre	
277/94	Norges geologiske undersøkelse				Aero-magnetiske målinger	Utenfor Nordland
278/94	Norges geologiske undersøkelse				Marine-gravimetriske målinger	Utenfor Midt-Norge 62°N-65°N
279/94	Universitetet i Bergen	X				Fra kysten ved Øygarden i Hordaland til blokk 31/4
280/94	Polar Marine Geology Expedition St. Petersburg Russland	X				Norskerenna Storegga Spitsbergen Knipowich
281/94	Norsk Polarinstittutt	X	X			Svalbards nordmargin
282/94	Universitetet i Tromsø	X				Munningen av Tanaelven/ Tanafjord
283/93	Universitetet i Tromsø	X	X			Vestlige Barentshav/ Nordøstlige Norskehav

### 2.4.3 UTVINNINGSTILLATELSER

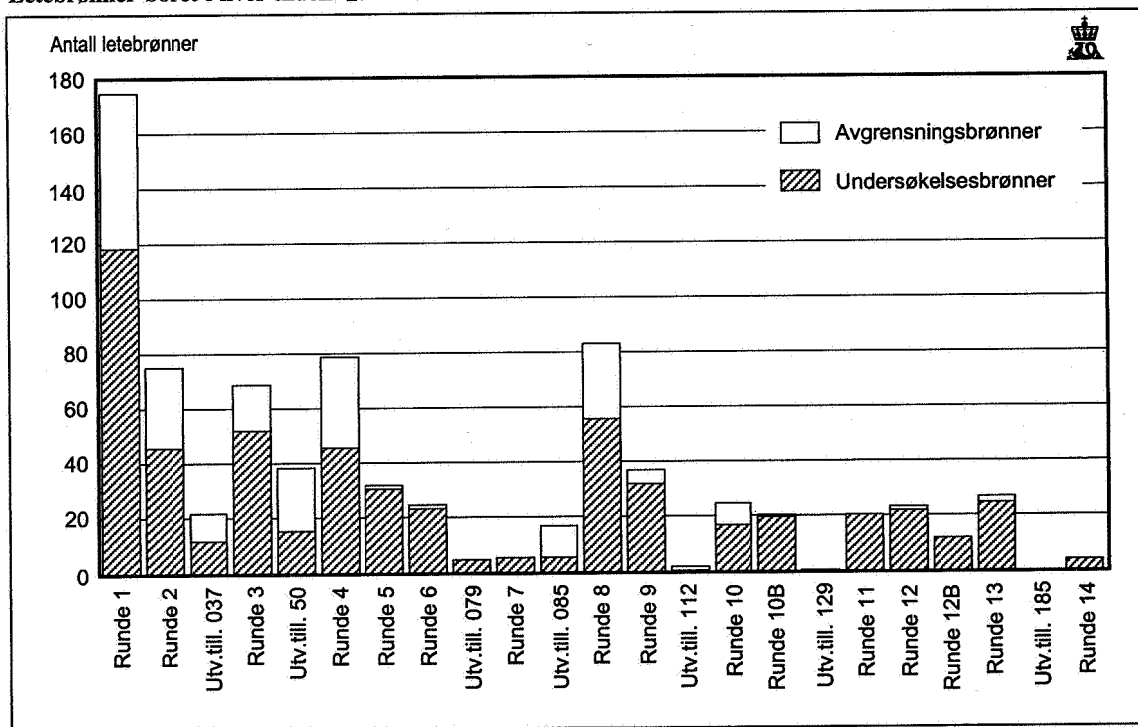
Det ble ikke tildelt nye utvinningstillatelser i 1994.

En oversikt over tildelingsrunder med utvinningstillatelser, tildelt areal, tilbakelevert og nåværende areal vises i tabell 2.4.3.a. Tabell 2.4.3.b viser norske og uten-

landske andeler i tildelingsrundene og figur 2.4.3 viser letebrønner boret i hver tildelingsrunde. Rettighetshavere, operatører og andre opplysninger om aktive utvinningstillatelser vises i kapittel 7.7.

**Figur 2.4.3**

**Letebrønner boret i hver tildelingsrunde**





Tabell 2.4.3.a Utvinningstillatelser og arealer per 31.12.1994

Til- delings- 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	Tilbake- levert			
1.	1.9.1965	001-021	74	59	39842,476	36371,712	3470,764
	7.12.1965	022-022	4	4	2263,565	2263,565	
	12.9.1977	019B	2		617,891		617,891
2.	23.5.1969	023-031	9	1	4107,833	2345,199	1762,634
	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	262,047	261,89
ur.	10.8.1973	037-037	2		586,834	295,157	291,677
3.	1.4.1975	038-040					
		og 042	7	5	1840,547	1603,469	237,078
	1.6.1975	041-041	1	1	488,659	488,659	
	6.8.1976	043-043	2		604,558	555,553	49,005
	27.8.1976	044-044	1		193,076	90,417	102,659
	3.12.1976	045-046	4	2	1270,682	814,708	455,974
	7.11.1977	047-047	2	2	368,363	368,363	
	18.2.1977	048-048	2	1	321,5	203,498	118,002
	23.12.1977	049-049	1	1	485,802	485,802	
	ur	16.6.1978	050-050	1		500,509	151,962
4.	6.4.1979	051-058	8	2	4007,887	2557,37	1450,517
5.	18.1.1980	059-061	3	3	1108,078	1108,078	
	27.3.1981	062-064	3	1	1099,522	867,542	231,98
	23.4.1982	073-078	6	2	2311,912	1849,47	462,442
6.	21.8.1981	065-072	9	3	3218,945	2149,358	1069,587
	ur.	20.8.1982	079-079	1		102,167	
7.	10.12.1982	080-084	5	5	2082,966	2082,966	
ur.	8.7.1983	085-085	3		1521,16	725,816	795,344
ur.	11.9.1992	085B	2		27,166		27,166
8.	9.3.1984	086-100	17	3	6338,273	4348,802	1989,471
9.	1.3.1985	101-111	13	2	5293,054	3206,103	2086,951
	ur.	26.7.1985	112-112	1		260,215	129,958
10a	23.8.1985	113-120	9	2	3075,433	2260,559	814,874
10b	28.2.1986	121-128	9	3	3828,258	1895,282	1932,976
ur.	11.7.1986	129-129	1	1	225,393	225,393	
11.	10.4.1987	130-137	11	7	4163,711	3335,559	828,152
	29.5.1987	138-142	11	7	2975,807	2370,732	605,075
12a	8.7.1988	143-153	16	2	4701,019	1651,327	3049,692
12b	9.3.1989	154-162	13	7	5031,262	2312,12	2719,142
13.	1.3.1991	163-184	36	8	12076,889	2737,546	9339,343
	ur.	13.9.1991	185-185	1		25,535	
14.	10.9.1993	186-202	31		10509,919		10509,919
			326	134	129771,617	83055,835	46715,782

\* blokk eller del av blokk

ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

Tabell 2.4.3.b

## Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31. desember 1994

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
Staffjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974-1978	22	58	42	63	37
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	50	50
Utv.till. 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.till. 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	43	57	62	38
Utv.till. 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	35	56	44
Utv.till. 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	42	38	62
12B	1989	13	64	36	67	33
13	1991	36	66	34	64	36
Utv.till. 185	1991	1	69	31	100	0
14	1993	31	68	32	47	53

**2.4.4 ANDELSOVERDRAGELSER**

I løpet av 1994 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov av 22.3.1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet. Disse er vist nedenfor i kronologisk rekkefølge:

**Utvinningsstillatelse 109**

Operatør: Norsk Hydro a.s

Den norske stats oljeselskap a.s og Norsk Hydro a.s har med virkning fra 1. januar 1994 overtatt 5,000 % hver av Esso Exploration & Production Norway A/S sin 10,000 % andel i utvinningsstillatelse 109.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 109 er etter dette:

Conoco Petroleum Norge A/S	10,000 %
Norsk Hydro Petroleum a.s	20,000 %
Mobil Development Norway A/S	15,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	55,000 %

**Utvinningsstillatelse 008**

Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Norsk Agip A/S, Norsk Hydro a.s og TOTAL Norge A/S har oppgitt sine andeler på henholdsvis 5,220 %,

12,400 % og 27,472 % i utvinningsstillatelse 008. Andelene ble med virkning fra 1. januar 1994 overtatt av Norminol A/S.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 008 er etter dette:

Elf Petroleum Norge A/S	32,376 %
Elf Rex Norge A/S	4,536 %
Norminol A/S	46,308 %
Phillips Petroleum Company Norway	14,780 %
Den norske stats oljeselskap a.s	2,000 %

**Utvinningsstillatelse 064**

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Med virkning fra 1. januar 1994 har Esso Exploration & Production Norway A/S overdratt sin 25,000 % andel med 19,250 % til Den norske stats oljeselskap a.s. og 5,750 % Norsk Hydro Produksjon a.s.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 064 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s	69,250 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	20,750 %
Phillips Petroleum Norsk A/S	5,000 %

**Utvinningsstillatelse 065**

Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Enterprise Oil Norwegian A/S overtok med virkning fra 19. januar 1994 10,000 % av Den norske stats oljeselskap a.s sin andel i utvinningsstillatelse 065.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 065 er etter dette:

A/S Norske Shell	15,000 %
BP Petroleum Dev. Of Norway AS	8,333 %
Den norske stats oljeselskap a.s	40,000 %
Elf Petroleum Norge A/S	16,667 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	20,000 %

**Utvinningsstillatelsene 001, 027 og 028**

Operatør: Esso Exploration &amp; Production A/S

Esso Exploration & Production A/S har med virkning fra 19. januar 1994 overdratt en 50,000 % andel i deler av arealet i 3 utvinningsstillatelser til Enterprise Norwegian Oil A/S. Utvinningsstillatelsene er 001, 027 og 028.

Esso holder de deler av utvinningsstillatelsene som omfatter Balderområdet utenfor overdragelsene.

De deler av utvinningsstillatelsene hvor de nye andels-  
haverne er med, vil få tilleggsbetegnelsen 'P' etter  
tillatelsesnummeret.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 001, 027 og 028 er etter dette:

Esso Exploration & Production Norway AS	100,000 %
---	-----------

Sammensetningen i 001 P, 027 P og 028 P er:

Esso Exploration & Production Norway A/S	50,000 %
Enterprise Norwegian Oil A/S	50,000 %

**Utvinningsstillatelse 009**

Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Med virkning fra 1. mars 1994 overtok Elf Petroleum Norge A/S Norsk Hydro a.s og Norminol A/S sine andeler i utvinningsstillatelse 009. Andelene er på hhv 26.800 % og 1.216 %.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 009 er etter dette:

Norsk Agip A/S	5,220 %
Elf Petroleum Norge AS	60,302 %
Elf Rex Norge A/S	3,420 %
Phillips Petroleum Company Norway	14,780 %
TOTAL Norge A/S	16,188 %

**Utvinningsstillatelse 070**

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Amoco Norway Oil Company overtok med virkning fra 1. januar 1994 Norske Conoco A/S sin andel på 7,350 % i utvinningsstillatelse 070.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 070 er etter dette:

Amoco Norway Oil Company	14,700 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	24,500 %

Saga Petroleum a.s.	9,800 %
Den norske stats oljeselskap a.s	51,000 %

**Utvinningsstillatelse 073**

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

TOTAL Norge A/S overtok med virkning fra 1. april 1994 6,667 % og Norsk Hydro 13,333 % av Amoco Norway Oil Company sin 20,000 % andel i utvinningsstillatelse 073.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 073 er etter dette:

Norsk Hydro Produksjon a.s	16,667 %
Den norske stats oljeselskap	50,000 %
TOTAL Norge A/S	33,333 %

Dette omfatter også Tyrihans Sør og Tyrihans Nord med samme fordeling.

**Utvinningsstillatelse 171**

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Med virkning fra 1. juni 1994 overdro TOTAL Norge A/S sin 10,000 % andel i utvinningsstillatelse 171 til Saga Petroleum a.s.

Fordelingen i utvinningsstillatelse 171 er etter dette:

Norsk Hydro Produksjon a.s	30,000 %
Saga Petroleum a.s.	20,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

**Utvinningsstillatelsene 114, 153 og 157**

Med virkning fra 1. august 1994 ervervet Saga Petroleum a.s. samtlige aksjer i Petrobras Norge A/S. Petrobras Norge A/S hadde andeler på 10,000 % i hver av de tre forannevnte utvinningsstillatelsene.

Andelene vil bli forvaltet av et nydannet datterselskap av Saga Petroleum a.s.; Petrosaga AS.

Operatør utv.till. 114: Den norske stats oljeselskap a.s

Operatør utv.till. 153: Norsk Hydro a.s

Operatør utv.till. 157: Den norske stats oljeselskap a.s

**Utvinningsstillatelsene 051, 087, 095, 104, 109, 115 og 124**

I brev av 8. september 1994 samtykket Nærings- og energidepartementet (NOE) til at samtlige av Conoco Petroleum Norge A/S sine andeler i de sju utvinningsstillatelsene ovenfor ble overdratt til Norske Conoco A/S.

Operatør utv.till. 051: Den norske stats oljeselskap a.s

Operatør utv.till. 087: Norsk Hydro Produksjon a.s

Operatør utv.till. 095: Norske Conoco A/S

Operatør utv.till. 104: Norsk Hydro Produksjon a.s

Operatør utv.till. 109: Norsk Hydro Produksjon a.s

Operatør utv.till. 115: TOTAL Norge A/S

Operatør utv.till. 124: Den norske stats oljeselskap a.s

**Utvinningsstillatelse 037**

Operatør: Statoil

Amoco Norway A/S har med virkning fra 5. oktober 1994 overdratt sin 1,042 % andel i utvinningstillatelse 037 til Norske Conoco A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 037 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	1,042 %
Conoco Norge A/S	11,042 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1,042 %
Esso Exploration & Production Norway A/S	10,000 %
Mobil Development Norway A/S	15,000 %
Saga Petroleum a.s.	1,875 %
A/S Norske Shell	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

#### Utvinningstillatelse 038

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Esso Exploration & Production Norway A/S har med virkning fra 10. november 1994 overdratt sin 50,000 % andel i utvinningstillatelse 038 til Saga Petroleum a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelse 038 er etter dette:

Saga Petroleum a.s.	50,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

BP Petroleum Development of Norway AS har med virkning fra 10. november 1994 overdratt sine andeler på 5,000 % i utvinningstillatelse 069 og 15,000 % i utvinningstillatelse 157 til DNO Olje A/S.

#### Utvinningstillatelse 069

Operatør: Norske Conoco A/S

Fordelingen i utvinningstillatelse 069 er etter dette:

Deminex (Norge) A/S	5,000 %
DNO Olje A/S	5,000 %
Norske Conoco A/S	25,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	15,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

#### Utvinningstillatelse 157

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
DNO Olje A/S	15,000 %
Norske Conoco A/S	10,000 %
Petrosaga AS	10,000 %
Phillips Petroleum Norsk A/S	15,000 %

Britoil Norge A/S har med virkning fra 10. november 1994 overdratt en andel på 8,000 % i hver av utvinningstillatelsene 092 og 121 til DNO Olje A/S.

#### Utvinningstillatelse 092

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelse 092 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
Britoil Norge A/S	2,000 %

DNO Olje A/S	8,000 %
Mobil Development Norway A/S	40,000 %

#### Utvinningstillatelse 121

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Fordelingen i utvinningstillatelse 121 er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
Britoil Norge A/S	2,000 %
Mobil Development Norway A/S	20,000 %
DNO Olje A/S	8,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	20,000 %

#### Utvinningstillatelse 158

Operatør: BP Petroleum Development of Norway AS

DNO Olje A/S har med virkning fra 10. november 1994 overdratt sin 10,000 % andel i utvinningstillatelse 158 med hhv 6,000 % til BP Petroleum Development of Norway AS og 4,000 % til Britoil Norge A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 158 er etter dette:

BP Petroleum Development of Norway AS	36,000 %
Britoil Norge A/S	4,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %
TOTAL Norge A/S	10,000 %

#### Utvinningstillatelse 166

Operatør: Deminex (Norge) A/S

Den norske stats oljeselskap a.s har med virkning fra 18. november 1994 overtatt BP Petroleum Development of Norway AS sin 10,000 % andel i utvinningstillatelse 166.

Fordelingen i utvinningstillatelse 166 er etter dette:

Deminex (Norge) A/S	30,000 %
A/S Norske Shell	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	60,000 %

#### Utvinningstillatelse 117

Operatør: Saga Petroleum a.s.

Norsk Agip A/S har med virkning fra 23. november 1994 overdratt sin 20,000 % andel i utvinningstillatelse 117 med 10,000 % hver til Saga Petroleum a.s. og Amerada Hess Norge A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelse 117 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	10,000 %
Norsk Fina A/S	15,000 %
Saga Petroleum a.s.	25,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

#### Utvinningstillatelse 143

Operatør: Phillips Petroleum Norsk A/S

ÖMV Norge A/S har med virkning fra 23. november 1994 overdratt sin andel på 10,000 % i utvinningstillatelse 143 til Amoco Norway A/S. Dette var ÖMV Norge A/S eneste andel på norsk sokkel.

Fordelingen i utvinningstillatelse 143 er etter dette:

Amoco Norway A/S	10,000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	15,000 %
Phillips Petroleum Norsk A/S	25,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

#### Utvinningstillatelse 113

Operatør: Amerada Hess Norge A/S

Norsk Hydro har med virkning fra 13. desember 1994 overdratt sin 25,000 % andel i utvinningstillatelse 113 til Amerada Hess Norge A/S. Amerada Hess Norge A/S overtar også som operatør.

Fordelingen i utvinningstillatelse 113 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	50,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	50,000 %

#### Utvinningstillatelse 008

Operatør: Saga Petroleum a.s.

Norminol A/S overtok med virkning fra 21. desember 1994 andelen til Elf Petroleum Norge A/S 32,376 %, Elf Rex Norge A/S 4,536 %, Phillips Petroleum Norway A/S 14,780 % og Den norske stats oljeselskap a.s 2,000 % i utvinningstillatelse 008. Norminol overdro samtidig 100,000 % av deltagerandelene til

Saga Petroleum a.s. Saga Petroleum a.s overtok som operatør i utvinningstillatelsen.

Eierforholdet i utvinningstillatelse 008 er etter dette:

Saga Petroleum a.s.	100,000 %
---------------------	-----------

#### Utvinningstillatelse 097

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Med virkning fra 21. desember 1994 overtok Norsk Hydro Produksjon a.s 2,500 %, Den norske stats oljeselskap a.s 6,250 % og Amerada Hess Norge A/S 1,250 % av Esso Exploration & Production Norway A/S sin 10,000 % andel i utvinningstillatelse 097.

Fordelingen i utvinningstillatelse 097 er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	11,250 %
Deminex (Norge) A/S	10,000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	56,250 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	22,500 %

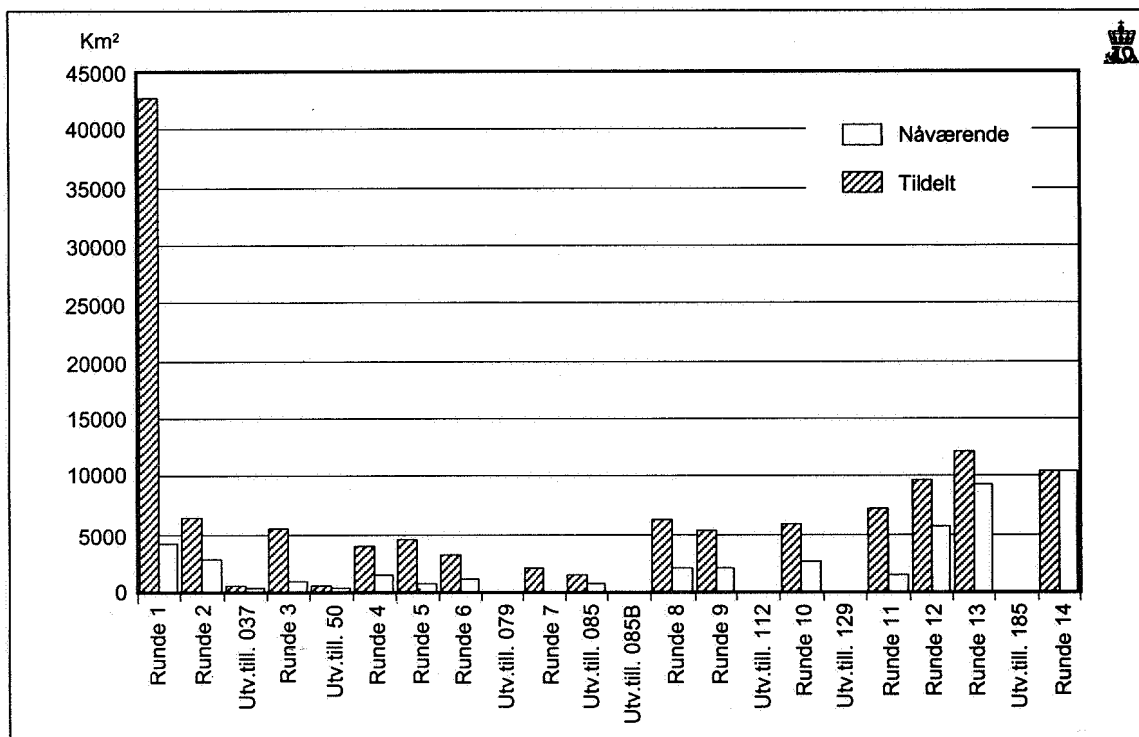
#### 2.4.5 TILBAKELEVERINGER/OPPGIVELSER

Det har vært 23 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1994. I ni av utvinningstillatelsene er hele arealet tilbakelevert. Dette er vist i tabell 2.4.5. Tildelt og nåværende areal er vist i figur 2.4.5.

**Tabell 2.4.5**  
**Tilbakeleveringer**

Utvinningstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km <sup>2</sup>	Tilb.levert areal km <sup>2</sup>	Areal i utv. till. km <sup>2</sup>
016	Phillips	17/12	2.203,126	2.203,126	0,000
030	Esso	30/10	464,254	344,418	119,836
040	Hydro	29/9, 30/7	534,405	493,362	41,043
051	Statoil	30/2	504,440	425,401	79,039
073	Statoil	6407/1	440,392	366,913	73,479
087	Hydro	16/4	539,346	539,346	0,000
089	Saga	34/7	446,846	130,719	316,127
090	Mobil	35/11	500,509	249,919	250,590
093	Shell	6407/9	448,529	261,513	187,016
094	Statoil	6506/12	436,310	122,052	314,258
095	Conoco	6507/7	432,220	217,324	214,896
109	Hydro	7120/2, 7120/3	646,061	503,549	142,512
111	Esso	7120/1	323,030	323,030	0,000
121	Statoil	6407/5	444,465	417,846	26,619
129	Hydro	25/1	225,393	225,393	0,000
145	BP	1/9, 2/7	250,555	134,696	115,859
148	Statoil	7/4, 7/7	543,438	272,284	271,154
149	Esso	16/3	535,510	535,510	0,000
150	Fina	24/9	375,258	188,780	186,479
151	Elf	25/3	520,058	520,058	0,000
165	Esso	10/7	558,364	558,364	0,000
179	Hydro	7122/2, 7122/3	646,061	646,061	0,000
184	Hydro	7316/4, 7316/5 og 7316/8	882,769	882,769	0,000

**Figur 2.4.5**  
Tildelt og nåværende areal i utvinningstillatelser



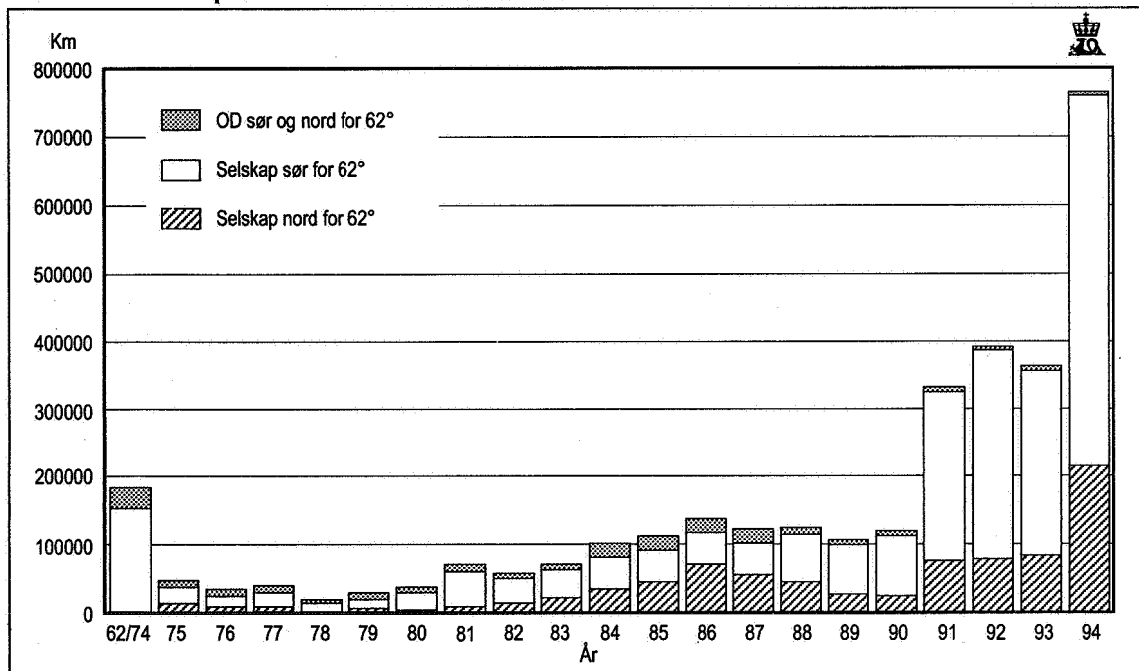
**2.5 KARTLEGGING OG LETEBORING**

sokkel i 1994. Antall kilometer refererer til cmp-linje-kilometer. Figur 2.5.1 viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall cmp-linjekilometer.

**2.5.1 GEOFYSISKE OG GEOLOGISKE UNDERSØKELSER**

Det ble totalt samlet inn 759 368 km seismikk på norsk

**Figur 2.5.1**  
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962-1994



### 2.5.1.1 Oljedirektoratets geofysiske og geologiske undersøkelser i 1994

Oljedirektoratet samlet inn 4 641 kilometer 2D-seismikk i løpet av 1994, se figur 2.5.1.1.a.

I tillegg ble det samlet inn grunnseismikk i forbindelse med lokalisering av grunne boringer på Nordflaket. Figur 2.5.1.1.b viser områdene for innsamlingen av seismikk.

#### Barentshavet Nord

Det var i år prioritert å samle inn dypseismiske data helt nord i Barentshavet. Dataene ble samlet inn med fartøyet «Master Odin» som opereres av firmaet PGS Exploration. Det ble benyttet en bred kilde og en 3 000 meter lang kabel. Det ble totalt samlet inn 4 592 km i Barentshavet Nord.

#### Barentshavet Sør

Det ble skutt noen korte testlinjer på totalt 49 km på Loppfjorden.

#### Prosessering

Oljedirektoratet har avsluttet prosesseringen av dataene fra 1993. Det har også i år vært foretatt en god del re-prosessering av eldre seismikk fra det nordlige Barentshavet, og det er oppnådd til dels store forbedringer.

#### Gravimetrisk data

I forbindelse med de seismiske undersøkelsene i Barentshavet, ble det samlet inn ca 6 000 km gravimetrisk data.

#### Geologiske undersøkelser

I 1994 gjennomførte Oljedirektoratet grunne boringer i

Barentshavet Nord. Undersøkelsen omfattet fem lokaliteter på Nordflaket, som ligger mellom Spitsbergen og Bjørnøya, i områder som ikke er åpnet for leteboring. Hensikten med denne typen undersøkelser er å supplere de seismisk baserte kartene med geologisk informasjon. Dette er nødvendig for å kunne evaluere området på en tilstrekkelig god måte. Den totale kjernefangsten var på 455 meter, og omfattet bergarter av mesosoisk og kenosoisk alder. Det er planlagt å gjøre disse dataene tilgjengelige for industrien i løpet av 1995.

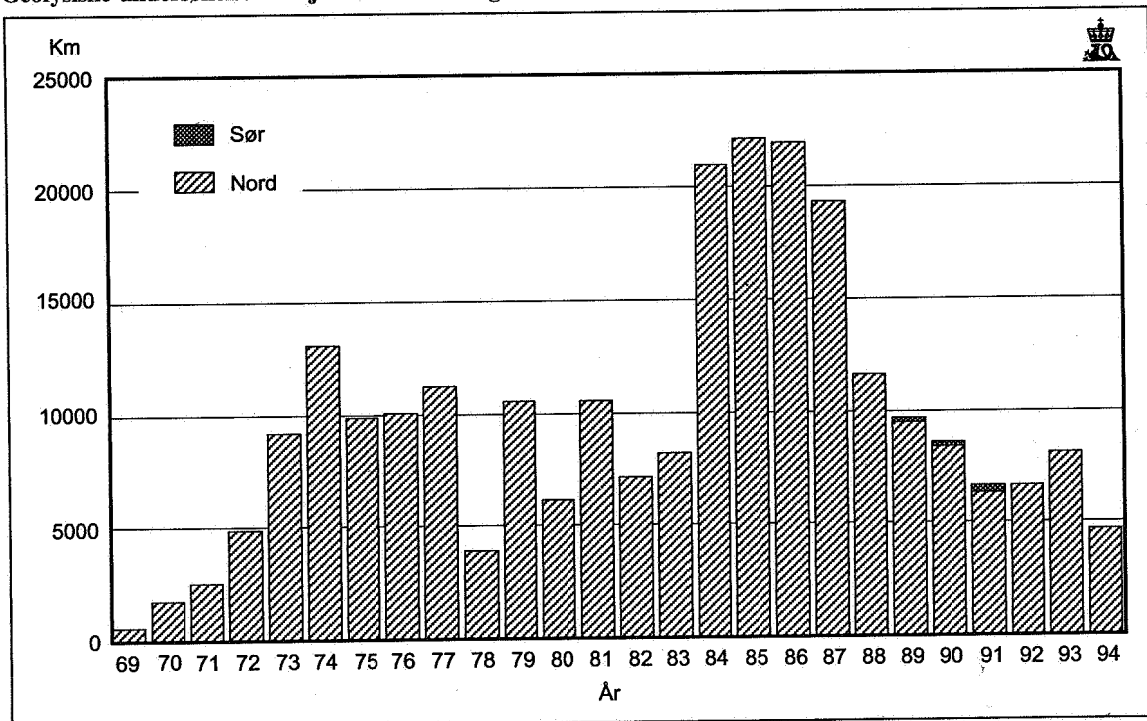
Den kvartære overdekningen varierte fra 2 meter til over 110 meter. På grunn av tekniske problemer under kjerneboringen ble tre av lokalitetene flyttet og boret på nytt.

Følgende boringer ble gjennomført:

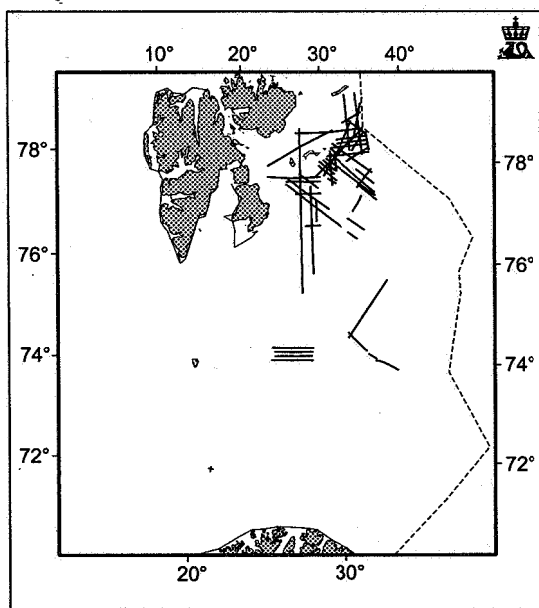
Lokalitet	Koordinater	Dybde under havbunn
7517/12-U-01	75°14'16"4"N 17°44'59"2"Ø	200,00 m
7618/10-U-01	76°07'30"8"N 18°17'24"2"Ø	28,80 m
7618/10-U-02	76°07'30"6"N 18°17'25"0"Ø	13,60 m
7618/10-U-03	76°07'30"6"N 18°17'27"4"Ø	22,40 m
7617/11-U-01	76°07'29"6"N 17°32'51"2"Ø	30,25 m
7617/11-U-02	76°07'29"6"N 17°33'05"7"Ø	154,05 m
7616/11-U-01	76°07'23"3"N 16°26'09"0"Ø	69,25 m
7616/11-U-02	76°07'40"5"N 16°29'07"7"Ø	47,80 m
7418/01-U-01	74°52'33"3"N 18°05'48"8"Ø	126,15 m

Fig. 2.5.1.1.a

Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi



**Figur 2.5.1.1.b**  
**Geofysiske undersøkelser i Barentshavet**



### 2.5.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskaperens regi

I 1994 ble det innsamlet 754 727 cmp-linjekilometer seismikk på norsk sokkel i regi av oljeselskaper og seismiske selskaper. Av dette er 725 611 km 3D-seismikk. 545 380 km ble innsamlet i Nordsjøen og 209 347 km i Norskehavet og Barentshavet. Aktiviteten i Nordsjøen økte med 274 505 km sammenlignet med 1993. Aktiviteten i Norskehavet og Barentshavet økte med 127 577 km.

Norske oljeselskaper samlet inn 276 473 cmp-linjekilometer, en økning på 96 945 km fra 1993. Utenlandske oljeselskaper samlet inn 322 057 cmp-linjekilometer, som er en økning på 238 187 km fra året før.

Det ble samlet inn 156 197 cmp-linjekilometer kommersiell seismikk av Geco-Prakla, CGG, Geoteam Exploration, Simon og NOPEC. Dette er en økning på 66 950 km fra 1993.

### 2.5.1.3 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1994 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 51 millioner kroner.

### 2.5.1.4 Rapportering og frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet blant annet kopier av rapporter, borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerner. Oljedirektoratet mottar også oljeprøver fra alle testede brønner.

Per 31.12.94 har Oljedirektoratet lagret 87 711 meter kjernemateriale fra 977 brønner, 390 252 prøver av vasket borekaks fra 1 062 brønner og 469 227 våtprøver fra 1 318 brønner. I tillegg finnes olje- og kondensatprøver fra 267 brønner.

Dette inkluderer materiale fra utenlandske brønner, det meste fra engelsk sektor i Nordsjøen, men også fra

Svalbard, Hopen, Andøya. I forbindelse med oppdrag fra NORAD har Oljedirektoratet også materiale fra Tanzania og Mozambique.

I 1994 har Oljedirektoratet mottatt 5 274 m kjerner, 13 550 prøver av vasket borekaks, 20 828 våtprøver og 20 oljeprøver.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale til blant annet undervisning og forskningsøyemed. Geologiske og reservoartekniske data frigis normalt fem år etter at brønnen er komplett. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke. «Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig.

Denne publikasjonen viser hvilke brønner som er friggitt og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige brønner. Videre gis en del tekniske data og testresultater samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hver brønn.

I tillegg til WDSS har Oljedirektoratet årlige publikasjoner som i tillegg til informasjon om friggitt materiale også inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; nummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, rettighetshavere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealene, en del data om hver brønn som er boret i tillatelsen og et kart over arealet hvor brønnene er plottet inn. I tillegg finnes det en del historiske data og tabeller fra boreaktiviteten.

Denne type informasjon kan også leveres i digital form på diskett eller magnetbånd. Det henvises forøvrig til Oljedirektoratets publikasjonsliste.

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borekaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet.

Søknader om frigivning av geologiske prøver rettes til Frigivningskomiteen, Oljedirektoratet.

39 søknader har vært behandlet i 1994. 12 av disse var om organisk geokjemiske studier, 21 om biostratigrafiske, 5 om sedimentologiske/petrofysiske og 1 om olje/kondensatprøver. Det ble tilsammen friggitt ca 186 kg prøvemateriale.

Figur 2.5.1.4 viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi, sedimentologi/petrofysikk og oljeprøver.

Oljedirektoratets kjernestudierom ble i 1994 benyttet av 470 gjester fra 22 forskjellige selskaper/institusjoner for studier av kjerner og/eller geologisk prøvetaking.

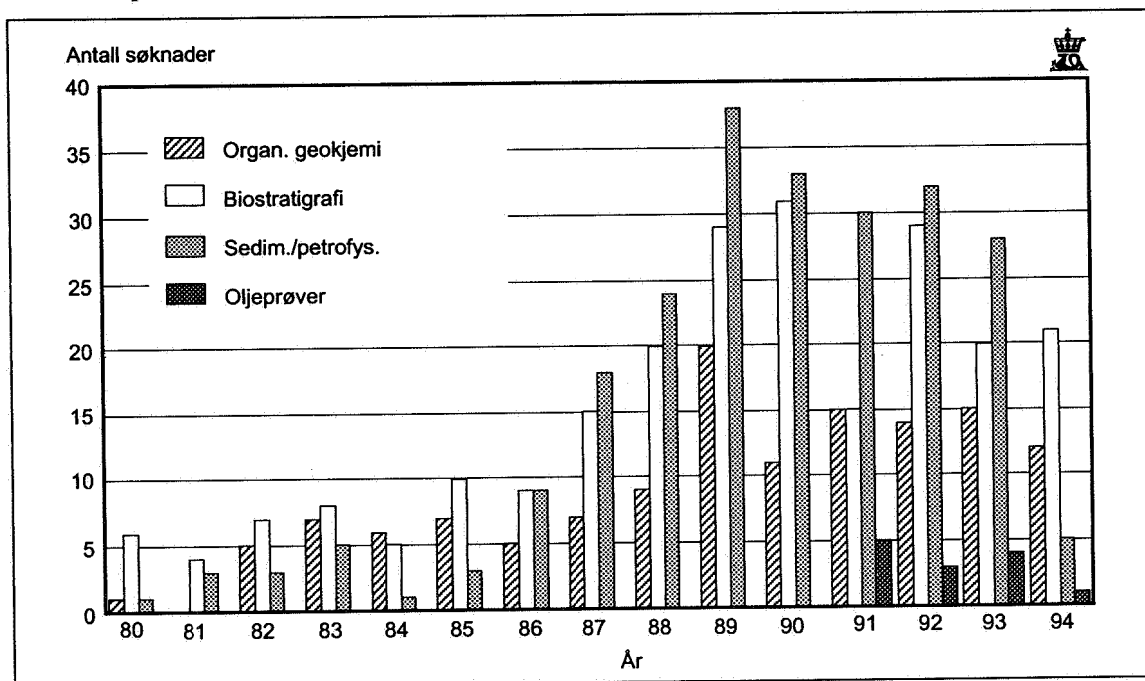
Kjernestudierommene har vært benyttet 250 dager av eksterne gjester i tillegg til 90 dager av Oljedirektoratets ansatte.

Per 31.12.1994 har Oljedirektoratet friggitt 315 seismiske undersøkelser som omfatter 252 132 linjekilometer seismikk. De frigitte undersøkelsene er fordelt med 277 undersøkelser i Nordsjøen og 38 i Norskehavet. Tabell 7.1.b gir en oversikt over frigitte seismiske data.

Fortegnelse over frigitte undersøkelser foreligger i publikasjonen 'Released seismic surveys, Volume A & B'. 'Volume A' inneholder datapakkene i Nordsjøen og 'Volume B' inneholder datapakkene i Norskehavet.



Figur 2.5.1.4  
Søknad om prøvemateriale på fagområder



## 2.5.2 LETEBORING

Ved årsskiftet 1993/1994 var 8 letebrønner under boring.

I 1994 er det påbegynt 21 letebrønner, fordelt på 18 undersøkelsesbrønner og 3 avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1994 har vært fordelt med 13 undersøkelses- og 3 avgrensingsbrønner i Nordsjøen og 5 undersøkelsesbrønner i Norskehavet.

I tillegg ble 6 suspenderte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner.

Ved årsskiftet 1994/1995 var 3 letebrønner under boring.

Per 21.12.94 var det totalt påbegynt 800 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 573 undersøkelses- og 227 avgrensingsbrønner, se figur 2.5.2.a. og tabell 7.2.a.

I 1994 ble det avsluttet 26 letebrønner på norsk sokkel, fordelt på 21 undersøkelsesbrønner og 5 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 15 undersøkelses- og 5 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, 5 undersøkelsesbrønner i Norskehavet og 1 undersøkelsesbrønn i Barentshavet.

Operatøransvaret for de brønnene som ble avsluttet i 1994 har vært som følger: Statoil 9, Hydro 6, Saga 3, Amoco 2, Fina 2, BP 2 og Esso samt Mobil med 1 hver.

En undersøkelsesbrønn er den første brønnen som bores for å undersøke en klart definert geologisk enhet. En avgrensingsbrønn er en brønn som bores for å bestemme utstrekning og omfang av funn. Alle letebrønner blir påbegynt med en av disse klassifiseringene.

Dersom det senere viser seg at brønnen ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen den er gitt, blir den reklassifisert. 71 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel.

Per 31. desember 1994 var 797 letebrønner avsluttet eller suspendert på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 504 undersøkelses- og 293 avgrensingsbrønner, se figur 2.5.2.e.

Tabell 7.3 f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1994.

Totalt er 39 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

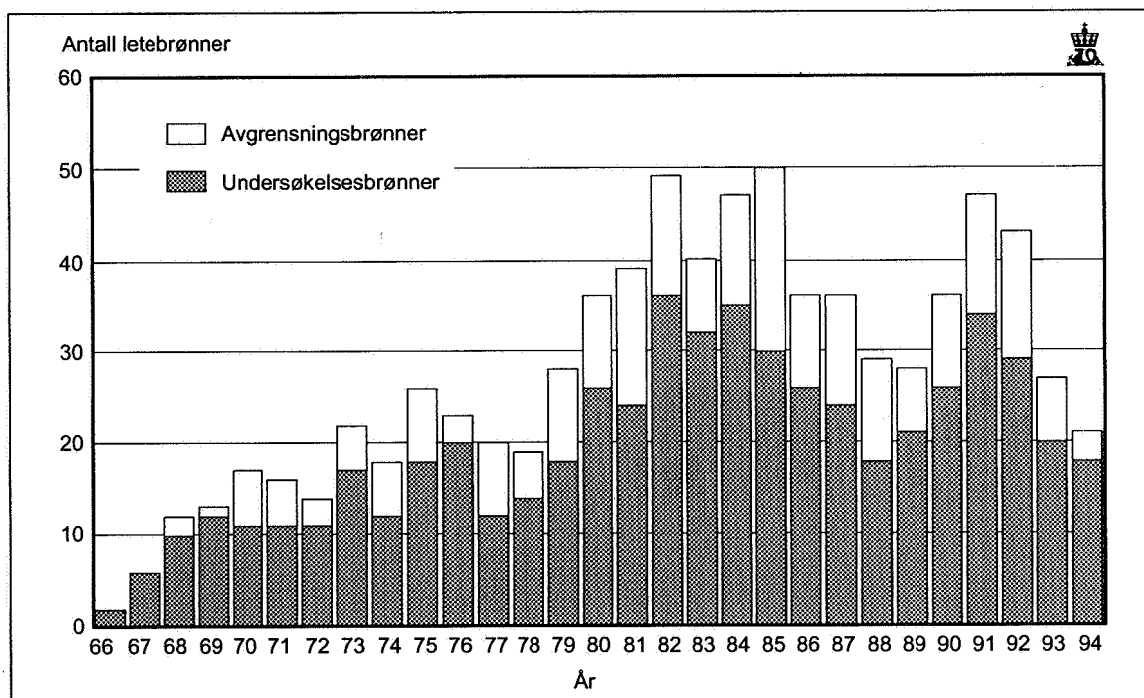
Suspenderte letebrønner på norsk sokkel med utstyr plassert på havbunnen er:

2/01-09 A	25/02-13	30/09-13 S
2/04-15 S	25/04-06 S	31/02-16 SR
2/04-17	25/05-04	31/02-18 A
2/07-23 S	25/08-05 S	31/05-04 AR
2/07-25 S	25/11-16	31/05-05
2/10-02	30/02-01	34/04-07
2/12-02 S	30/03-04	34/08-04 A
7/12-08	30/03-06 S	34/10-34
7/12-09	30/09-07	6407/07-02 R
9/02-04 S	30/09-08 R	6407/07-04
15/09-19 SR	30/09-09	6506/12-08
15/12-06 S	30/09-10	6507/08-04
15/12-09 S	30/09-12 A	6608/10-03

Figurene 2.5.2 b, c, og d viser brønner boret i de tre områdene på norsk sokkel (Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet) i 1994.

De norske selskapene Den norske stats oljeselskap a.s, Norsk Hydro a.s og Saga Petroleum a.s. har hatt opera-

Figur 2.5.2.a  
Letebrønner på norsk kontinentalsokkel



tøransvaret for 15 av de påbegynte boringene hvilket tilsvarende 71,4 %.

De resterende 6 boringene fordeler seg på Esso, Amoco, Mobil, BP og Fina. Dette går fram av tabell 7.3.c.

#### 2.5.2.1 Fordeling av prospekttyper

Leteaktiviteten har i 1994 for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 21 letebrønnene som ble påbegynt, hadde 15 disse bergartene som hovedprospekter. Andre hovedprospekter var to i kritt, og fire i tertiær.

Sekundære prospekter fordeler seg med ett i tertiær, ett i kritt, fire i jura og ett i trias.

#### 2.5.2.2 Nye funn i 1994

Det er avsluttet 21 undersøkelsesboringer i 1994. I tillegg ble undersøkelsesbrønn 2/4-18 R boret, men siden pilothullet 2/4-18 ble boret og midlertidig forlatt i 1993, inngår ikke 2/4-18 R i brønnstatistikken for 1994. Det er gjort 14 funn hvorav sju er bekreftet gjennom formasjonstesting.

Letebrønn	Operatør	Hydrokarboner	Formasjonstestet
2/7-29	BP Norge	Olje	Nei
2/11-10 S	Amoco Norge	Olje/gass	Ja
15/9-20 S	Statoil	Gass	Nei
24/9-5	Norske Fina A/S	Olje	Nei

25/8-5 S	Esso Norge	Olje	Ja
30/3-6 S	Statoil	Olje/gass	Ja
30/9-15	Norsk Hydro	Olje	Nei
30/9-16	Norsk Hydro	Olje/gass	Ja
34/7-23 S	Saga Petroleum	Olje	Nei
34/11-1	Statoil	Gass	Ja
6204/11-1	Statoil	Olje/gass	Nei
6407/8-2	BP Norge	Olje/gass	Nei
6608/10-4	Statoil	Olje	Ja
7128/4-1	Statoil	Olje/gass	Ja

#### Blokk 2/7

BP Norge har som operatør for utvinningstillatelse 145, boret undersøkelsesbrønn 2/7-29. Brønnen ble boret til et dyp av 4 851 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder.

Målsettingen med boringen var å teste to jura-prospekter og et permprospekt. Det ble gjort et lite oljefunn i det øverste juraprospektet.

Spor av hydrokarboner var til stede i det nederste juraprospektet, mens permprospektet viste seg å være vannførende. Brønnen ble ikke formasjonstestet, men omfattende datainnsamling ble foretatt i form av kjerneprøver, trykktester og væskeprøver.

#### Blokk 2/11

Amoco Norge har som operatør for utvinningstillatelse 033, boret undersøkelsesbrønn 2/11-10 S. Brønnen ble boret fra Hod-innretningen for å teste en stratigrafisk felle nordøst for Hodfeltet. Brønnen ble boret til et dyp av

2 873 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senkritt alder. Det ble påtruffet olje i bergarter av senkritt alder, og det ble gjennomført formasjonstesting i Ekofisk- og Torformasjonene.

Maksimal strømningsrate ble målt til  $83 \text{ Sm}^3$  olje og  $55 \text{ Sm}^3$  formasjonsvann per dag. Gass/olje-forholdet ble målt til  $120 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ . Oljens egenvekt var  $0,86 \text{ g/cm}^3$  og gassens egenvekt var 0,84 relativt til luft. Det produseres nå fra denne brønnen via Hod-innretningen.

#### Blokk 15/9

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 046, boret produksjonsbrønn 15/9-A-22 på Sleipner Øst. Brønnen ble fordypet inn i bergarter av trias alder og den

nedre del av brønnen er klassifisert som undersøkelsesbrønn 15/9-20 S.

Det ble påvist en mindre akkumulasjon av gass i sandsteiner av trias alder som ikke ble formasjonstestet. Det ble også påtruffet spor av gass i bergarter av kritt alder. Dette nivået ble formasjonstestet, men på grunn av dårlige reservoaregenskaper var gassen ikke produserbar.

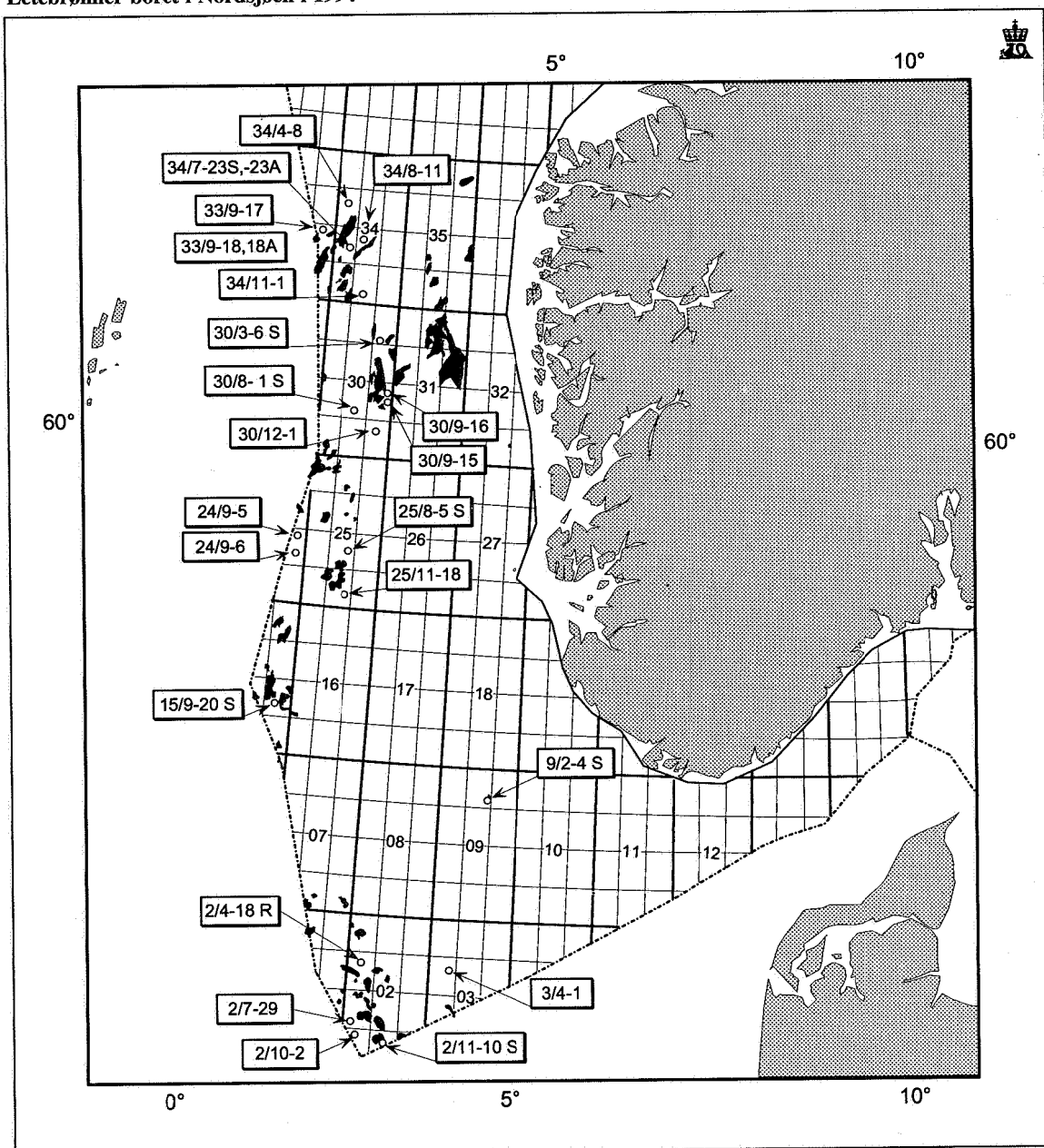
#### Blokk 24/9

Norske Fina A/S har som operatør for utvinningstillatelse 150, blokk 24/9, boret undersøkelsesbrønn 24/9-5 på en struktur nord i blokken.

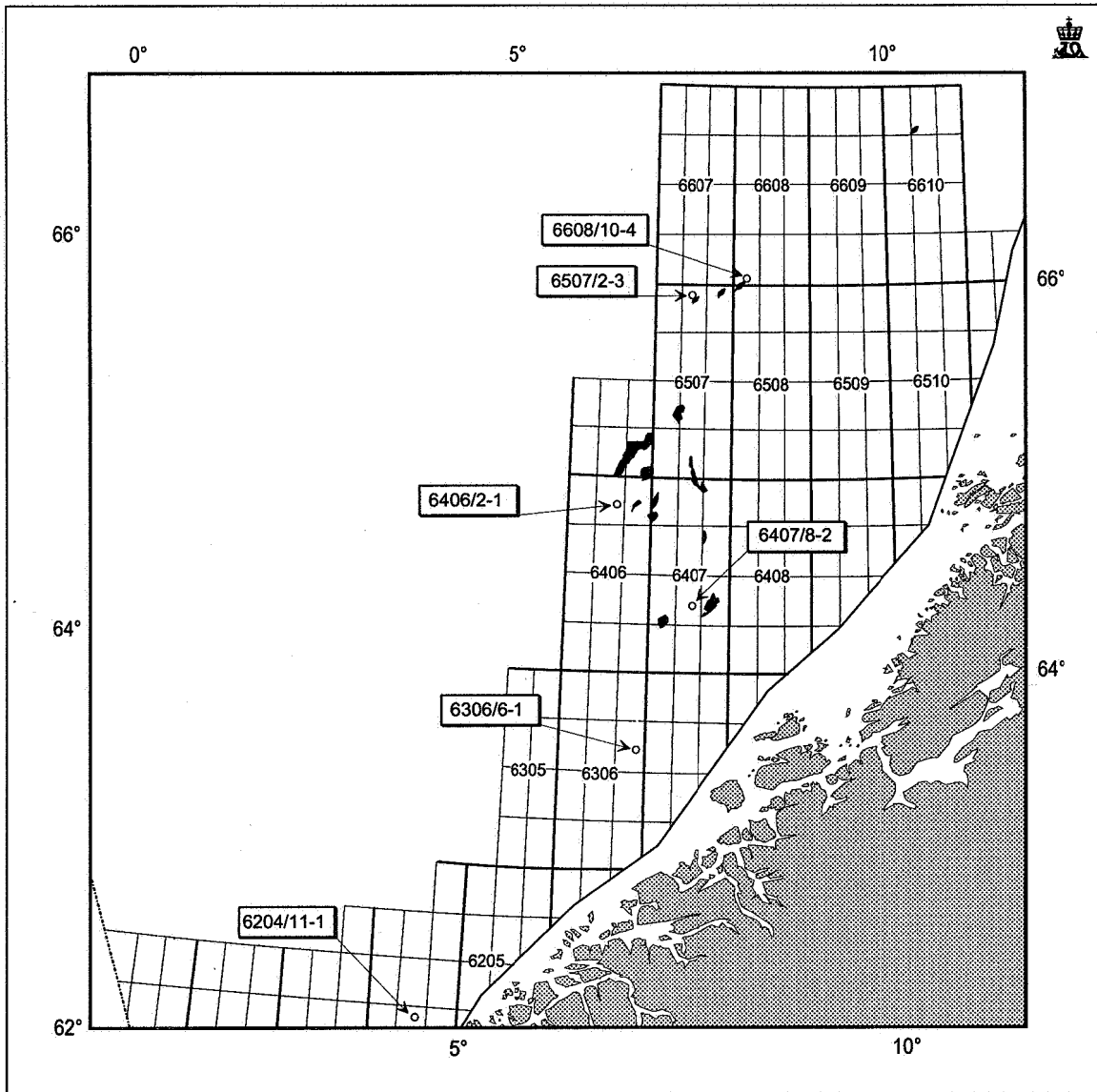
Brønnen ble boret til et dyp av 2 831 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senkritt alder.

Figur 2.5.2.b

Letebrønner boret i Nordsjøen i 1994



Figur 2.5.2.c  
Letebrønner boret i Norskehavet i 1994



Det ble påvist olje i sandsteiner tilhørende Balderformasjonen av tertiær alder. Brønnen ble ikke formasjonstestet. Resultatene fra avgrensingsbrønnen 24/9-6 som ble boret umiddelbart etter 24/9-5, viser at funnet er relativt lite.

#### Blokk 25/8

Esso Norge har som operatør for utvinningstillatelse 027, boret undersøkelsesbrønn 25/8-5 S. Brønnen, som ble boret på en struktur mellom Balderfunnet og Heimdalfeltet, ble boret til et vertikalt dyp av 2 887 meter under havoverflaten, og avsluttet i bergarter av trias alder.

Det ble påvist olje i sandsteiner av paleocen alder. Brønnen ble formasjonstestet, og resultatene viste at reservoaret har gode produksjonsegenskaper.

Spesielt oppmuntrende er det at den påviste oljen i denne brønnen har en betydelig lavere egenvekt enn for eksempel oljen i nabofunnene 25/11-1 Balder og

25/11-15 Hermod. Dette er gunstig med hensyn på eventuell utvinning av ressursene i dette funnet. Gjennomsnittlig produksjonsrate var 1 115 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en dyse med 50 mm åpning. Oljens tetthet ble målt til 0,85 g/cm<sup>3</sup>. Det er ennå for tidlig å si noe sikkert om funnets størrelse, men Oljedirektoratet vurderer funnet som svært interessant.

#### Blokk 30/3

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 052, blokk 30/3, boret undersøkelsesbrønn 30/3-6 S på en struktur sør for Veslefrikkfeltet, og gjort et mindre olje/kondensat- og gassfunn.

Brønnen ble boret til et dyp av 3 720 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Olje/kondensat og gass ble påtruffet i bergarter av mellomjura alder.

Brønnen ble langtidstestet og planlegges komplettert som produsent knyttet opp til Veslefrikk.

**Blokk 30/9**

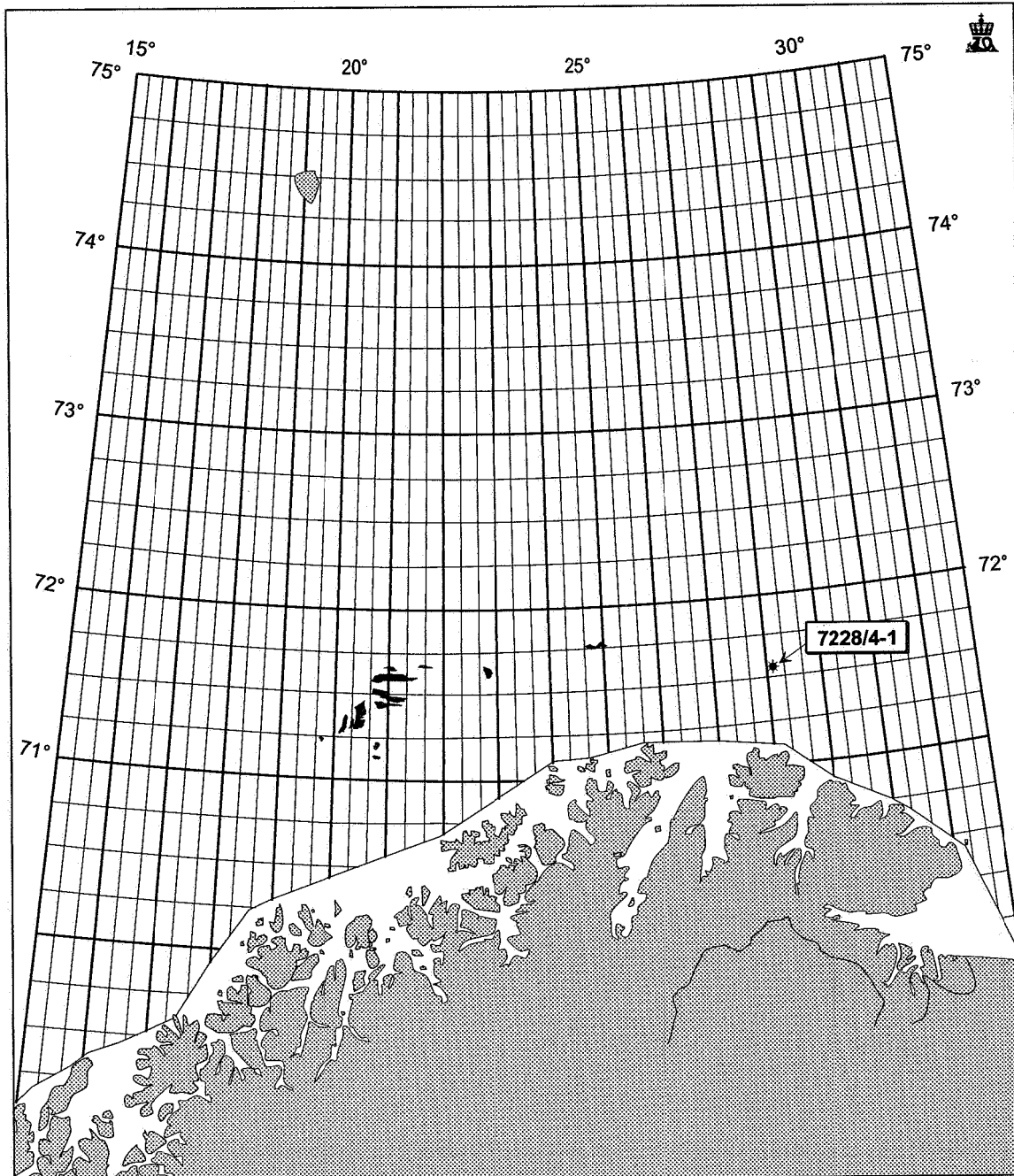
Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 104, blokk 30/9, boret undersøkelsesbrønnene 30/9-15 og 30/9-16.

30/9-15 ble boret på en struktur like sørøst for Osebergfeltet. Det er tidligere påvist hydrokarboner i andre strukturer i dette området.

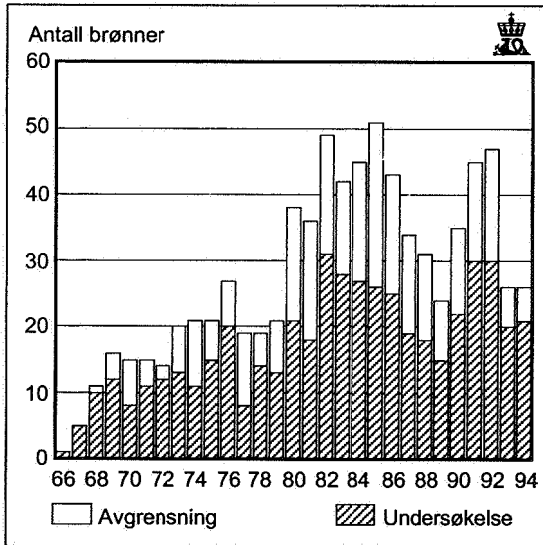
Brønnen ble boret til et dyp av 2 741 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble påvist olje i sandsteinslag av mellomjura alder. Funnet er relativt lite og ble ikke formasjonstestet.

30/9-16 ble boret sør for Osebergfeltet på en struktur som strekker seg inn i naboblokken 30/12, utvinningstillatelse 171. Brønnen ble boret til et dyp av 3 528 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje og gass i sandsteinslag av mellomjura alder.

**Figur 2.5.2.d**  
**Letebrønn boret i Barentshavet i 1994**



**Figur 2.5.2.e**  
**Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon**



Det ble utført to formasjonstester, en oljetest og en gasstest. Testresultatene var gode. Høyeste strømningsrate fra oljesonen var 1 600 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 28,6 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 166 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> og oljens egenvekt 0,83 g/cm<sup>3</sup>. Høyeste produksjonsrate fra gassonen ble målt til 721 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 2 900 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> og gassens egenvekt 0,71 relativt til luft.

Funnet er mellomstort. Resultatet er spesielt interessant, da sjansene for å finne hydrokarboner i andre strukturer i området har økt.

#### Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089 boret undersøkelsesbrønn 34/7-23 S på en struktur sørvest for Snorrefeltet. Brønnen ble boret til 2 864 meter vertikalt dyp og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble funnet hydrokarboner i bergarter av senjura alder. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Funnet ble gjort i samme stratigrafiske nivå som funnet i 34/7-21 og -21 A, som er boret noe lenger sørøst. Boringen bekrefter at området har et interessant hydrokarbonpotensiale, men at den laterale utbredelse og utvikling av reservoarsanden er problematisk å kartlegge.

Det er derfor vanskelig å si noe sikkert om funnets størrelse før flere boringer og ytterligere geologisk kartlegging er gjennomført.

#### Blokk 34/11

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 193, blokk 34/11, boret undersøkelsesbrønn 34/11-1. Brønnen er boret på en struktur sentralt i blokken, øst for gassfunnet 34/10-23 Gamma.

Brønnen ble boret til et dyp av 4 556 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder (Statfjordformasjonen).

Det ble påvist gass i sandsteinslag av mellomjura alder (Brentgruppen). Brønnen ble formasjonstestet. Maksimal strømming ble målt til 800 000 Sm<sup>3</sup> gass og 500 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag gjennom en 15,9 mm dyseåpning. Tettheten på kondensatet er målt til 0,79 g/cm<sup>3</sup>, og gass/olje-forholdet var ca 1 660 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Testresultatene vurderes som gode.

Det er ennå for tidlig å si noe sikkert om størrelsen på funnet, men foreløpige vurderinger tyder på at det kan være relativt stort. Dets beliggenhet nær eksisterende funn og felt er gunstig med hensyn på eventuell utbygging og produksjon.

#### Blokk 6204/11

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 175, blokkene 6204/10 og 6204/11, boret undersøkelsesbrønn 6204/11-1, i et område hvor det tidligere ikke er boret brønner.

Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 2 943 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Reservoarbergarter ble funnet på flere nivå. Et av disse inneholdt spor av olje, og det ble gjort et gassfunn i et annet. Brønnen ble ikke formasjonstestet da de øvrige data ble ansett for å være tilstrekkelige til å vurdere reservoaregenskaper og ressurspotensiale.

#### Blokk 6407/8

BP Norge har som operatør for utvinningstillatelse 158, blokk 6407/8, boret undersøkelsesbrønn 6407/8-2 på en struktur beliggende mellom Draugen og Njord. Strukturen strekker seg inn i blokk 6407/11, utvinningstillatelse 176. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 1 925 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av antatt trias alder.

Det ble gjort et funn av gass og olje i sandsteiner av jura alder. Funnet er relativt lite, og ble derfor ikke formasjonstestet.

#### Blokk 6608/10

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 128, blokkene 6608/10 og 6608/11, boret undersøkelsesbrønn 6608/10-4 på en egen struktur rett øst for Norne. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 2 777 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje.

Formasjonstesting gav maksimalt 660 Sm<sup>3</sup> olje og 55 500 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en dyseåpning på 19 mm. Gass/olje forholdet ble målt til 83 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Funnet er lite, men beliggenheten nær Norne gjør det interessant.

#### Blokk 7128/4

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 180, blokk 7128/4, boret undersøkelsesbrønn 7128/4-1 i den sørøstlige delen av Finnmarkplattsformen. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 2 506 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av prekambrisk alder. Det ble påvist olje og gass i bergarter av senperm alder. Testen gav 290 000 Sm<sup>3</sup> gass og 25 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 71 mm dyseåpning. På grunn av tekniske pro-

blemer under testen er det usikkert hvor representative testresultatene er med henblikk på reservoarets produksjonsegenskaper.

Funnet er lite, men det er første gang det er påvist produserbare hydrokarboner i området. Brønnen har der ved bekreftet en ny letemodell, og dette er oppmuntrende for videre letevirksomhet i området.

### 2.5.2.3 Nærmere beskrivelse av de øvrige boringene

#### Blokk 2/4

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 146, blokk 2/4, boret undersøkelsesbrønn 2/4-18 R. Brønnen ble boret på samme struktur hvor Saga tidligere har hatt store operasjonelle problemer på grunn av høyt trykk.

Brønnen ble boret til et dyp av 5 258 meter under havoverflaten, og avsluttet i bergarter av senjura alder. Analyser bekreftet tilstedeværelse av en hydrokarbonførende sandstein av begrenset tykkelse. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Ressursene som ble påvist i denne brønnen ansees som for små til at det kan klassifiseres som funn, men det kan ikke utelukkes at strukturen har et interessant oppsidepotensial.

#### Blokk 3/4

Amoco Norge har som operatør for utvinningstillatelse 006, blokk 3/4, boret undersøkelsesbrønn 3/4-1 på østflanken i Søgnebassenget.

Brønnen ble boret til et dyp av 3 063 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i denne brønnen.

#### Blokk 9/2.

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 114, blokk 9/2, boret avgrensingsbrønn 9/2-4 S i den sydlige delen av Ymfefeltet.

Brønnen ble boret til et dyp av 3 290 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Boringen har ført til at utvinnbare reserver for Ymfefeltet er blitt oppjustert fra 3,4 millioner Sm<sup>3</sup> til 5,8 millioner Sm<sup>3</sup>. 9/2-4 S er midlertidig plugget med henblikk på eventuelt å bli brukt som framtidig produksjonsbrønn.

#### Blokk 24/9

Norske Fina A/S har som operatør for utvinningstillatelse 150, blokk 24/9, boret avgrensingsbrønn 24/9-6 på en struktur nord i blokken. Formålet med brønnen var å avklare utstrekningen og størrelsen på oljefunnet 24/9-5.

24/9-6 ble boret til et dyp av 2 226 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligtertær alder. Resultatet av boringen viste at funnet i 24/9-5 er relativt lite.

#### Blokk 25/11

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 169, blokkene 25/11 og 25/8, boret avgrensingsbrønn 25/11-18 på funnet 25/11-15 Hermod.

Brønnen ble boret til et dyp av 1 851 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av kritt alder. Det

ble påtruffet olje i sandsteiner av paleocen alder slik det ble gjort i brønn 25/11-15. Avgrensingsbrønnen har bekreftet den geologiske modellen og ressursanslaget for Hermodfunnet. Resultatet av brønnen er således oppmuntrende. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Den nedre del av brønnen ble boret ved bruk av kveilerør. Dette er første gang denne boreteknologien benyttes på sokkelen. Verdifull kunnskap og erfaring ble innhentet, og kveilerørs-/tynnhulls boring kan i framtiden føre til betydelige borekostnadsbesparelser.

På grunn av tekniske problemer som førte til at man ikke fikk logget i brønn 25/11-18, ble det foretatt en teknisk forbiboring, 25/11-18 T2.

#### Blokk 30/8

Norsk Hydro er som operatør for utvinningstillatelse 190, blokk 30/8, i gang med å bore undersøkelsesbrønn 30/8-1 S på en struktur nordøst i blokken.

Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### Blokk 30/12

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 171, blokk 30/12, boret undersøkelsesbrønn 30/12-1 sør for Osebergfeltet.

Brønnen ble boret til et dyp av 3 619 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder.

Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

#### Blokk 33/9

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 172, blokk 33/9, avsluttet boring av undersøkelsesbrønn 33/9-17.

Brønnen ble boret til totaldyp av 3 207 meter under havoverflaten, og avsluttet i bergarter av midtjura alder.

Det ble ikke påvist hydrokarboner i denne undersøkelsesbrønnen.

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 037, blokk 33/9, avsluttet boring av undersøkelsesbrønn 33/9-18. Brønnen ble boret til totaldyp av 3 230 meter under havoverflaten, og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 037, blokk 33/9, igangsatt boring av undersøkelsesbrønn 33/9-18 A. Brønnen bores som et sidesteg ut fra brønn 33/9-18. Ved årsskiftet var det forventede reservoarnivå ennå ikke nådd.

#### Blokk 34/4

Som operatør for utvinningstillatelse 057, blokk 34/4, har Saga Petroleum avsluttet boring av undersøkelsesbrønn 34/4-8.

Brønnen ble boret til totaldyp 3 085 meter under havoverflaten, og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke funnet spor av hydrokarboner i denne undersøkelsesbrønnen.

#### Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret avgrensingsbrønn 34/7-23 A på funnet 34/7-23 S.

Brønnen ble boret umiddelbart etter 34/7-23 og som et sidesteg til denne. Det ble boret til et vertikalt dyp

av 2 764 meter og brønnen ble avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble påvist hydrokarboner i bergarter av senjura alder.

Det ble gjennomført en formasjonstest som gav en stabil oljestrøm på 1 087 Sm<sup>3</sup> per dag gjennom en dyse-åpning på 19,1 mm.

#### Blokk 34/8

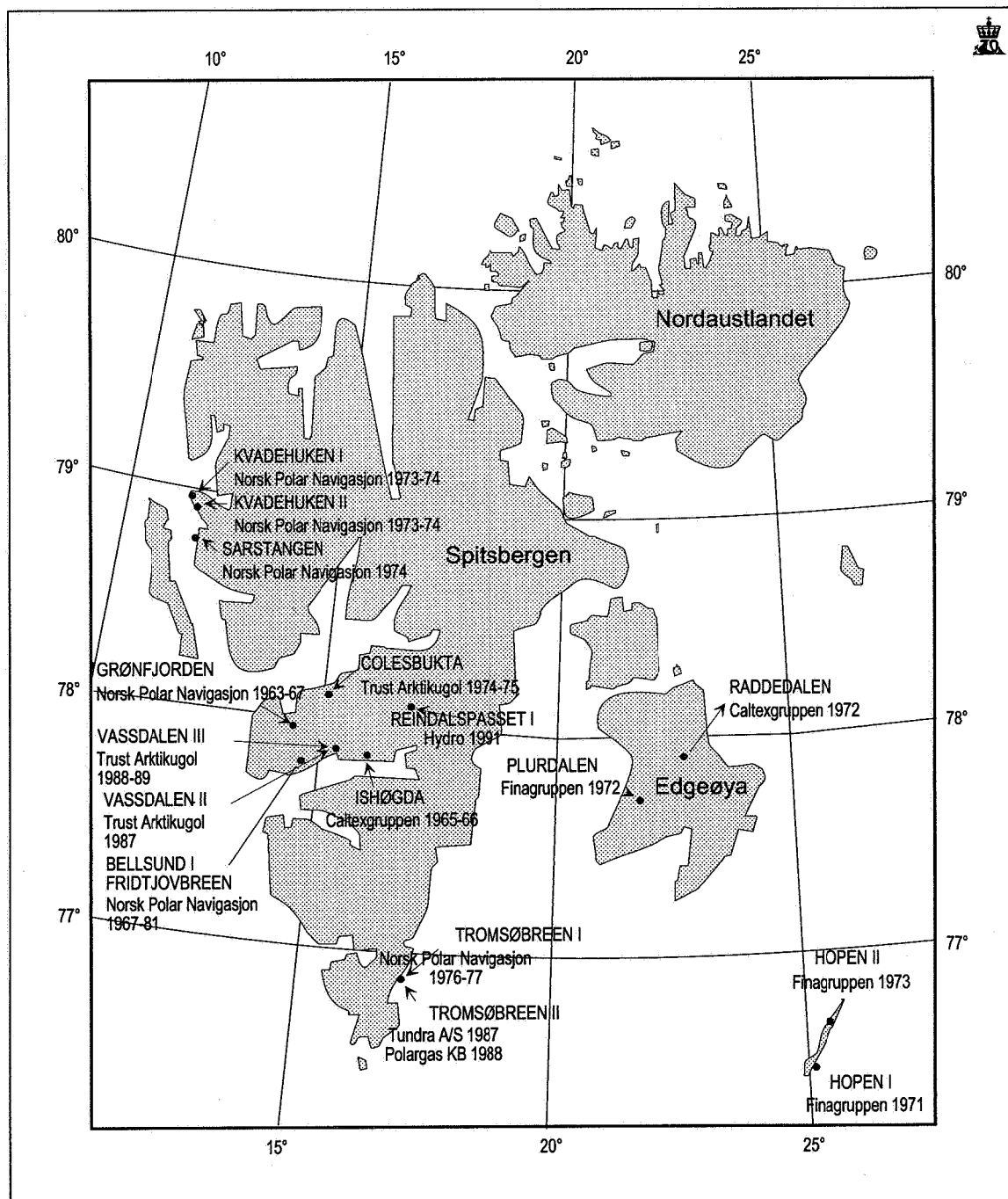
Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 120,

blokk 34/8, avsluttet boring og formasjonstesting av avgrensingsbrønn 34/8-11.

Hensikten med boringen var å avklare ressursgrunnlag og reservoarkontinuitet i det midtre segmentet på Visundfunnet.

Brønnen ble vertikalboret mellom brønnene 34/8-8 og 34/8-10 S til 3 117 meter under havoverflaten. Boringen ble avsluttet i bergarter tilhørende Dunlingruppen, av jura alder.

**Figur 2.5.2.4**  
**Borelokaliteter på Svalbard**





Det ble påvist olje i Brentgruppen. En formasjonstest på dette nivået gav en maksimal strømming målt til 1 259 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 301 300 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 15,9 mm stor dyseåpning.

Dette gir et gass/olje-forhold på 239 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Test-resultatene vurderes som gode, og brønnen bekreftet de forventningene en hadde til ressursmengde og produksjonsegenskaper i denne delen av Visundfunnet.

#### Blokk 6306/6

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 198, blokk 6306/6, boret undersøkelsesbrønn 6306/6-1 på en struktur sør i blokken. Det ble boret til et vertikalt dyp av 1 293 meter under havoverflaten og avsluttet i grunnfjellsbergarter.

Det ble ikke registrert spor av hydrokarboner og boringen klassifiseres som tørr.

#### Blokk 6406/2

Saga Petroleum er som operatør for utvinningstillatelse 199, blokk 6406/2, i gang med å bore på en struktur beliggende sør for Smørbukkk.

Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### Blokk 6507/2

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 122, blokk 6507/2, boret undersøkelsesbrønn 6507/2-3 på en struktur på grenselinjen mellom blokk 6507/2 og 6507/3.

Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 3 950 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder.

Det ble registrert spor av hydrokarboner på flere nivå i denne brønnen, men den er ikke klassifisert som funn.

#### 2.5.2.4 Svalbard

Store Norske Spitsbergen Kullkompani (SNSK) har gjennomført boringen av undersøkelsesbrønn 7814/12-1, Kapp Laila-1.

Boringen ble utført på det russiske kullgruveselskapet Trust Arktikugols utmål, og grunnlaget for boringen var en samarbeidsavtale mellom SNSK og Trust Arktikugol.

Gjennom et samarbeidsprosjekt mellom SNSK og Norsk Hydro har boreprosjektet kunnet trekke på Norsk Hydros kompetanse innenfor olje- og gassvirksomheten.

Brønnen Kapp Laila-1 ble boret på sørsiden av Isfjorden, 2,5 km vest for Kapp Laila. Formålet med brønnen var å teste hydrokarbonpotensialet i tertiære sandsteiner fra Firkantenformasjonen og undre kritt sandsteiner fra Helvetiafjellformasjonen.

Boringen ble avsluttet i sandstein, skifer og kalkstein av tidligkritt alder. Boringen ble stoppet av boretekniske og sikkerhetsmessige årsaker på en dybde av 503,5 meter. Det ble påvist spor av olje og gass, men brønnen ble ikke formasjonstestet.

Boringen ble gjennomført med en oppgradert kullboringsrigg. I tillegg var det montert et sikringsventilarrangement med tilhørende styringssystem, og et komplett sirkulasjonssystem for boreslam.

Brønnprogrammet var et tynnhullsprogram, og dette er første gang et slikt program er gjennomført på Svalbard.

Tabell 7.3.g viser boreaktiviteten på Svalbard, og figur 2.5.2.4 viser borelokalitetene på Svalbard.

## 2.6 FUNN

### 2.6.1 FUNN UTEN KONKRETE UTBYGGINGSPLANER

#### Ekofiskområdet

Dette er det området på norsk sokkel som har vært lengst i produksjon, fra 1971. Oversikt over felt og funn er vist i fig.2.8.4.a.

Karakteristisk for området er at det meste av produksjonen kommer fra krittfelt, mens de fleste leteprospekter er knyttet til sandstein på dypere nivåer.

Det gjøres nå et stort arbeid for å definere gjenværende potensial også i krittbergarter i området, særlig i områdene rundt eksisterende felt.

Det er gjort flere mindre funn i området, og noen av disse kan knyttes opp til eksisterende innretninger.

Andre funn ligger for isolert eller vurderes av andre årsaker til ikke å være drivverdig på nåværende tidspunkt.

#### 1/9-1 Tommeliten Alpha

Tommeliten Alpha ligger sør for Tommeliten Gamma i blokk 1/9, utvinningstillatelse 044, som ble tildelt i 1976.

Feltet var Statoils første funn som operatør. I 1994 ble det gjort et nytt geologisk arbeid basert på ny 3D-seismikk.

Resultatet av studien har ført til en reduksjon av utvinnbare ressurser til 2,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 2,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

#### 2/4-17 Tjalve

Funnet ble gjort i 1992. Funnet ligger i utvinningstillatelse 018 som ble tildelt i 1965 med Phillips Petroleum som operatør. De utvinnbare reservene er anslått til 1,0 million Sm<sup>3</sup> olje og 2,1 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Funnet er i løpet av 1994 blitt evaluert og er av operatøren foreløpig ikke funnet drivverdig.

#### 2/5-3 Sørøst Tor

Funnet ligger i utvinningstillatelse 006, som ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Oljedirektoratet anslår utvinnbare ressurser til 2,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

#### 2/12-1 Mjølner

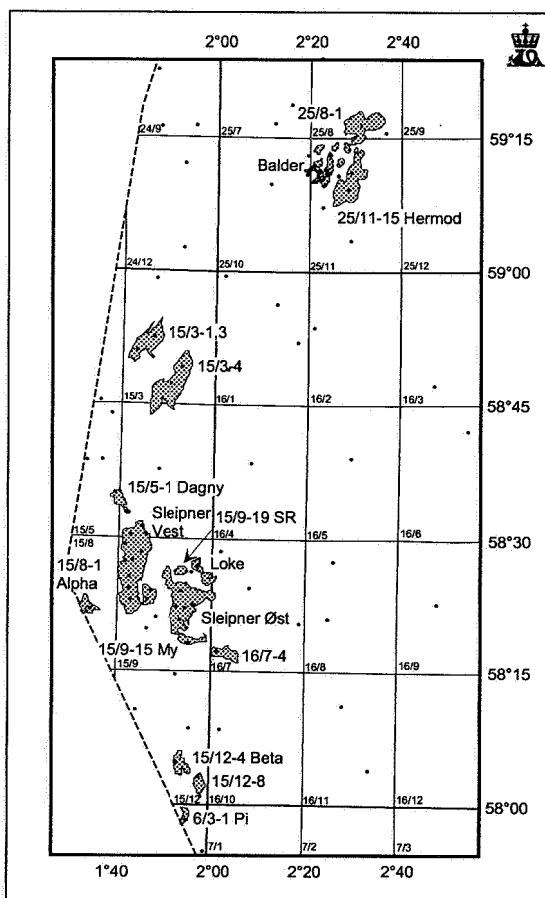
Mjølner ligger i utvinningstillatelse 113 som ble tildelt i 1985. Funnet ligger nær delelinjen mellom norsk og dansk sokkel.

A-segmentet som det planlegges produsert fra, ligger ifølge norsk operatør 100 % i norsk sektor, og utvinnbare ressurser i segmentet er av Norsk Hydro anslått til 1,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

I samarbeid med operatøren på dansk sektor har Norsk Hydro reprocessert 3D-seismikken.

Drivverdighetserklæring forelå i juni 1992.

**Figur 2.6.a**  
Felt og funn i Sleipner- og Balderområdet



Amerada Hess overtar etter å ha ervervet Norsk Hydros andeler, som operatør av Mjølnær i.1.1995, mens Mærsk er operatør for Gertfeltet som ligger nær delelinjen på dansk side.

### 3/7-4 Trym

Trym ligger i utvinningstillatelse 147 som ble tildelt i 1988.

Shell er operatør. Funnet ligger på en struktur som krysser delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. Denne strukturen ble opprinnelig kalt for Trym. I 1992 ble det boret i dansk sektor på den sørlige delen av den samme strukturen, og det ble påvist olje. Dette oljefunnet ble kalt Lulita. Shells tolkning av 3D-seismikk for hele strukturen deler den i tre segmenter, hvorav to strekker seg inn i norsk sektor. Trym regnes som 100 % norsk.

Lulitafunnet antas å strekke seg inn i norsk sektor. Statoil-Danmark er operatør for Lulita på dansk side. Utvinnbare ressurser for Trym er ifølge Shells anslag 4,1 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 1,1 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat.

I 1994 ble det satt i gang utbyggingsstudier på Trym/Lulita i samarbeid med den danske operatøren.

### Sleipner- og Balderområdet

Foruten Sleipner Øst og Loke som er i produksjon og Sleipner Vest som er besluttet utbygd, består området av en rekke funn, se figur 2.6.a.

Sleipner Øst og Loke ble satt i produksjon høsten 1993 og er nærmere omtalt under kapittel 2.8.7.

Sleipner Vest er nærmere omtalt i kapittel 2.7.2. I området rundt Sleipner er det en rekke relativt små gass/kondensatfunn som forventes knyttet opp mot infrastrukturen i området.

I og omkring Balder er det gjort en del funn av strukturer med viskøs olje.

### 15/8-1 Alpha

Funnet ble gjort i utvinningstillatelse 046 i 1982 i Huginformasjonen på trias/jura-nivå. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til 4,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 3,6 millioner tonn NGL.

### 25/8-5 S

Esso gjorde i 1994 et oljefunn i utvinningstillatelse 027 P ved brønn 25/8-5 S som ligger mellom Heimdal og Balderfunnet. Funnet ble gjort i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Produksjonstesten viste gode produksjonsegenskaper i reservoaret. Det er skutt 3D-seismikk over funnet i 1994, slik at funnet kan bli kartlagt i detalj av operatøren i 1995. I tillegg er det planlagt å bore en avgrensingsbrønn.

### Andre funn

I 15/3-blokken er det gjort to funn, et gass/kondensatfunn ved brønnene 15/3-1,3 fra 1975 og et gass/oljefunn ved brønn 15/3-4 fra 1982. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser for 15/3-1,3 er 10,5 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 5,2 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

I 15/9-blokken gjorde Statoil et oljefunn 15/9-19 SR i 1993 i bergarter av jura/trias alder like nord for Sleipner Øst. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til 6,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Det er mange små gassfunn i området som antas å bli fasett inn til Sleipner-innretningen.

### Friggområdet

Dette er et område der det har vært gassfelt i produksjon siden 1977, se figur 2.8.9.a. Det er gjort flere små funn i området, også av olje. Skirne og Byggve har vært vurdert som aktuelle for utbygging, men er blant annet avhengig av en gassløsning. Det samme gjelder utbygging av Vale.

### 24/6-1 Peik

Peik ble påvist i 1985. Utvinningstillatelsen er 088, tildelt i 1984 med TOTAL Norge A/S som operatør. I 1987 ble det påvist hydrokarboner på britisk side.

Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 0,9 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 3,1 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

### 25/2-5 Lille Frøy

Funnet ligger i utvinningstillatelse 026, tildelt i 1969 med Elf som operatør. 25/2-5 påviste olje i 1976. Brønn 25/2-15 var ferdig boret nordøst for 25/2-5 og 25/2-13 strukturen i 1993 og gav negative resultater. Operatøren planlegger å tolke strukturen. Det foreligger ingen utbyggingsplaner. Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 1,2 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 1,2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

**25/4-6 S Vale**

Funnet ligger i utvinningstillatelse 036, tildelt i 1981 med Elf som operatør. Det ble påvist gass med høyt kondensatinnhold i 1991. Det arbeides med en drivverdighetserklæring. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsutbygging med tilknytning til Frigg eller Heimdal. Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 1,0 milliard Sm<sup>3</sup> gass og 1,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

**25/5-3 Skirne**

Funnet ligger i utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Funnet ble påvist ved brønn 25/5-3 i Brentgruppen i 1990. Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 3,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,3 millioner tonn NGL.

**25/5-4 Bygge**

Funnet ligger i utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Funnet ble påvist ved brønn 25/5-4 i Brentgruppen i 1991. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 2,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Det er behov for ytterligere kartlegging før en eventuell beslutning om utbygging kan tas.

**30/7-6 R Hild**

Hild ligger i utvinningstillatelse 040 og 043 med henholdsvis Norsk Hydro og TOTAL Norge A/S som operatører, se figur 2.6.c. Gassfunnet ble påvist ved brønn 30/7-6 i 1977.

Utvinningsstillatelse 040 ble tildelt i 1975 og omfatter blokkene 29/9 og 30/7. Utvinningstillatelse 043 ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 29/6 og 30/4. Ved en utbygging skal det foretas forhandlinger om samordning mellom utvinningstillatelsene.

Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 6,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 27,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Det er behov for å bore flere brønner før en beslutning om utbygging kan tas.

**Osebergområdet**

Det er påvist en rekke funn som planlegges produsert som satellitter til eksisterende infrastruktur, se figur 2.6.c. Vest for Oseberg feltsenter, hovedsakelig i utvinningstillatelse 053, ligger funnet 30/6-18 Kappa i Statfjordformasjonen. Det foreligger ingen konkrete utbyggingsplaner for dette funnet.

**Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet**

Det er meget stor aktivitet i dette området med flere felt i produksjon og under utbygging. Dessuten er det påvist flere funn i området, se figur 2.8.12.a.

**34/7-21 og 34/7-23 S**

Funnene ligger i utvinningstillatelse 089, med Saga Petroleum som operatør. Begge funnene har påvist olje i bergarter av senjura alder.

Funn 34/7-21, som ligger nordvest for Tordisfeltet, ble påvist i november 1992. Et sidesteg, 34/7-21 A, ble boret for å avgrense oljefunnet. Sidesteget bekreftet fun-

net, men viste at den laterale utvikling og utbredelse av reservoarsanden er problematisk å kartlegge. Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 13,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

Funn 34/7-23 S, som ligger sørvest for Vigdisfeltet, ble påvist i mars 1994. For å forbedre avgrensningen av reservoaret, ble det boret et sidesteg av brønnen, 34/7-23 A. Operatørens anslag over tilstedeværende ressurser for dette funnet er i størrelsesorden 18 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

Det knytter seg stor usikkerhet til reservoarets laterale utbredelse og kontinuitet i de to funnene. Operatøren planlegger å bore flere avgrensingsbrønner i området. Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en innfasing av 34/7-21 funnet mot Tordis og 34/7-23 S funnet mot Vigdis.

**34/10-23 Gamma**

34/10-23 Gamma ligger i utvinningstillatelse 050, med Statoil som operatør. Funnet ligger ca 14 km sør for Gullfaksfeltet.

Funnet ble påvist i 1985 med brønn 34/10-23 som påviste gass i sandstein av mellomjura alder. Avgrensingsbrønn 34/10-35 ble boret på den nordlige delen av strukturen i 1992 og påviste også gass i jura sandstein.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 69 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 6 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

**Trollområdet**

Det er meget stor aktivitet knyttet til utbyggingen av de betydelige olje- og gassressursene på Troll.

En del funn i området vurderes utbygd som selvstendige løsninger eller eventuelt som satellitter til besluttede infrastruktur i området.

**35/11-2, 35/11-4 R og 35/11-7**

Blokk 35/11 ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 090. Mobil er operatør. Sju brønner er boret og tre påviste hydrokarboner. Hydrokarbonene forekommer i flere reservoarlag. 35/11-2 ble boret nord i blokken i 1987. Anslaget over utvinnbare ressurser er 4,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 4,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

35/11-4 R ble boret i 1991 og 35/11-7 ble i 1992 boret like øst for denne i den sydøstlige delen av blokken.

Tolkning av 3D-seismikk har medført en reduksjon i ressursanslaget i størrelsesorden 50 % for de to funnene noe som har redusert aktiviteten med tanke på videre avgrensning og utbygging.

Anslaget over utvinnbare ressurser er 9 millioner Sm<sup>3</sup> olje for hvert av funnene og henholdsvis 8,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 4,0 milliarder Sm<sup>3</sup> gass for 35/11-4 R og 35/11-7.

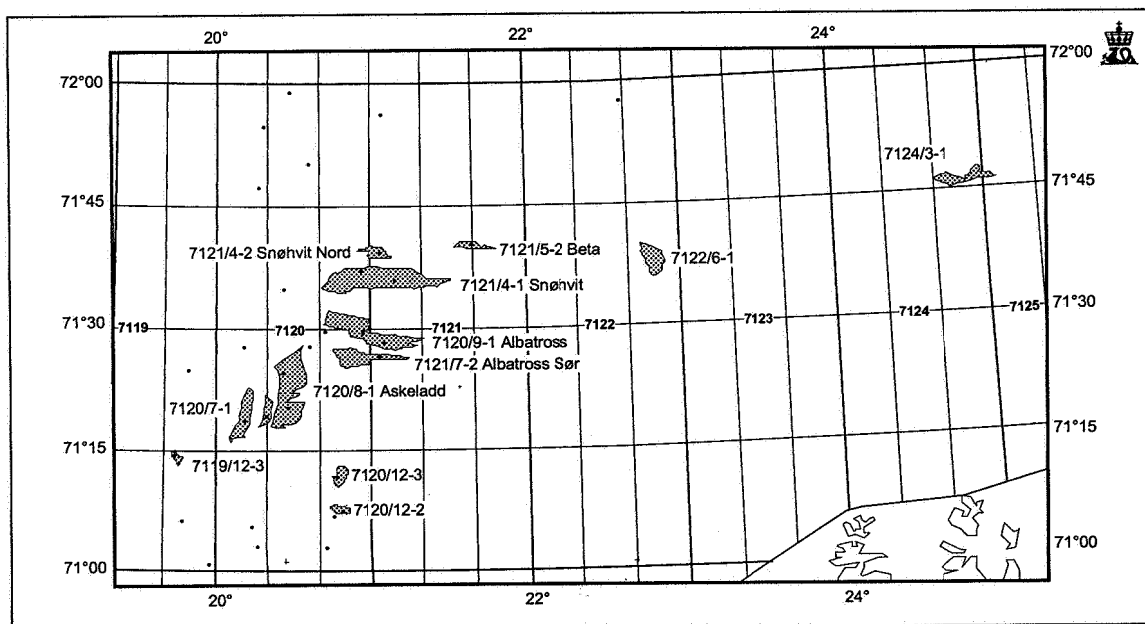
**Norskehavet**

Utbyggingsaktiviteten har vært betydelig de senere årene, se figur 2.6.d, og har fram til nå primært vært rettet mot utbygging av oljeressursene i området. Det arbeides med ulike utbyggingsløsninger for en samordnet utbygging av de betydelige gassressursene i området.

**6406/3-2 Trestakk**

Trestakk er et oljefunn som ble påvist i utvinningstil-

**Figur 2.6.b**  
**Funn i Barentshavet**



latelse 091 i 1986. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til 4,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje dersom assosiert gass blir reinjisert. Reservoaret er av mellomjura alder, har lav permeabilitet og ligger dypt. Dette vil ventelig gi lav brønnproduktivitet.

#### **6407/1-2 Tyrrihans Sør og 6407/1-3 Tyrrihans Nord**

Tyrrihans Sør ble påvist i 1983 og Tyrrihans Nord ble påvist i 1984 i utvinningstillatelse 073. Sannsynligvis er funnene i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrrihans Sør er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrrihans Nord inneholder en oljesone med overliggende gasskappe. Reservoarene er av mellomjura alder. Størelsen på oljesonen i Tyrrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist. Operatørens samlede anslag for utvinnbare ressurser er 9,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje/kondensat og 26,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

#### **Barentshavet**

Det er påvist omlag 250 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass i Barentshavet, se figur 2.6.b. I tillegg er det en tynn oljesone i 7121/4-1 Snøhvitfunnet.

#### **7121/4-1 Snøhvit**

Snøhvit ligger i følgende blokker 7120/6, 7121/4, 7121/5 og 7120/5. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 097 (blokk 7120/6) og Statoil er operatør for utvinningstillatelsene 099 (blokk 7121/4) og 110.

Utvinnningstillatelsene 097 og 099 ble tildelt i 1984 og utvinningstillatelse 110 ble tildelt i 1985. Snøhvit ble påvist i 1984, og reservoaret er av jura alder. Det er ingen infrastruktur i området.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 83 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 6,7 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 9,2 millioner tonn NGL. På grunn av lang avstand til tradisjo-

nelle markeder for norsk gass, synes ikke rørtransport av gassen å være økonomisk interessant. En utbygging av funnet vil derfor trolig omfatte et anlegg for nedkjøling av gassen til LNG, eventuelt annen bruk.

Snøhvit inneholder også en tynn oljesone. På grunn av tykkelsen på sonen, og middels til dårlig reservoaregenskaper, er oljen vanskelig å utvinne.

#### **7120/8-1 Askeladd og 7120/7-2 Askeladd Sentral**

Statoil er operatør for funnene som ble påvist i 1981 og 1983. Reservoaret består av sandstein av jura alder, og inneholder gass og kondensat. Tidligere ble funnene betraktet som ett funn med ressursmengde på 59,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Dette ressurstallet er splittet opp slik at Askeladd har utvinnbare gassressurser på 49,8 milliarder Sm<sup>3</sup> og Askeladd Sentral på 9,9 milliarder Sm<sup>3</sup>.

#### **7120/9-1 Albatross og 7121/7-2 Albatross Sør**

Funnene ligger i blokkene 7120/6, 7120/9 og 7121/7. Norsk Hydro og Statoil er operatører. Funnene ble påvist i 1982 og 1986 og inneholder gass. Reservoaret er av jura alder.

Oljedirektoratets samlede anslag for utvinnbare ressurser er 52,5 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

### **2.6.2 FUNN MED KONKRETE UTBYGGINGSPLANER**

#### **9/2-1 Yme**

Yme ligger i utvinningstillatelse 114, som ble tildelt i 1985. Statoil er operatør. Funnet ligger i Egersundbassenget og ble påvist ved brønn 9/2-1. Det er ingen infrastruktur i området. En oppdatert plan for utbygging og drift ble lagt fram for myndighetene i oktober 1994 og

godkjennes i januar 1995. Foreslått utbyggingsløsning baseres på bruk av en oppjekkbare innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skip.

Brønn 9/2-4 S ble boret på strukturen i første kvartal 1994, se figur 2.5.2.b. Resultatene fra brønnen var positive. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 5,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje. I 1994 ble det skutt 3D-seismikk over prospektive areal i utvinningstillatelsen, og det er planlagt å bore en avgrensingsbrønn på 9/2-3 funnet på Beta-Øst strukturen i 1995. Produksjonsstart for Yme er planlagt til høsten 1995.

### Sleipner-og Balderområdet

#### 15/5-1 Dagny

Funnet ligger i utvinningstillatelse 048, med Norsk Hydro som operatør. 15/5-1 er klassifisert som et gass/kondensatfunn. Ettersom funnet strekker seg inn i blokk 15/6, må det samordnes med rettighetshaverne i blokk 15/6.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 6,1 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 1,4 millioner tonn NGL. Plan for utbygging og drift vil tidligst foreligge høsten 1995. Produksjonsstart kan bli høsten 1997. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsløsning med tilknytning til nærliggende infrastruktur.

#### 15/9-15 My

Funnet ble påvist i 1982 og ligger i utvinningstillatelse 046. Statoil er operatør. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 4,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 1,9 millioner tonn NGL.

My-reservoaret ligger dypere enn Sleipner Øst og antas å være upåvirket av produksjonen fra Sleipner Øst. Statoil som er operatør, vurderer å knytte feltet til Sleipner Øst som satellitt.

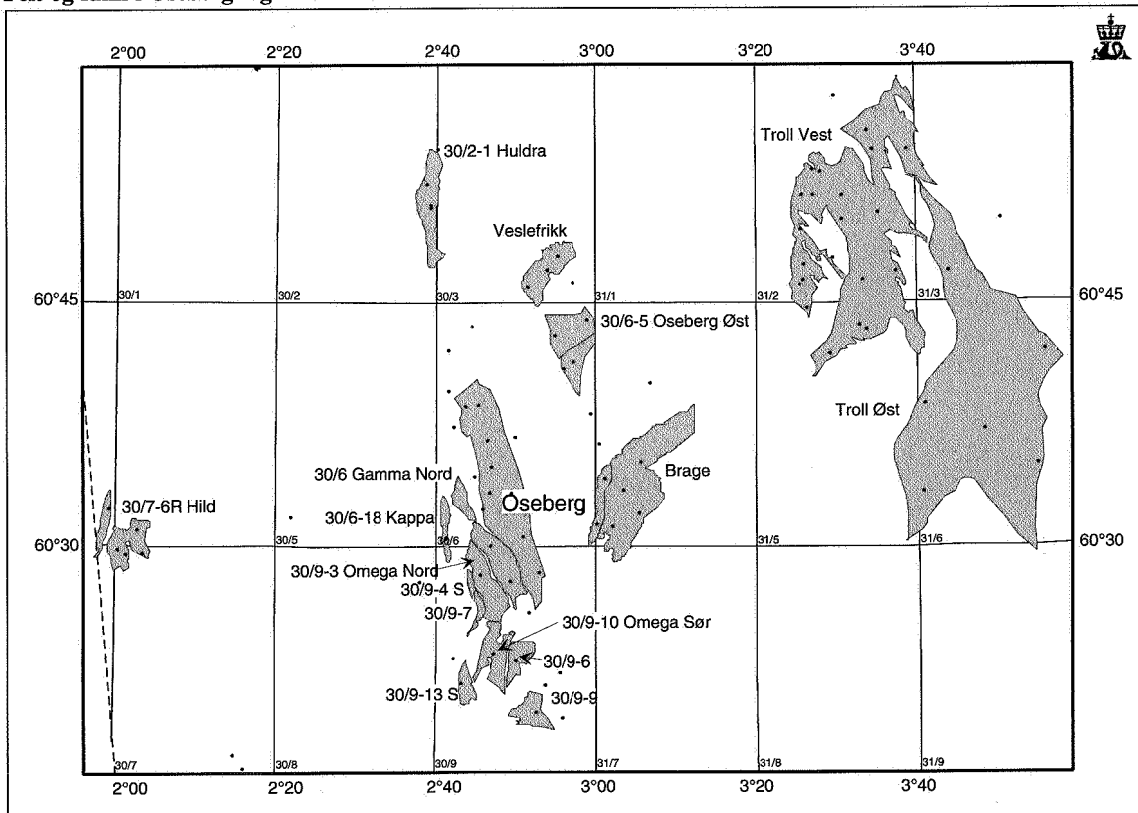
#### 15/12-4 Beta

Funnet ligger i utvinningstillatelse 038 i 1974 med Statoil som operatør. Statoil anslår utvinnbare ressurser til 12,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Rettighetshaverne arbeider med å vurdere forskjellige utbyggingsløsninger, samtidig som de geologiske dataene bearbeides videre. De foreløpige planene går ut på å begynne produksjon tidligst i 1997. Saga har i 1994 kjøpt Essos 50 % eierandel og har søkt om å overta operatørskapet fra Statoil.

#### 25/11-1 Balder

Oljen i Balder ble påvist i 1967 ved letehull 25/11-1, men det var ikke før brønn 25/11-5 ble boret i 1974 at funnet ble betraktet som interessant. Funnet ligger i blokk 25/10 og 25/11, utvinningstillatelse 001 og 028 med Esso som operatør. Esso eier 100 % i utvinningstillatelse 001.

Figur 2.6.c  
Felt og funn i Oseberg- og Trollområdet



Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til 32,2 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Balder inneholder forholdsvis viskøs olje fordelt i flere strukturer. Reservoarsandsteinen er relativt dårlig konsolidert, men for øvrig er reservoarparametrene gode. En langtidstest ble gjennomført i løpet av sommeren 1991 ved hjelp av produksjonsskipet Petrojarl I.

Under testen ble verdifull produksjonsteknisk informasjon samlet inn. Operatøren har ennå ikke besluttet videre framdrift på Balder, men det planlegges å bore en ny avgrensingsbrønn i 1995. Videre utvikling av funnet vil bli sett i sammenheng med Hermod.

### 25/11-15 Hermod

Norsk Hydro gjorde i 1991 et oljefunn i brønn 25/11-15 øst for Balder, utvinningstillatelse 169. I løpet av 1994 har avgrensingsbrønnen 25/11-18 blitt boret, og resultatene fra denne brønnen er nå under vurdering. I tillegg arbeides det med tolking av ny 3D-seismikk over området. Operatøren vurderer testproduksjon fra Hermodfunnet. Som Balderfunnet inneholder Hermod forholdsvis viskøs olje. Oljedirektoratets foreløpige anslag over utvinnbare ressurser i Hermod er 60 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 1,8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Operatørens anslag er 42,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Deler av funnet ligger i utvinningstillatelse 001. Videre utvikling av Hermodfunnet vil bli sett i sammenheng med Balder.

## Osebergområdet

### 30/2-1 Huldra

Huldra er et gassfunn som ligger nordvest for Veslefrikk. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 30/2 i utvinningstillatelse 051, men feltet strekker seg også inn i utvinningstillatelse 052 i blokk 30/3. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1991. Det er påvist gass i Brentgruppen. Utvinnbare ressurser er 22,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 7,9 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat. Både selvstendig innretning med behandlingskapasitet og brønnhodeinnretning tilknyttet et eksisterende prosessanlegg i området vurderes som aktuelle løsninger. Plan for utbygging og drift kan framlegges for myndighetene medio 1995, og feltet vil kunne komme i produksjon i 1999 dersom det får allokert gassalg.

### 30/6-5 Oseberg Øst

Oseberg Øst ligger innenfor utvinningstillatelse 053, i blokk 30/6, ca 14 km fra Oseberg C.

Funnet består av to strukturer som er adskilt med en forseglende forkastning. Fire brønner er boret på funnet. Begge strukturene inneholder flere oljeførende lag innenfor Brentgruppen med varierende porøsitet og permeabilitet samt flere ulike olje/vannkontakter. De utvinnbare ressursene er av Oljedirektoratet anslått til 19 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 1,0 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Norsk Hydro er operatør for funnet, som ble erklært drivverdig i juni 1991. Som mulig utbyggingskonsept blir både havbunnsløsning og brønnhodeinnretning vurdert for tilknytning til Oseberg C. Det vurderes trykkvedlikehold ved hjelp av vann- eller VAG-injeksjon. Plan for utbygging og drift forventes framlagt for myndighetene sommeren 1996.

## Oseberg Sør-området

Sør for Osebergfeltet er det gjort flere funn av olje og gass innenfor utvinningstillatelsene 079 og 104, 30/9-3 Omega Nord, 30/9-10 Omega Sør, 30/9-13 S, 30/9-4 S, 30/9-7, 30/9-9 og 30/9-6. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser for dette området er 35,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 9,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Området er ressursmessig komplisert, med betydelig usikkerhet knyttet til ressursanslaget. Det pågår arbeid for å redusere denne usikkerheten før utbygging. Utbyggingsstrategi er under vurdering, og de fleste aktuelle konseptene baserer seg på bruk av Oseberg felt-senter for prosessering og videre transport. 30/9-3 Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg felt-senter og kan bli produsert derfra, avhengig av antall tilgjengelige brønnsisser.

Dette funnet vil trolig komme først i en faset utbygging av området. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på 30/9-3 Omega Nord er 16,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 8,0 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Drivverdighetserklæring og plan for utbygging og drift forventes framlagt høsten 1996.

## Gullfaks-, Staffjord- og Snorreområdet

### 34/7-22 Tordis Øst

Funnet ligger i den sørøstlige delen av blokk 34/7, utvinningstillatelse 089, med Saga Petroleum som operatør. Funnet ble oppdaget i september 1993 med brønn 34/7-22. Det ble påvist olje i sandsteiner tilhørende Brentgruppen. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til å være i underkant av 5,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Operatøren har konkludert med at funnet er drivverdig, og har bedt om part-nernes tilslutning til dette. Drivverdighet er basert på at ressursene kan utvinnes med undervannsbrønner tilkoplede produksjonsanlegget på Tordisfeltet. Plan for utbygging og drift kan bli lagt fram i slutten av 1995. Produksjonsstart kan bli i 1997.

### 34/8-1 Visund

Visundfunnet ligger i blokk 34/8 og tilhører utvinningstillatelse 120, tildelt i 1985. Norsk Hydro er operatør. Det første funnet ble gjort i Brentgruppen med brønn 34/8-1 i 1986.

34/8-3 ble boret i 1988 og påviste hydrokarboner i et nordlig Brentsegment. I 1992 ble det boret tre brønner på strukturen, hvorav 34/8-4 A og 34/8-8 påviste olje i henholdsvis Staffjordformasjonen og Brentgruppen. I 1993 påviste 34/8-10 S hydrokarboner i flere reservoarlag. For å forbedre avgrensningen av oljereservoaret og verifisere fluidtype i Brentgruppen, ble 34/8-11 boret i årsskiftet 1993/94. Det er skutt 3D-seismikk over hele strukturen. Visund har påviste ressurser i Brentgruppen, Amundsen-, Staffjord- og Lundefformasjonene. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 47 millioner Sm<sup>3</sup> olje og kondensat og 51 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Havdyppet i området er 310-380 meter. Foreløpige planer går ut på en fasevis utbygging av funnet, med henholdsvis en olje- og en gassproduksjonsfase. Ulike utbyggingsløsninger vurderes, både selvstendige produksjonsinnretninger og innfasing til Gullfaks C. Plan for utbygging og drift kan bli lagt fram i 1995.

### 34/10-2 Gullfaks Sør

Gullfaks Sørfunnet ligger sentralt i blokk 34/10, omtrent 9 km sør for Gullfaks. Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, se beskrivelse av Gullfaks, kapittel 2.8.12.

Gullfaks Sørfunnet har en komplisert struktur. Det er påvist hydrokarboner i Brentgruppen og Statfjordformasjonen. Brentreservoaret inneholder både gass og olje. Det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter i Brentreservoaret. Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone enn Brent, med en liten gasskappe over. Det er boret ti hull til reservoarnivå på Gullfaks Sørfunnet. Operatøren har i 1994 fullført en ny seismisk tolkning av funnet. Denne nye tolkningen har ikke ført til store endringer i volum.

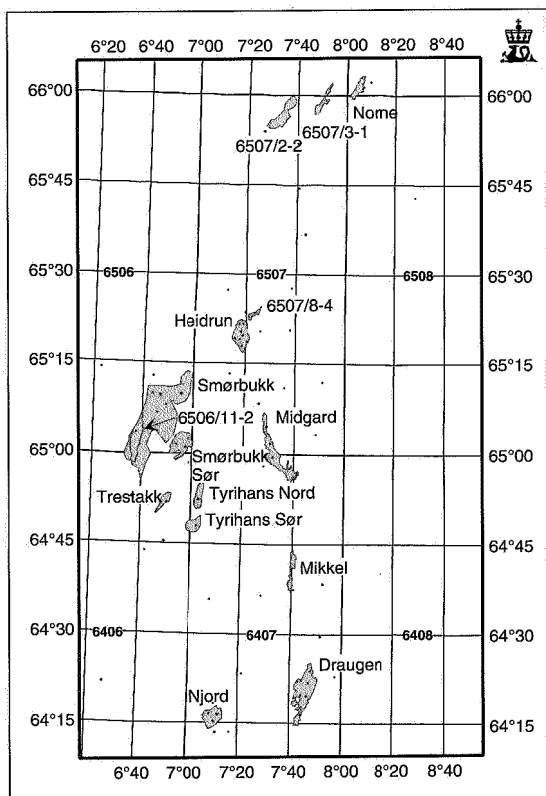
For Gullfaks Sør vurderes en rekke utbyggingsløsninger. Disse omfatter fellesløsninger med tilkobling av gass fra andre felt i området og med ulike transportløsninger.

### 34/10-17 Rimfaks

Rimfaks er nytt navn på 34/10-17 Beta. Operatøren har i 1994 foretatt en muligheitsstudie for funnet. Rimfaks ble oppdaget i 1983 med letebrønn 34/10-17 som er den eneste brønnen på strukturen. Rimfaks ligger på grenselinjen mellom blokk 34/10 og 33/12, ca 15 km sørvest for Gullfaksfeltet. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene.

Figur 2.6.d

Felt og funn i Norskehavet



Rimfaks består av flere forkastningssegment. Anslag over utvinnbar væske i Brentformasjonen er fra 11 millioner Sm<sup>3</sup> til 30 mill Sm<sup>3</sup>. Operatøren har i 1994 fullført arbeidet med en ny detaljert geologisk modell for feltet. Modellen er basert på informasjon fra brønnene 34/10-17 og 33/9-6, og på rekartlegging av feltet ved hjelp av ny 3D-seismikk. Operatørens nye volumberegninger konkluderer med en betydelig økning i anslaget av tilstedeværende olje og gass i feltet i forhold til tidligere. En avgrensingsbrønn vil bli boret tidlig i 1995 for å redusere usikkerheten i ressursgrunnlaget. Feltet planlegges trykkvedlikeholdt ved gassinjeksjon og med en utbyggingsløsning med undervannsrammer og motaksanlegg på Gullfaks A-innretningen. Basert på nåværende planer vil produksjonsstart være i 1998.

### Norskehavet

#### 6407/7-1 S Njord

Njord er et oljefunn i blokkene 6407/7 og 6407/10. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 107 og 132, som ble tildelt i henholdsvis 1985 og 1987. Totalt er det boret sju letebrønner i de to blokkene. Fire av disse har påvist olje i Ile-, Tilje- og Åreformasjonene av jura alder. Hovedstrukturen består av et vestlig og et østlig segment med et komplisert forkastningsmønster.

Det vestlige segmentet vurderes produsert ved trykkavlastning og begrenset vanninjeksjon, mens trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon vil være aktuelt for det østlige segmentet. Produksjonserfaring kan imidlertid føre til alternative dreneringsmekanismer. Reproduksjon og eksport av injisert gass kan bli aktuelt mot slutten av feltets levetid dersom en gassløsning på Haltenbanken blir realisert. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 35 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 7,2 milliarder Sm<sup>3</sup> assosiert gass.

Operatøren erklærte funnet drivverdig i oktober 1994. Rettighetshaverne tar sikte på å overlevere myndighetene en plan for utbygging og drift i 1. kvartal 1995.

#### 6507/11-1 Midgard, 6506/12-1 Smørbukk og 6506/12-3 Smørbukk Sør

Hoveddelen av Midgardfunnet ligger i blokkene 6507/11 og 6407/2, utvinningstillatelsene 062 og 074, med Saga Petroleum som operatør. Funnet ble påvist i 1981 og ligger på 250 - 270 meter vanddyp. Operatøren erklærte funnet drivverdig høsten 1991.

Det er i alt sju letebrønner i området, hvorav fire på strukturen som er inndelt i fire strukturelle segment. Funnet er i hovedsak et gassfunn med noe kondensat samt en tynn oljesone. Reservoaregenskapene er gode. Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 87 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, 1,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 13 millioner tonn NGL. Reservoaret planlegges produsert ved hjelp av trykkavlastning.

Hoveddelen av Smørbukkfunnet ligger i blokk 6506/12 som omfattes av utvinningstillatelse 094, tildelt i 1984. Statoil er operatør. Funnet ble påvist i 1985, og inneholder gass, kondensat og olje med forholdsvis høyt gass/olje-forhold. Vanddypet i området er ca 290

meter. Det er boret i alt fem letebrønner på Smørbukk, hvorav fire er i blokk 6506/12 og en i blokk 6506/11.

Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er 35 millioner tonn NGL og 95 milliarder Sm<sup>3</sup> utvinnbar gass. Anslaget for utvinnbare mengder av NGL forutsetter at en del av den produserte gassen reinjiseres i reservoaret.

Smørbukk Sør ligger i den sørlige delen av blokk 6506/12 og ble påvist i 1985, og er senere bekreftet av to avgrensingsbrønner. Statoil er operatør. Funnet ligger omtrent 10 km fra Smørbukk og vanddypt er 300 meter. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på Smørbukk Sør er 31 millioner Sm<sup>3</sup> olje/kondensat og 24 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Funnet ble erklært drivverdig i januar 1992.

Høsten 1994 inngikk Statoil og Saga Petroleum en samarbeidsavtale som innebærer at Statoil overtar operatøransvaret for Midgard. Statoil blir dermed operatør for alle tre funnene.

Rettighetshaverne i de tre funnene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard planlegger videre, innen 1. mars 1995, å underskrive en avtale som innebærer at funnene får en felles eiergruppering. Samordningsavtalen vil innebære at alle eierne har like forretningsmessige interesser i hvert av funnene. Dette vil i følge operatøren bidra til å sikre den nødvendige framdriften i arbeidet med å utvikle en felles, kostnadseffektiv utbyggingsløsning for funnene.

Operatøren har i løpet av høsten utarbeidet flere alternative utbyggingsløsninger for en samordnet utbygging av de tre funnene. Samtlige løsninger innebærer undervannsanlegg på Smørbukk Sør og Midgard og felt-senter på Smørbukk. Endelig valg av utbyggingsløsning vil ifølge operatøren bli foretatt i juni 1995, og en eventuell utbyggingsbeslutning vil avhenge av utfallet av de forestående gassallokeringene høsten 1995.

## 6608/10-2 Norne

Nornefunnet ligger i blokk 6608/10, 85 km nord for Heidrun og 200 km fra Nordlandskysten. Utvinningstillatelse 128 ble tildelt i 1986. Statoil er operatør. Funnet ligger i et område med 360 - 380 meter havdyp, og ble påvist i januar 1992. Oljedirektoratet har beregnet de utvinnbare ressurser til 76,2 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 15,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Plan for utbygging og drift (PUD) ble oversendt myndighetene i september 1994. Oljedirektoratets vurdering av PUD ble oversendt Nærings- og energidepartementet i desember 1994. Stortinget vil behandle PUD tidlig i mars 1995. Funnet planlegges utbygd med et undervannsbrønnsystem tilknyttet et kombinert produksjon- og lager-skip. Oljen vil transporteres fra feltet med skytteltankere. All gass planlegges injisert i reservoaret.

Utbyggingskonseptet er imidlertid tilrettelagt for framtidig gasseksport. Kostnadsestimatet for feltutbyggingen er på 7,8 milliarder kroner. Produksjonsstart er satt til juli 1997.

## 2.7 FELT BESLUTTET UTBYGD

### 2.7.1 GYDA SØR

Utvinningsstillatelse 019B.

### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	50,0000 %
BP Norway Limited U.A. (operatør)	26,6250 %
Norske Conoco A/S	9,3750 %
Norske AEDC Ltd.	5,0000 %
Norske MOECO Ltd.	5,0000 %
K/S A/S Pelican & Co	4,0000 %

### Felthistorie

Gyda Sør ligger i blokk 2/1 og utgjør en forlengelse av Gydafeltet mot sørøst, se figur 2.8.4.a. Plan for utbygging og drift av Gyda Sør ble godkjent ved kongelig resolusjon i juli 1993.

Det er boret to brønner på strukturen. Planlagt produksjonsstart på Gyda Sør er mars 1995. Siste planlagte produksjonsår er 2000.

### Reservoar

Det er ikke observert trykkommunikasjon mellom Gyda Sør og Gyda. Det er likevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vannsonen. Den seismiske kartleggingen viser at forkastninger deler Gyda Sør strukturen opp i flere segmenter. Det er uklart om forkastningene er forseglende.

Reservoaret er planlagt utvunnet med en langtrekkende brønn fra Gydainnretningen. Operatørens anslag for reservene i Gyda Sør er 1,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 0,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,2 millioner tonn NGL.

### Utbyggingsløsning

Den planlagte produksjonsbrønnen fra Gydainnretningen til Gyda Sør vil få en horisontal rekkevidde på ca 5 700 meter. Behandlingen av brønnstrømmen skal foregå med eksisterende anlegg på Gyda.

Utstyr for gassbehandling og spesielt gasseksport-kompressoren kan være begrensende faktorer for oljeproduksjonen på Gyda Sør.

### Transport

Gass- og oljeproduksjonen fra Gyda Sør vil bli transportert i transportsystemet for gass og olje fra Gydainnretningen. NGL-produksjonen vil hovedsakelig følge oljestrømmen.

### Kostnader

Totale investeringer på Gyda Sør ventes å bli ca 310 millioner 1994-kroner fra 1993 til 1998.

### 2.7.2 SLEIPNER VEST

Utvinningsstillatelse 046 og 029

### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(operatør)	49,5029 %
Esso Norge A/S	32,2394 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,8465 %
Elf Petroleum Norge A/S	8,4701 %
TOTAL Norge A/S	0,9411 %



**Felthistorie**

Sleipner Vest ligger i blokkene 15/6, 15/9 og 15/8, se figur 2.6.a. Utvinningstillatelsene 046 og 029 ble tildelt i henholdsvis 1969 og 1976.

Statoil er operatør for utvinningstillatelse 046, mens Esso er operatør for 029. Feltet ble funnet i 1974 ved undersøkelsesbrønn 15/6-3. Feltet ble godkjent utbygd i Stortinget i 1992. Sleipner Vest planlegges å være produksjonsklar i oktober 1996.

Det er per 1.7.1994 inngått samordningsavtale for de to utvinningstillatelsene.

**Reservoar**

Sleipner Vest er et gass/kondensatfelt. Reservoaret består av sandstein i Hugin-formasjonen avsatt i juraperioden. Reservene er anslått til 126,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 33,7 millioner tonn NGL. Gassen i Sleipner Vest inneholder opp til 9 volum % CO<sub>2</sub> (inngår ikke i anslaget for reserver).

**Utbyggingsløsning/transport**

Første fase av utbyggingen omfatter en brønnhodeinnretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering og fjerning av CO<sub>2</sub>, Sleipner T, se figur 2.8.7. Sleipner B vil bli plassert på den sørlige delen av Sleipner Vestfeltet med brønnstrømsoverføring til Sleipner T-innretningen.

Sleipner T vil bli plassert nær Sleipner A slik at man kan bruke felles hjelpesystemer. Videre utbygging av de nordlige områdene av Sleipner Vest planlegges gjennomført med undervanns brønnrammer eller brønnhodeinnretninger med brønnstrømsoverføring til Sleipner B.

Gassen inngår i et salgs- og injeksjonssamarbeid med Sleipner Øst. Sleipner Vest er tildelt gassalg i forbindelse med de kontrakter som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30 % opsjonene under Troll-salgavtalen.

NGL vil bli transportert til Kårstø gjennom felles kondensatrørledning fra Sleipner Øst.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 5 milliarder 1994-kroner i Sleipner Vestfeltet.

Totale investeringer er anslått å bli ca 19,5 milliarder 1994-kroner fra 1991 til 2010.

**2.7.3 FRØY**

Utvinningstillatelse 026 og 102.

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	53,9600 %
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	24,7573 %
TOTAL Norge A/S	15,2346 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6,0481 %

**Felthistorie**

Frøy ligger i blokk 25/2 og 25/5, se figur 2.8.9.a. Utvinningstillatelsene 026 og 102 ble tildelt i henholdsvis 1969 og 1985.

Feltet ble påvist i 1987 ved brønn 25/5-1. Plan for utbygging og drift av Frøy ble godkjent i Stortinget i mai 1992. Prosjektet er forsinket og planlagt produksjonsstart er endret fra januar 1995 til juli 1995. Forsinkelse og

kostnadsoverskridelse skyldes i hovedsak at ombyggingsarbeid på TCP2 (Frigg) ble mer omfattende enn planlagt.

**Reservoar**

Frøy er et oljefelt, og Oljedirektoratets anslag over reservene er 14 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

**Utbyggingsløsning/transport**

Feltet bygges ut med en brønnhodeinnretning med ett trinn separasjon. Olje og gass skal overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling og måling. Transport videre vil finne sted i eksisterende transport-system for gass til Storbritannia og i et nytt oljerør som ble satt i drift i 1994, Frostpipe, til Oseberg. Fem produksjonsbrønner er forboret i 1994.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 4,5 milliarder 1994-kroner i Frøyfeltet.

Totale investeringskostnader er anslått til 5,8 milliarder 1994-kroner.

**2.7.4 TROLL**

Utvinningstillatelse 054 og 085

**Rettighetshavere**

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

**Felthistorie**

Trollfeltet ligger i blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6, se figur 2.6.c. Utvinningstillatelse 054 (blokk 31/2) og 085 ble tildelt i henholdsvis 1979 og 1983. Feltet ble påvist i 1979 ved letebrønn 31/2-1 i Troll Vest. Denne delen av Trollfeltet ble erklært drivverdig i 1984. 15 brønner var til da blitt boret i blokken for å avgrense feltets utstrekning.

Med boringen av brønn 31/6-1 i 1983 ble gassressursene i Troll Øst påvist. Etterfølgende borer la grunnlaget for samordning av feltet mellom rettighetshaverne.

Utbyggingen av Troll, se figur 2.7.4, omfatter følgende faser:

- TOGI: Troll-Oseberg gassinjeksjon
- Troll I: Utbygging av gassreservene i Troll Øst
- Troll II: Utbygging av oljereservene i Troll Vest
- Troll III: Utbygging av gassressursene i Troll Vest.

**Reservoar**

Trollfeltet har en gasskolonne på over 200 meter med en underliggende oljekolonne. Den vestlige delen av feltet, Troll Vest oljeprovins, ligger hovedsakelig i blokk 31/2 og har en oljekolonne på 22-26 meter. I Troll Vest gassprovins er oljekolonnen 12-14 meter. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til fire meter. Re-

servoaret er av senjura alder og Sognefjordformasjonen utgjør hovedreservoaret for gassen og oljen i feltet.

Oljedirektoratets anslag for reservene for Troll Øst er 825 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 20 millioner tonn NGL. Oljereservene for Troll Vest oljeprovins er 61 millioner Sm<sup>3</sup>. Oljedirektoratets anslag for tilstedeværende oljeresurser i Troll Vest gassprovins er 421 millioner Sm<sup>3</sup>, og av dette er ca 10 millioner Sm<sup>3</sup> besluttet utbygd i forbindelse med vedtak om første undervannsinntallasjon (H-klyngen). Oljedirektoratet anslår de utvinnbare oljeresursene i de deler av gassprovinsen som ikke er besluttet utbygd til 35 - 40 millioner Sm<sup>3</sup>.

### TOGI

Det er bygget et undervannsproduksjonssystem, Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI), som styres fra Oseberg felt-senter og besørger leveranse av gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet. Produksjon og leveranse av TOGI gass startet i februar 1991. TOGI leverte 3,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til Oseberg i 1994.

Norsk Hydro er operatør for utbygging og drift av TOGI. I perioden 1987 til og med 1991 ble det investert ca 2,9 milliarder 1994-kroner i TOGI. Driftskostnadene for 1994 var ca 125 millioner kroner.

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

A/S Norske Shell er utbyggingsoperatør for Troll fase I. Statoil vil i henhold til avtale overta operatøransvaret når feltet kommer i drift. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i desember 1986. Operatøren ble bedt om å framlegge en revidert plan med en mer detaljert beskrivelse av innretning og prosessutstyr. En revidert plan ble godkjent i desember 1990.

Den reviderte utbyggingsplanen for Troll fase I innebærer at gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A-innretningen, med brønnstrømsoverføring til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes via to flerfaserørledninger. I behandlingsanlegget på land vil kondensatet bli skilt fra gassen og kondensatet vil bli transportert til Stureterminalen for videre transport til markedet. Tørrgassen vil bli komprimert og eksportert fra Kollsnesanlegget i rør til kontinentet.

Den første gassen ventes tilgjengelig på Troll A i 4. kvartal 1995, og gassleveransene til kjøperne er planlagt å starte 1.10.1996.

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 23,7 milliarder 1994-kroner i Troll fase I. Totale investeringer er antatt å bli ca 35 milliarder 1994 kroner fra 1979 til og med 2006.

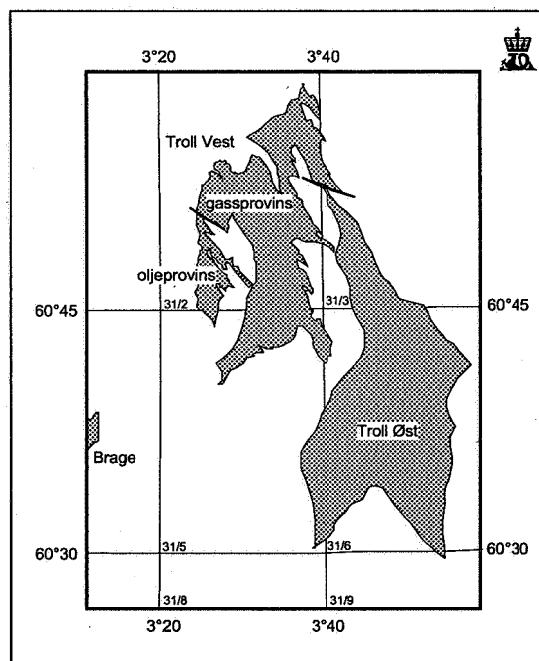
### Troll fase II: Utbygging av oljereservene i Troll Vest

Troll fase II omhandler utbygging av oljen i Troll Vest oljeprovins og første trinn i en stegvis utbygging av oljen i Troll Vest gassprovins (H-klyngen). Norsk Hydro er operatør både i utbyggings- og driftsfasen.

### Troll Vest oljeprovins

Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i Stortinget i mai 1992. Oljereservene i Troll Vest oljeprovins skal produseres fra Troll B-innretningen.

**Figur 2.7.4**  
**Trollfeltet**



I henhold til rettighetshavernes nåværende planer ventes produksjonsstart i oktober/november 1995, en til måneder før planlagt produksjonsstart i henhold til PUD.

Troll Vest oljeprovins vil bli bygget ut med 18 oljeproduksjonsbrønner og en gassinjeksjonsbrønn fordelt på i alt 4 undervannsstasjoner som koples opp til Troll B. Troll B vil i tillegg ha kapasitet til oppkopling av ytterligere 5 undervannsinntallasjoner fra Troll Vest gassprovins. Oljen transporteres fra Troll B-innretningen via Troll Oljerør, ca 90 km til Mongstad.

Samtidig med oljen vil betydelige mengder gass produseres, og denne vil bli eksportert fra Troll B i rørledning til Troll A-innretningen. Gassen ilandføres på Kollsnes sammen med gass/kondensat fra Troll fase I.

### Troll Vest gassprovins

Troll Vest gassprovins omhandler utbygging av den delen av Trollfeltet som ligger mellom Troll Øst og Troll Vest oljeprovins, se figur 2.7.4. Oljekolonnen er her 12 - 14 meter tykk.

Plan for utbygging og drift (PUD) av første undervannsinntallasjon for utvinning av olje sør i Troll Vest gassprovins (H-klyngen) ble godkjent ved kongelig resolusjon i mai 1994.

Undervannsinntallasjonen vil bli knyttet til stigerørsfundamentet (riser base) for Troll B-innretningen via to 7 km lange, parallelle rørledninger. Oljen blir prosessert sammen med olje fra Troll Vest oljeprovins. Produksjonsstart var i plan for utbygging og drift planlagt 1.10.1996, men er nå forventet å være 1.1.1996.

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 11,7 milliarder 1994-kroner i Troll fase II. Totale investeringer er antatt å bli ca 18,9 milliarder 1994-kroner fra 1991 til og med 1998.

### Troll fase III: Utbygging av gassressursene på Troll Vest

En framtidig utbygging av gassressursene i Troll Vest gassprovins vil utgjøre fase III i utbyggingen av Trollfeltet. Besluttet og framtidig utvinning av oljeressursene i Troll Vest (fase II) er tidskritisk i forhold til utvinning av gass fra både Troll Øst og Troll Vest.

Det er usikkert når et større gassuttak fra Troll Vest bør starte. Av reservoartekniske årsaker er det med dagens forståelse av reservoaret viktig at gassproduksjonen fra Troll Øst og Troll Vest avsluttes noenlunde samtidig.

Avklaring av disse forholdene vil være avgjørende for valg av konsept for Troll fase III og tidspunkt for produksjonsstart.

#### 2.7.5 STATFJORD NORD

Utvinningstillatelse 037

##### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	50,0000 %
Mobil Development Norway A/S	15,0000 %
Norske Conoco A/S	11,0420 %
A/S Norske Shell	10,0000 %
Esso Norge a.s.	10,0000 %
Saga Petroleum a.s.	1,8750 %
Amerada Hess Norge A/S	1,0420 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1,0420 %

##### Felthistorie

Statfjord Nord ligger i blokk 33/9, utvinningstillatelse 037, som ble tildelt i 1973, se figur 2.8.12.a. Plan for utbygging og drift av Statfjord Nord ble godkjent ved kongelig resolusjon i november 1990. Statoil er operatør for feltet. Produksjonsstart er januar 1995.

Det foreligger en samordningsavtale mellom Statfjord Nord og Statfjord Øst som innebærer at Statfjord Nord og Statfjord Øst har felles prosjektorganisasjon og benytter felles utstyr på Statfjord C. I 1994 solgte Amoco Norway A/S sin andel (1,0420 %) i utvinningstillatelse 037 til Norske Conoco A/S.

##### Reservoar

Reservene er anslått til 29 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette er basert på åtte produksjonsbrønner og oljeproduksjon fram til 2014. Feltet planlegges nå drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner.

Beslutning om eventuelt å bore to ekstra brønner vil ikke bli tatt før etter produksjonsstart for feltet.

##### Utbyggingsløsning/transport

Feltet bygges ut med havbunnsinnretninger som kobles til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene vil bestå av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen som består av olje, gass og vann vil bli overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Nord og Statfjord Øst vil benytte felles utstyr på Statfjord C.

Den første oljen fra Statfjord Nord ble levert på Mongstad 27.12.1994 av testefartøyet Crystal Sea.

##### Målesystem

Statfjord satellittene måles i et felles målesystem til fiskal standard på Statfjord C. Tilbakeallokering til den enkelte satellitt skjer på basis av testseparatormåling.

##### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 3,3 milliarder 1994-kroner i Statfjord Nord. Totale investeringer er antatt å bli ca 4 milliarder 1994-kroner fra 1990 fram til 2009.

#### 2.7.6 VIGDIS

Utvinningstillatelse 089

##### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	55,4 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	10,5 %
Idemitsu Petroleum Norge a.s	9,6 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,4 %
Saga Petroleum a.s(operatør)	7,0 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,6 %
Deminex Norge a.s	2,8 %
DNO Olje A/S	0,7 %

##### Felthistorie

Vigdis ligger i blokk 34/7, se figur 2.8.12.a. Utvinningstillatelse 089 ble tildelt i 1984. Den østlige delen av Vigdis ble påvist i 1986 med brønn 34/7-8. Det er senere boret tre brønner for videre utforskning og avgrensning av feltet. Plan for utbygging og drift ble godkjent ved kongelig resolusjon i desember 1994. Produksjonsstart er planlagt til juli 1997.

##### Reservoar

Store forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et vestlig, et midtre og et østlig segment. Reservoaret i det vestlige og midtre segmentet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen.

Reservene er anslått til 33,9 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 2,4 milliarder Sm<sup>3</sup> assosiert gass basert på 15 års produksjonstid. Det er potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer, spesielt i det østlige segmentet. Utvinningsmekanismen er trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon.

##### Utbyggingsløsning/transport

Feltet planlegges utbygd med havbunnskomplettete brønner, åtte produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Brønnstrømmen overføres til Snorre TLP for prosessering og måling. Den stabiliserte oljen sendes i et eget rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Gassen planlegges injisert i Snorre-reservoaret.

##### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 110 millioner 1994-kroner i Vigdisfeltet.

Totale investeringer er anslått til ca 4,9 milliarder kroner. Dette inkluderer modifikasjonsarbeid på Snorre og kostnader for oljeeksportør til Gullfaks A.

### 2.7.7 HEIDRUN

Utvinningstillatelse 095 og 124

#### Rettighetshavere etter samordning

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	76,2500 %
Norske Conoco A/S (operatør)	18,1250 %
Neste Petroleum a.s	5,0000 %
DNO Olje A/S	0,6250 %

#### Felthistorie

Feltet ligger i blokkene 6507/7 og 6507/8, se figur 2.6.d. Utvinningstillatelse 095 (blokk 6507/7) ble tildelt i 1984, og utvinningstillatelse 124 (blokk 6507/8) ble tildelt i 1986.

Heidrunfeltet ble oppdaget i 1985 og erklært drivverdig i desember 1986. Det ble framlagt plan for utbygging og drift av feltet i november 1987 som innbefattet tidligproduksjon. Planen ble godkjent, men rettighetshaverne avbrøt arbeidet med gjennomføringen av den godkjente løsningen. Operatøren la så fram en revidert plan i desember 1989. Denne planen ble godkjent i Stortinget i mai 1991. Beslutningen om disponering av den assosierte gassen ble imidlertid utsatt. I november 1991 la regjeringen fram en proposisjon med anbefaling om ilandføring av assosiert gass til Tjeldbergodden for metanolproduksjon. Denne løsningen ble godkjent i Stortinget i februar 1992.

Statoil vil overta etter Conoco som operatør for Heidrun i driftsfasen. Produksjonsstart er planlagt til høsten 1995.

#### Reservoar

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret består av flere geologiske formasjoner og forkastningssegmenter. Gasskappen bør ut fra hensyn til ressursutnyttelsen produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Det er stor usikkerhet knyttet til reserveanslaget for Heidrunfeltet. Oljedirektoratets reserveanslag er 87,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 37,8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Operatørens reserveanslag er 119 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 45 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Forskjellen i reserveanslag skyldes hovedsakelig ulik seismisk og petrofysisk tolkning.

#### Utbyggingsløsning/transport

Vanddyptet er ca 350 meter. Feltet blir utbygd med en flytende strekkstags-innretning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser. Det planlegges 35 produksjonsbrønner, 11 vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Seks av vanninjektorene vil være havbunnskompletterte. Produksjonskapasiteten for olje vil være 35 000 Sm<sup>3</sup> per dag, mens maksimal behandlingsskapasitet for vann og gass vil være henholdsvis 24 700 og 4,7 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Olje vil bli eksportert ved hjelp av et nytt konsept basert på direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet (DSL).

#### Gassdisponering

Assosiert gass vil bli injisert i reservoaret i perioden 1995 - 1996, og deretter ilandført til Tjeldbergodden for metanolproduksjon fra og med 1. kvartal 1997. Utvinning av gasskappen er ikke aktuelt før ved slutten av oljeproduksjonsperioden.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 22,2 milliarder 1994-kroner i Heidrun. Totale investeringer er antatt å bli ca 29,7 milliarder 1994-kroner fra 1988 til 2011.

## 2.8 FELT I PRODUKSJON

### 2.8.1 HOD

Utvinningstillatelse 033

#### Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company (operatør)	25,0000 %
Amerada Hess Norge A/S	25,0000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	25,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	25,0000 %

#### Felthistorie

Hodfeltet ligger i blokk 2/11, se figur 2.8.4.a. Utvinningstillatelse 033 ble tildelt i 1969, og feltet ble oppdaget i 1974. Feltet ligger rundt 12 km sør for Valhallfeltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert, og deler av det tilbakeleverte området er inngått i utvinningstillatelse 068. Plan for utbygging og drift av Hodfeltet ble godkjent i Stortinget i 1988 og produksjonen fra feltet startet i oktober 1990. Det ble boret en letebrønn fra produksjonsinnretningen våren 1994 på en kartlagt struktur i nord. Det ble funnet olje, og brønnen ble reklassifisert til produksjonsbrønn i juni 1994.

#### Utnyttelse av forekomstene

Hodfeltet er det sørligste kalkfeltet i norsk del av Nordsjøen og produserer fra reservoarsoner i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene. Det produseres fra fem brønner hvorav tre er horisontale. Reservene er anslått til 7,9 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 2,1 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,3 millioner tonn NGL.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning. Olje og gass blir adskilt ved hjelp av en separasjonsenhet og deretter målt før den sendes i rørledning til Valhall for ytterligere prosessering.

#### Transport

Olje og gass transporteres i felles rørledning til Valhall og deretter i eksisterende transportsystem til Emden og Teesside.

#### Målesystem

Olje og gass blir målt på Hod. Målesystemet inngår i Valhall/Hod-systemet for hydrokarbonfordeling.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 1,2 milliarder 1994 kroner. Totale investeringer på Hodfeltet fra og med 1988 til og med 2015 antas å bli 1,3 milliarder 1994-kroner.

Driftskostnader for 1994 var 260 millioner kroner, inkludert tariffer.

## 2.8.2 VALHALL

Utvinningsstillatelse 006 og 033

### Rettighetshavere i det samordnete Valhall

Amoco Norway Oil Company (operatør)	28,09377 %
Amerada Hess Norge A/S	28,09376 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	28,09376 %
Elf Petroleum Norge A/S	15,71871 %

### Felthistorie

Valhall ligger hovedsakelig i blokk 2/8, se figur 2.8.4.a, som inneholder 92,8 % av reservene (utvinningsstillatelse 006). De resterende 7,2 % av reservene ligger i blokk 2/11 (utvinningsstillatelse 033 hvor rettighetshaverne har en andel på 25 % hver).

Utvinningsstillatelse 006 ble tildelt i 1965 og utvinningsstillatelse 033 ble tildelt i 1969. Valhall ble oppdaget i 1975. Feltutviklingsplanen ble godkjent i Stortinget i 1977, og produksjonen startet høsten 1982.

### Utnyttelse av forekomstene

Valhallfeltet ligger sørøst for Eldfisk. Feltet produserer fra øvre kritt kalkstein, fra Tor- og Hodformasjonene. Det har blitt boret horisontale brønner på feltet siden 1991. Ved slutten av 1994 var 11 av 27 produksjonsbrønner horisontale.

Reservene er anslått til 100,7 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 26,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 4,1 millioner tonn NGL. Anslag

over utvinningsgraden av olje er ca 30 %. Et prøveprosjekt med vanninjeksjon i en brønn sentralt på feltet ble utført i perioden 1990-93. Rettighetshaverne startet høsten 1994 med planlegging av videre utbygging av feltet. En endret plan for utbygging og drift forventes framlagt våren 1995.

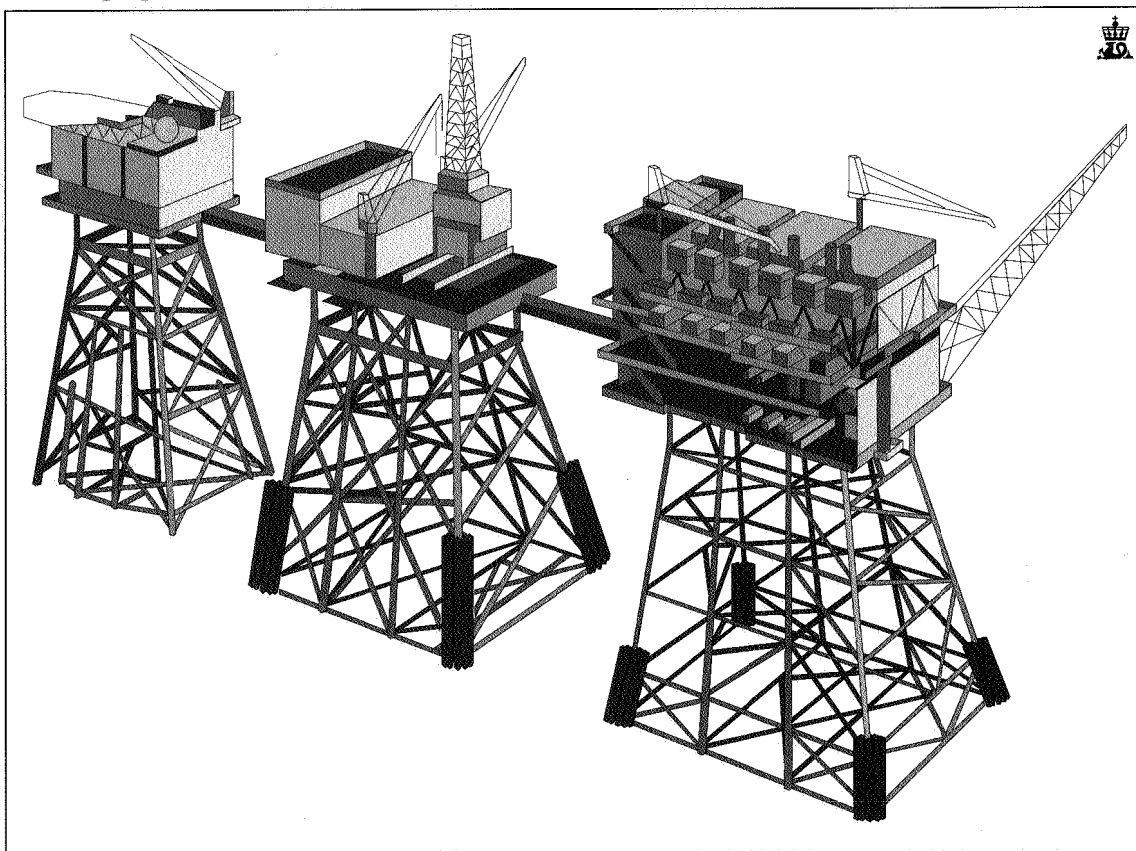
### Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhallfeltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.8.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen 2/4, som Phillips Petroleum Company Norway A/S har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk Senter. 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 fraksjonerings-tårn og transporteres deretter hovedsakelig i oljestrømmen.

### Transport

Olje inkludert NGL transporteres i rørledning til Ekofisk for videre transport til Teesside. Gass transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden.

Figur 2.8.2  
Innretninger på Valhall



**Målesystem**

Olje og gass blir målt fiskalt på stigerørsinnretningen 2/4-G. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling på Ekofisk.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 14,6 milliarder kroner. Totale investeringer på Valhallfeltet fra august 1977 til og med år 2030 antas å bli ca 22 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var 1,1 milliarder kroner, inkludert tariffer.

**2.8.3 TOMMELITEN GAMMA**

Utvinningstillatelse 044

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	70,6400 %
Norske Fina A/S	20,2300 %
Norsk Agip A/S	9,1300 %

**Felthistorie**

Utvinningstillatelse 044 ble tildelt i 1976 og omfatter blokk 1/9 sørvest for Ekofiskområdet, se figur 2.8.4.a. Tommeliten Gamma ble oppdaget i 1978. Plan for utbygging og drift av Tommeliten Gamma ble godkjent i Stortinget i 1986, og produksjonen startet i oktober 1988.

**Utnyttelse av forekomstene**

Reservoaret som består av kritt bergarter, ligger i Ekofisk- og Torformasjonen. Produksjonen fra Tommeliten Gamma behandles på Edda-innretningen. En del av gassen benyttes til gassløft på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Eddafeltet. Reserverne er anslått til 3,76 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 9,66 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,54 millioner tonn NGL.

**Produksjonsanlegg**

Gammastrukturen er bygget ut med havbunnskomplettete brønner. All produksjon blir transportert til Edda for første trinns separasjon.

**Transport**

Etter første trinns separasjon på Edda blir gassen fra Tommeliten Gamma overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre tørking, for deretter å transporteres i Norpipe til Emden. Oljen fra Tommeliten Gamma overføres fra Edda til Ekofisk Senter og transporteres videre gjennom rørledningen til Teesside.

**Målesystem**

Eksisterende målesystem er ombygget og oppgradert slik at det på Edda utføres separat måling av olje og gass både fra Eddafeltet og Tommeliten Gamma.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 3 milliarder 1994-kroner på Tommeliten Gamma som også er anslaget over totale investeringer fra 1986 til og med 1997. Driftskostnader i 1994 var ca 470 millioner kroner, inkludert tariffer.

**2.8.4 EKOFISKOMRÅDET**

Utvinningstillatelse 018

**Rettighetshavere**

Phillips Petroleum Company Norway A/S (operatør)	36,9600 %
Norske Fina A/S	30,0000 %
Norsk Agip A/S	13,0400 %
Elf Petroleum Norge A/S	7,5940 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6,7000 %
Total Norge A/S	3,5470 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1,0000 %
Elf Rex Norge A/S	0,8550 %
Norminol	0,3040 %

Utvinningstillatelse 018 omfatter feltene Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla og Vest Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda, Embla og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest Ekofisk i blokk 2/4, se figur 2.8.4.a.

Albuskjellfeltet, som ligger i blokkene 1/6 og 2/4, er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 011. Fordelingen på Albuskjellfeltet er som følger :

Phillipsgruppen	50,0000 %
A/S Norske Shell	50,0000 %

Torfeltet, som ligger i blokkene 2/4 og 2/5, er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 006. Fordelingen mellom utvinningstillatelsene på Torfeltet er som følger:

Phillipsgruppen	73,7487 %
Amoco gruppen (rettighetshaverne som på Valhall)	26,2513 %

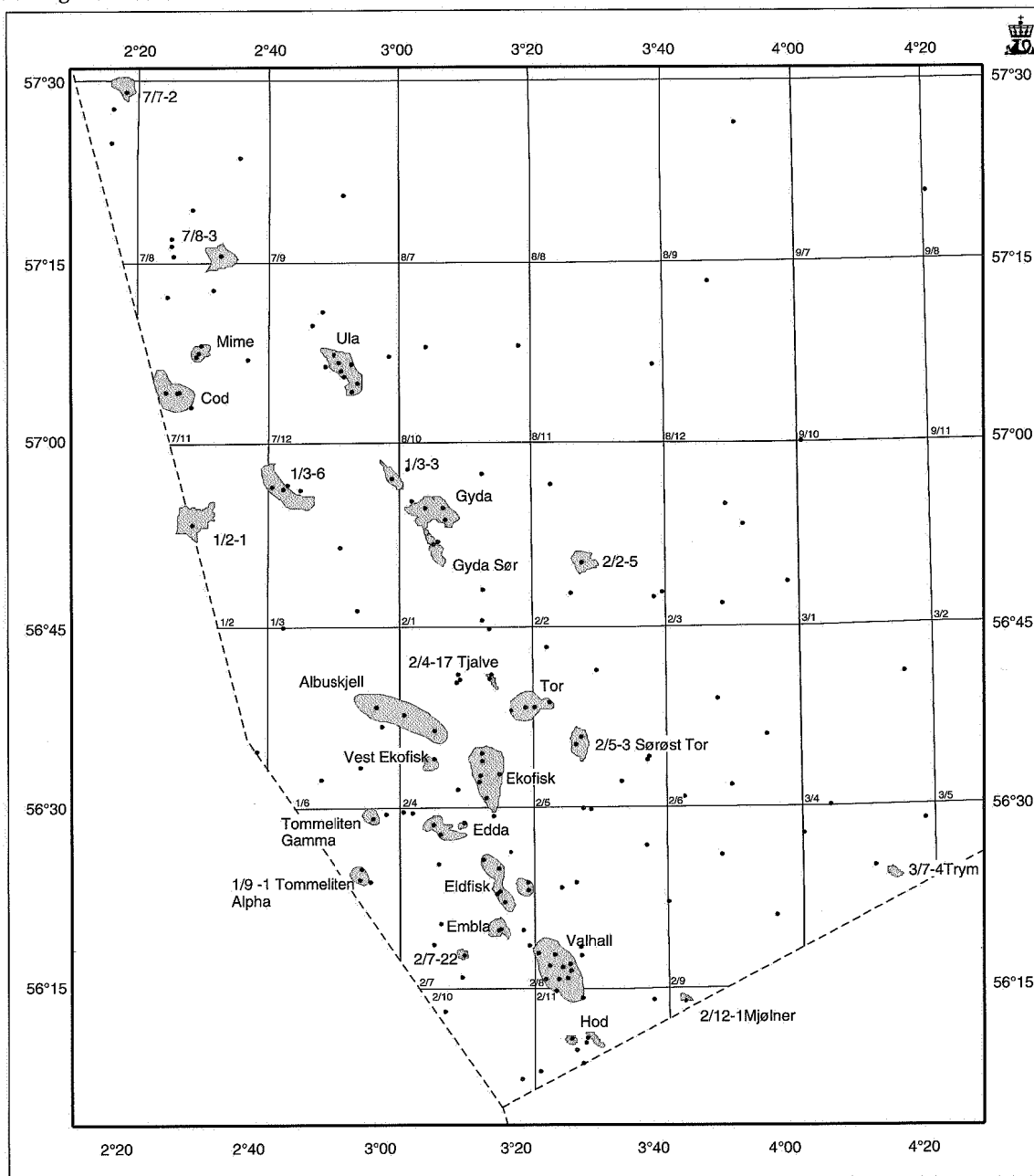
Som en følge av godkjenning av ny utbygging av Ekofiskfeltet, vil eierfordeling i utvinningstillatelse 018 bli endret fra 1.1.1999. SDØE vil få en andel på 5,0000 %. Nåværende rettighetshaveres andeler vil bli redusert tilsvarende.

**Felthistorie**

Ekofiskområdet består av åtte felt i produksjon: Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor og Vest Ekofisk, se figur 2.8.4.b. Codfeltet ble oppdaget i 1968. Ekofisk ble oppdaget i 1969 og ble, som første funn på norsk sokkel, erklært drivverdig i 1970. I perioden fra 1969 til 1974 ble de andre feltene i området oppdaget. Produksjon fra Ekofisk tok til i juni 1971. Det siste feltet som er blitt satt i produksjon i området, er Embla som startet produksjon i mai 1993.

Myndighetene krevde i 1993 at det ble framlagt en endret plan for utbygging og drift for utvinningstillatelse 018. Planen som ble godkjent i Stortinget i desember 1994, det såkalte Ekofisk II-prosjektet, innebærer to nye innretninger på Ekofisk. I løpet av 1996 vil en ny brønnhode-innretning med plass til 50 brønner være på plass. Høsten 1998 vil en ny prosess- og transportinnretning bli installert. Begge innretningene vil være dimensjonert til å tåle ytterligere 14 meter innsynkning av havbunnen grunnet reservoarkompaksjon. Planen innebærer at feltene Eldfisk

**Fig. 2.8.4.a**  
**Felt og funn i Ekofiskområdet**



og Embla vil bli knyttet opp til det nye senteret. Eventuell tilknytning av resterende felt i utvinningstillatelse 018 vil bli vurdert.

Feltene Cod og Embla produserer fra sandsteinsbergarter. De andre feltene i området produserer fra krittbergarter. Ekofiskfeltet er det største feltet i området. Reserver er anslått til 360 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 151 millioner Sm<sup>3</sup> gass. Eldfisk er det nest største feltet i området med reserver på 71 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 45 millioner Sm<sup>3</sup> gass. Figur 2.8.4.a viser feltenes beliggenhet.

#### Utnyttelse av forekomstene

Området er blitt bygd ut i flere trinn. Fra juni 1971 til mai 1974 ble det produsert olje fra fire brønner som var ferdigstilt på havbunnen på Ekofiskfeltet. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygget ut og tilknyttet Ekofisk Senter samtidig som det ble lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Rørledningene ble satt i drift henholdsvis i 1975 og i 1977. Før gassrørledningen ble ferdigstilt, ble den produserte gassen reinjisert i Ekofiskfeltet. Neste trinn i utbyggingen besto av tilknyt-

ningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter. Embla er bygd ut med en ikke-permanent beman- net brønnhodeinnretning som fjernstyres fra Eldfisk Alpha. Alle feltene i Ekofiskområdet ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme.

Begrenset gassinjeksjon, implementering av fullskala vanninjeksjon samt bedre forståelse av reservoaret har bidratt til en betydelig økning av utvinningsgraden på selve Ekofiskfeltet. Anslaget for utvinningsgraden av olje har her økt fra opprinnelig ca 18 % til over 35 %. Det blir produsert fra to formasjoner på Ekofiskfeltet, Torformasjonen og den overliggende Ekofiskformasjonen. Vanninjeksjon startet i 1981 med et begrenset feltforsøk i Torformasjonen. Injeksjon i større skala startet i 1987. Etter hvert har området for vanninjeksjon blitt utvidet, først til nedre del og i 1993 også til øvre del av Ekofisk- formasjonen. Det er i løpet av 1993/94 blitt boret to horisontale brønner på feltet. Foreløpig virker produksjo- nen fra disse lovende med hensyn på framtidig drene- ring av flankerområdene. Operatøren vurderer ellers mu- lighetene til å øke oljeutvinningen fra feltet ytterligere med både konvensjonelle metoder og mer avanserte metoder som kombinert gass- og vanninjeksjon samt bruk av kjemikalier. Eldfiskfeltet produserer fra tre se- parate strukturer med trykkavlastning. Utvinningsgraden for oljen er lav, ca 19 %. Det er i løpet av 1994 blitt boret fire horisontale brønner på Eldfisk, tre på 2/7-B-struktu- ren og en på 2/7-A-strukturen. Ulike metoder for å øke utvinningen utover de foreløpige planer blir vurdert.

På Torfeltet ble det i 1992 igangsatt vanninjeksjon via én brønn. I løpet av 1994 er injeksjonskapasiteten blitt oppgradert. Det blir nå injisert i to brønner på feltet. Den første horisontale brønnen som ble boret i Ekofiskområ- det ble satt i produksjon på Torfeltet i 1992.

Embla var opprinnelig planlagt bygget ut i flere faser. Senere er utbyggingen begrenset til en brønnhodeinnretning med plass til 18 brønner. I september 1993 var totalt 4 brønner satt i produksjon. I desember 1994 mottok myn- dighetene en endret plan for utbygging og drift av Embla.

### Innsynkning

Havbunnsinnsynkning er registrert over feltene Ekofisk, Eldfisk og Vest Ekofisk. I november 1984 ble det konsta- tert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Må- linger som siden er utført, viser en total innsynkning per 15.12.1994 på 6,3 meter. Figur 2.8.4.c viser målte innsynkningsverdier ved 2/4-H i tidsrommet 1985 - 94. Innsynkningsraten i 1994 var i overkant av 35 cm per år.

Havbunnsinnsynkningen skyldes at den høyporøse re- servoarbergarten presses sammen av vekten av over- liggende bergarter ved uttak av hydrokarboner fra reser- voaret. Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvor- dan reservoarvolum-reduksjonen foregår og hvordan denne overføres til havbunnen. For å begrense videre innsynkning og brønnproblemer relatert til kompaksjon i reservoaret på Ekofisk, skal netto reservoaruttak på feltet begrenses. Dette gjøres ved en kombinasjon av vann- og gassinjeksjon. I 1994 er i gjennomsnitt 110 000 m<sup>3</sup> vann og 2 millioner Sm<sup>3</sup> gass blitt injisert per dag for å balan- sere uttaket av olje og gass.

### Transport

Gassen transporteres via rørledning til Emden. Oljen som inneholder NGL-fraksjonen, sendes i rørledning til Teesside. Transportkapasiteten er her øket ved å øke operasjonstrykket. Det tilsettes dessuten friksjons- hindrende kjemikalier slik at total transportkapasitet i dag er over 95 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Under vedlikeholdsstansen i august 1994 ble det på oljerøret til Teesside montert inn et Y-stykke ca 50 km fra Ekofisk. Dette muliggjør tilkob- ling av oljerør fra J-blokk på britisk sokkel og eventuelt andre britiske felt.

### Målesystemer

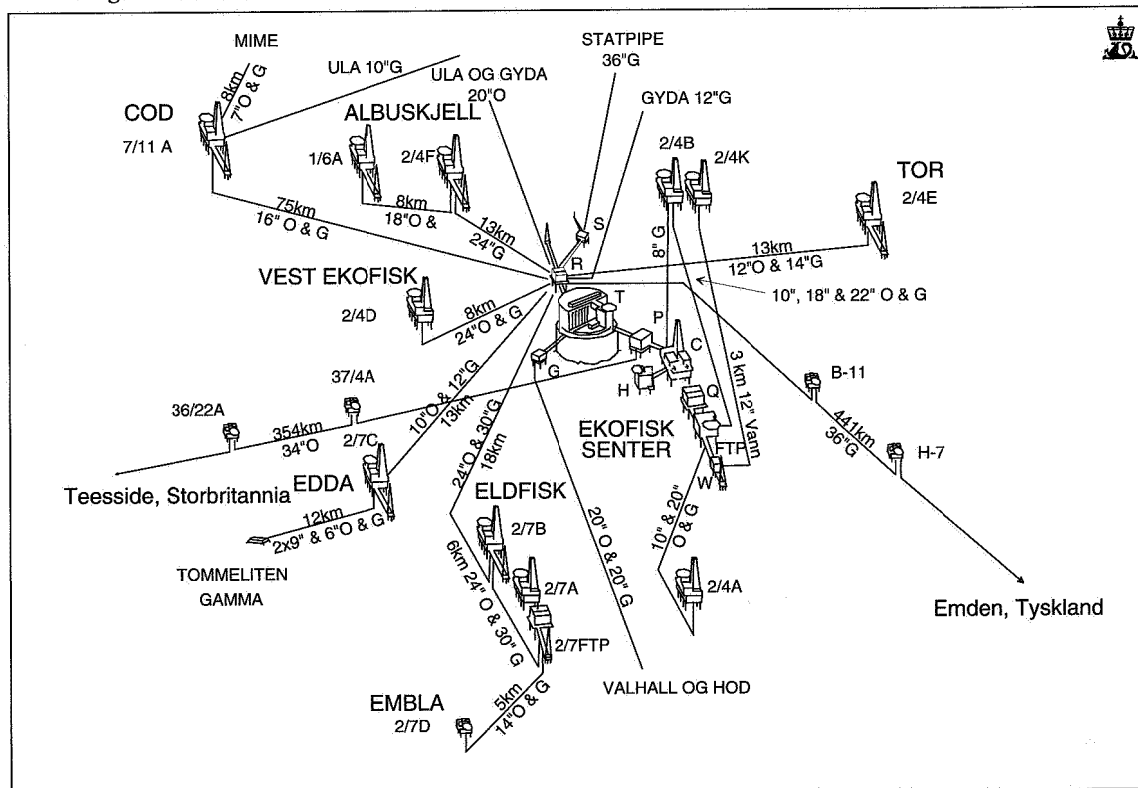
Salgsmåling av olje, NGL og naturgass blir foretatt ved terminalene i Teesside og Emden. Totale olje- og gass- leveranser til Teesside- og Emdenrørledningene fra om- rådet måles og analyseres på Ekofisktanken. I tillegg måles olje- og gassproduksjon på de enkelte satellittinnretninger før rørledningstransport til Ekofisk Senter, med unntak av produksjon fra feltene Vest Ekofisk og Ekofisk som måles på Ekofisktanken. Det er utført oppgradering og modernisering av teknisk utstyr på målestasjonene i Teesside, Emden og på Ekofisk, Eldfisk og 2/4-G i 1994.

### Kostnader

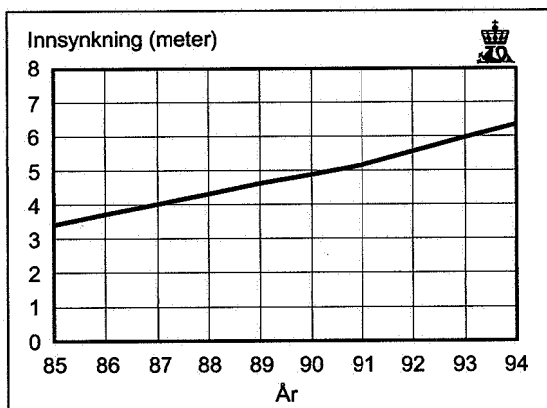
Ekofisk II skal være ferdigstilt i 1998. I perioden 1994 - 1998 er Ekofisk II-investeringer anslått til 19 milliarder 1994 kroner. Av dette beløpet utgjør investering i ny prosess- og transportinnretning 9,8 milliarder kroner og in- vesteringer knyttet til en ny brønnhodeinnretning 4,6 mil- liarder kroner. Driftskostnadene vil bli betydelig redusert i forbindelse med igangsetting av Ekofisk II. Driftskost- nader for 1994 var i overkant av 8 milliarder kroner, in- kludert tariffer. Dette beløpet vil bli redusert til rundt 4 milliarder kroner i år 2000.



**Fig. 2.8.4.b**  
Innretninger i Ekofiskområdet



**Fig. 2.8.4.c**  
Ekofiskfeltet  
Total havbunnsinnsynkning målt ved 2/4-H



## 2.8.5 Gyda

Utvinningstillatelse 019B

### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50,000 %
BP Norway Limited U.A. (operatør)	26,625 %
Norske Conoco A/S	9,375 %
Norske AEDC Ltd.	5,000 %
Norske MOECO Ltd.	5,000 %
K/S A/S Pelican & Co	4,000 %

### Felthistorie

Gydafeltet ligger i blokk 2/1, se figur 2.8.4.a. Feltet ble påvist i 1985. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget våren 1987. Produksjonen på Gydafeltet startet i juni 1990.

### Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av øvre jura sandstein. De totale reserver er anslått til 30,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 3,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 1,7 millioner tonn NGL. Gyda produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme.

Oljeproduksjonen i 1994 har vært høyere enn prognosert da det er påtruffet sandstein med meget gode produksjonsegenskaper i den nordvestlige delen av feltet, C-sanden. Siste produksjonsår er anslått til 2008.

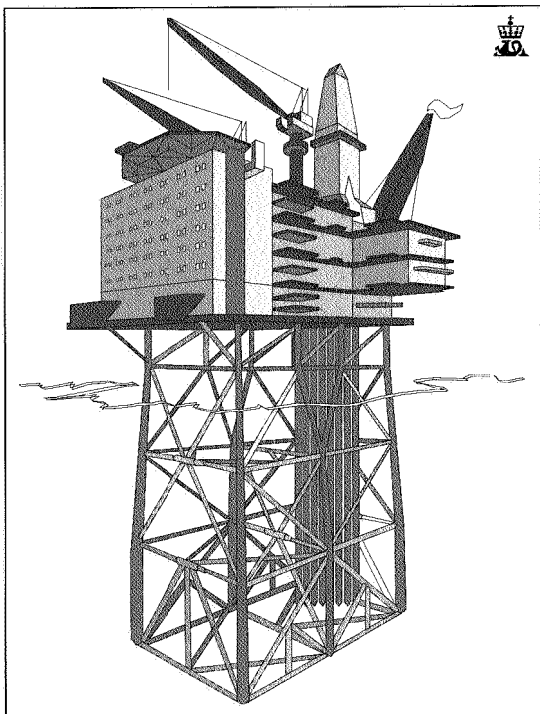
### Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 2.8.5. Produksjonskapasiteten er for tiden på 14 000 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. I forbindelse med produksjon fra Gyda Sør vurderes det å øke gasskapasiteten ved modifikasjoner av eksisterende gasseskportkompressor.

### Transport

Oljen transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula og videre til Teesside. Gassen transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden.

**Figur 2.8.5**  
**Innretning på Gyda**



#### Målesystem

Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 8,5 milliarder 1994-kroner i Gydafeltet. Totale investeringer ventes å bli ca 9,1 milliarder 1994-kroner fra 1988 og fram til år 2000. Driftskostnadene for 1994 var ca 1 milliard kroner, inkludert tariffer.

### 2.8.6 ULA

Utvinningstillatelse 019A

#### Rettighetshavere

BP Norway Limited U.A. (operatør)	57,5000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15,0000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12,5000 %
Norske Conoco A/S	10,0000 %
K/S A/S Pelican & Co	5,0000 %

#### Felthistorie

Feltet ligger i blokk 7/12, se figur 2.8.4.a. Det ble funnet i 1976. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1984. Produksjonen fra Ulafeltet startet i oktober 1986.

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av jura sandstein. Ula produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme. Vannfronten avanserer nå fra nord og øst mot de sentrale deler av feltet, og produksjonen har nå en økende andel vann. Produksjo-

nen vil avta gradvis fram til anslått produksjonsstans i år 2007.

Testproduksjon fra et underliggende triasreservoar skal starte i 1995. Formålet med testen er å undersøke volum, produktivitet og eventuell kommunikasjon med reservoaret i Ulaformasjonen. Operatørens reserveanslag for triasreservoaret er i størrelsesorden 0,1 - 0,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stål-innretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 2.8.6.

Produksjonskapasiteten er for tiden på 24 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 1,6 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten ble oppgradert i 1992 til 32 000 m<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten for behandling av produsert vann er i 1994 økt fra 6500 m<sup>3</sup> per dag til ca 19 000 m<sup>3</sup> per dag.

Fra midten av desember 1994 blir alt produsert vann på Ula reinjisert. Samtlige 18 brønnsliiser er nå tatt i bruk. Nye brønner planlegges sideboret fra eksisterende brønner.

#### Transport

Oljen transporteres i rør via Ekofisk til Teesside. Statoil er operatør for rørledningen. Gassen transporteres i rørledning via Cod til Ekofisk og videre til Emden.

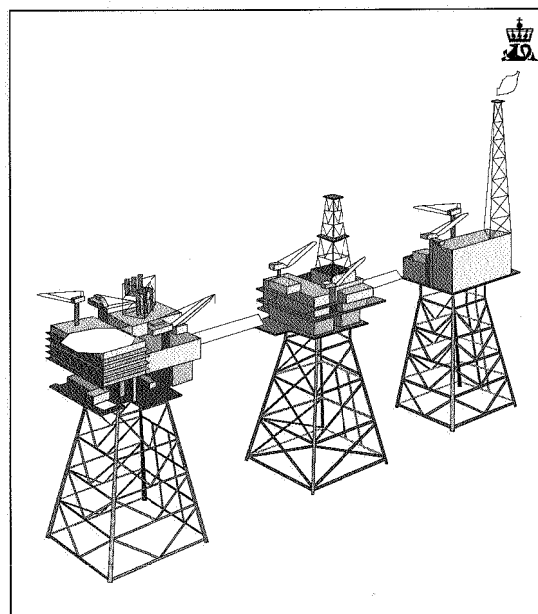
#### Målesystem

Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 12 milliarder 1994-kroner i Ulafeltet. Totale investeringer er antatt å bli

**Figur 2.8.6**  
**Innretninger på Ula**



ca 12,9 milliarder 1994-kroner fra 1983 til 2000. Drifts-kostnader for 1994 var ca 1,8 milliarder kroner, inkludert tariffer.

## 2.8.7 SLEIPNEROMRÅDET

### 2.8.7.1 Sleipner Øst

Utvinningsstillatelse 046

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	49,6000 %
Esso Norge A/S	30,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9,0000 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

#### Felthistorie

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9, se figur 2.6.a. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1986. Produksjonsstart for Sleipner Øst var i august 1993.

#### Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist to reservoarlag i Sleipner Øst, ett i tertiær, Heimdalformasjonen, og ett i jura/trias, Hugin-formasjonen. Reservene er anslått til 47,8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og

30,4 millioner tonn NGL. Det er nå boret ni brønner fra Sleipner A-innretningen, sju gassprodusenter og to gassinjektorer. I tillegg er det boret to produksjonsbrønner fra bunnrammen på Sleipner Øst. Det er planlagt å bore nye brønner fra Sleipner A-innretningen fram til 1997. Dette er både produksjons- og injeksjonsbrønner. Det er besluttet å reinjisere gass i Sleipner Øst for å øke kondensatutvinningen fra feltet. Det er skutt ny 3D-seismikk over feltet i 1994, for å gi bedre informasjon både om Heimdal- og Hugin-formasjonene.

#### Produksjonsanlegg

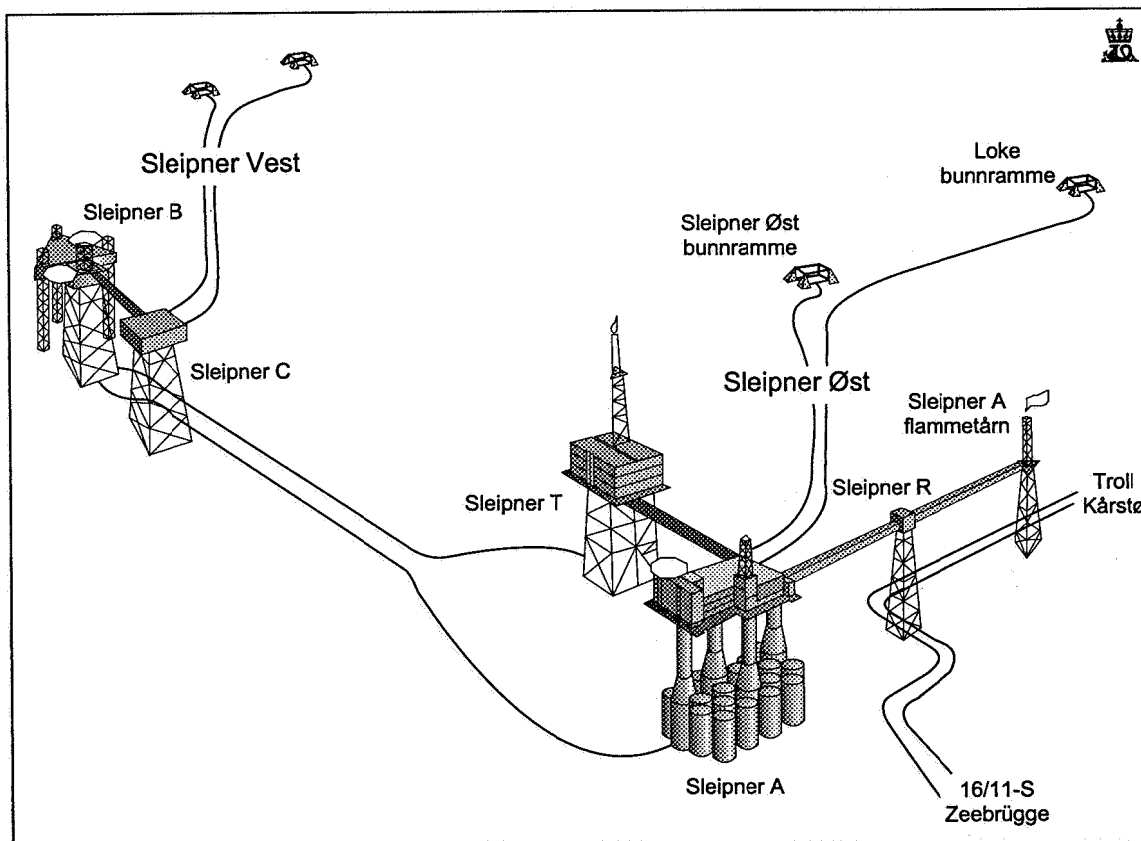
Sleipner Øst er bygget ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skaftet understell i betong, se figur 2.8.7.

I tillegg er det bygget en egen stigerørsinnretning med broforbindelse til prosessinnretningen samt installert en bunnramme med to brønner for drenering av den nordlige del av feltet.

#### Transport

Kondensatet blir ilandført til Kårstø gjennom en 508 mm diameter rørledning fra Sleipner A-innretningen til Kårstø, lengde 250 km. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia og gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Tyskland.

Figur 2.8.7  
Eksisterende og planlagte innretninger i Sleipnerområdet



**Målesystemer**

Produsert gass og kondensat måles på innretningen til fiskal standard.

Norsk Hydro Produksjon a.s	6,2280 %
TOTAL Norge A/S	4,8200 %
Saga Petroleum a.s	3,4710 %
Ugland Construction Company A/S	0,1690 %

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 22,5 milliarder 1994-kroner i Sleipner Østfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 23 milliarder 1994-kroner fra 1987 til 1996.

Driftskostnadene for 1994 var ca 2 milliarder kroner, inkludert tariffer.

**2.8.7.2 Loke**

Utvinningsstillatelse 046

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	49,6000 %
Esso Norge A/S	30,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9,0000 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

**Felthistorie**

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976, og er den samme som for Sleipner Øst, se figur 2.6.a. Feltet ble påvist med brønn 15/9-17 i 1983. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1991, og produksjonsstart for Loke var i september 1993.

**Utnyttelse av forekomstene**

Det er påvist to reservoarlag tilsvarende reservoarlagene i Sleipner Øst, men det er kun reservoaret i Heimdalformasjonen som blir drenert. Heimdalformasjonen i Loke er i trykkommunikasjon med Heimdalformasjonen i Sleipner Øst. Produksjon av Sleipner Øst vil påvirke trykket i Loke. Produksjonen fra Loke vil derfor forhindre at store hydrokarbonmengder går tapt i vannsonen mellom Loke og Sleipner Øst.

Loke blir drenert med én brønn. Reservene for Heimdalformasjonen er anslått til 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 0,42 millioner tonn NGL.

**Produksjonsanlegg**

Loke blir produsert med et undervanns produksjonssystem med brønnstrømsoverføring til Sleipner A-innretningen, se figur 2.8.7.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 650 millioner 1994-kroner i Lokefeltet, som også vil utgjøre de totale investeringene for feltet. Driftskostnadene for 1994 var ca 98 millioner kroner, inkludert tariffer.

**2.8.8 HEIMDAL**

Utvinningsstillatelse 036

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40,0000 %
Marathon Petroleum Company (Norway)	23,7980 %
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	21,5140 %

**Felthistorie**

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, se figur 2.8.9.a.

For den delen av utvinningsstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett.

Feltet ble påvist i 1972, og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Ilandføring av gass til kontinentet ble godkjent i Stortinget i 1981 og ilandføringsløsningen av kondensat til Storbritannia ble godkjent i Stortinget i 1983. Produksjon fra Heimdalfeltet startet i 1985.

**Utnyttelse av forekomstene**

Feltet produserer fra Heimdalformasjonen som er en paleocen sand. Reservene er anslått til 38,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 6,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje/kondensat.

Det er boret ti brønner fra innretningen på feltet, ni produksjonsbrønner og en observasjonsbrønn. På grunn av feltets kraftige vannnivå, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye. Produksjonen er på platårate.

I oktober 1992 ble en forekomst i jura, under hovedreservoaret, vedtatt utbygget. Forekomsten viste seg å være mindre enn antatt, og det er besluttet ikke å produsere fra dette reservoaret.

**Produksjonsanlegg**

Heimdalfeltet er bygd ut med en integrert stålinnretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 2.8.8.

Leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Det er blitt påvist en del korrosjon i produksjonsanleggene på innretningen. Dette er i løpet av 1994 blitt reparert, slik at innretningen igjen har full produksjonskapasitet.

**Transport**

Gassen fra Heimdalfeltet blir transportert i Statpipe. Rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipesystemet på stigerørsinnretning 16/11-S. Kondensatet transporteres fra Heimdal til Brae i britisk sektor i en egen rørledning. Fra Braefeltet går kondensatet til Cruden Bay i Skottland.

**Målesystem**

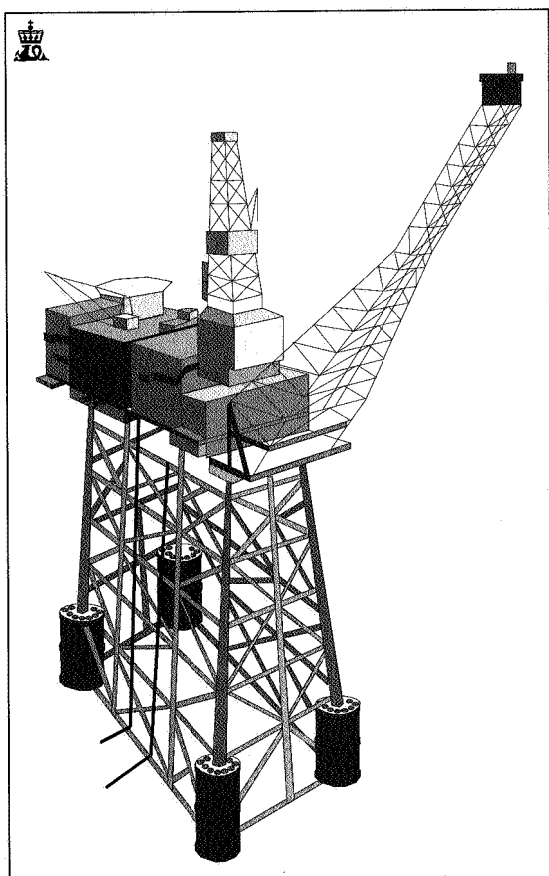
Både gass- og kondensatproduksjonen måles til fiskal standard på innretningen.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 14 milliarder 1994-kroner på Heimdal som også er anslaget over totale investeringer på feltet fra 1981 til 1998.

Driftskostnader for 1994 var ca 2,3 milliarder kroner, inkludert tariffer.

**Figur 2.8.8**  
**Innretning på Heimdal**



## 2.8.9 FRIGGOMRÅDET

### 2.8.9.1 Frigg

Utvinningsstillatelse 024

#### Rettighetshavere

Norsk del (60,8200 %)	
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	25,1910 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	19,9920 %
TOTAL Norge A/S	12,5960 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	3,0410 %

#### Britisk del (39,1800 %)

Elf Exploration UK Ltd	26,1200 %
Total Oil Marine Ltd	13,0600 %

#### Felthistorie

Elf Petroleum Norge A/S er operatør for Friggfeltet og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørledningssystemet og St. Fergus-terminalen i Skottland. Friggfeltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og i blokkene 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel, se figur 2.8.9.a. Feltet er samordnet og 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne.

Friggfeltet ble påvist i 1971 og vedtatt utbygget i Stortinget i 1974. Produksjonen startet i september 1977.

#### Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer gass fra Friggformasjonen som er en eocen sand. Reservene er anslått til 184 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. På CDP1 er alle produksjonsbrønnene permanent plugget, mens det på DP2 er 15 brønner tilgjengelig for produksjon. Alle disse har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 omfatter en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra fase 1 startet i september 1977.

Fase 2 omfatter en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra fase 2 startet sommeren 1978. Figur 2.8.9.b viser innretningene på Friggfeltet.

Fase 3 av utbyggingen omfatter installasjon av tre turbindrevne kompressorer på innretning TCP2. Kompressoranelegget er nødvendig for å kompensere for redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981.

Gass fra Nordøst Frigg (fram til 8.5.1993), Odin (fram til 1.8.1994), Øst Frigg og Lille-Frigg blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse feltene er installert på TCP2. Transport av gass fra Alwyn Northfeltet på britisk side foregår via TP1. TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 er modifisert for å tilpasse kompressoranelegg til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder. Etter at Odin avsluttet produksjonen, er hovedkompressorene nedstengt. I tillegg er to av tre prosesslinjer på TCP2 tatt ut av bruk. På TCP2 er det utført modifikasjonsarbeider for å kunne prosessere gass fra Frøy. Dette arbeidet vil fortsette i 1995.

#### Transport

Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to 813 mm diameter rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet ble det i 1983 installert to turbindrevne kompressorer hver på 38 000 HK, på pumpeinnretningen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland.

Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odinfeltet. Som følge av redusert behov for transportkapasitet er disse kompressorene nå fjernet, og innretningen avmannet.

#### Målesystem - Friggområdet

Gasseksport inn på rørledningen til St. Fergus måles samlet for de norske feltene i Friggområdet til fiskal standard.

Friggfeltets bidrag bestemmes ved at total gasseksport fratrekkes bidragene fra Øst Frigg og Lille-Frigg. Utskilt kondensat måles separat og transporteres i oljeledningen (Frostpipe) til Oseberg og videre til Stureterminalen.

### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 25 milliarder 1994-kroner på Frigg som også er anslaget over totale investeringer i den norske delen av feltet over feltets levetid. Driftskostnader for 1994 var ca 400 millioner kroner, inkludert tariffier. Driftskostnader for transport-systemet kommer i tillegg.

#### 2.8.9.2 Øst Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1), utvinningsstillatelse 026 (blokk 25/2) og utvinningsstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985), se figur 2.8.9.a.

#### Rettighetshavere i det samordnede Øst Frigg

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	37,225 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32,112 %
TOTAL Norge A/S	20,232 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	10,431 %

### Felthistorie

Øst Frigg som er et gassfelt, består av to strukturer som ligger i blokkene 25/1 og 25/2. Reservene er fordelt med 21,593 % på utvinningsstillatelse 024, 77,536 % på utvinningsstillatelse 026 og 4,871 % på utvinningsstillatelse 112. Ilandføringssøknaden ble godkjent i 1984. Produksjonen kom i gang i august 1988, og salget av gass startet i oktober 1988.

#### Utnyttelse av forekomstene

De to hovedstrukturene, Alpha og Beta, ble oppdaget henholdsvis i 1973 og 1974. De er en del av samme trykksystem som Friggfeltet. Reservene er anslått til 8,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette er fordelt med 5,4 milliarder Sm<sup>3</sup> i Alpha-strukturen og 3,5 milliarder Sm<sup>3</sup> i Beta-strukturen. Det var opprinnelig 5 produksjonsbrønner på feltet, 1 av disse er permanent nedstengt og 1 er midlertidig nedstengt fra 1.11.94.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingen av Øst Frigg består av to bunnrammer for produksjonsbrønner med felles gassrørledning til TCP2. Disse undervannsproduksjonssystemene fjernstyres fra Frigg. Gassen prosesseres på TCP2 og sendes inn i Friggfeltets transportsystem. Gassen selges til British Gas Corporation innenfor den eksisterende salgavtalen.

### Kostnader

Totale investeringer på feltet forventes å bli 2,8 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var ca 400 millioner kroner, inkludert tariffier.

#### 2.8.9.3 Lille-Frigg

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningsstillatelse 026, se figur 2.8.9.a.

#### Rettighetshavere

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	41,4200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32,8700 %
TOTAL Norge A/S	20,7100 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5,0000 %

### Felthistorie

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1969. I 1975 ble det påvist hydrokarboner i undersøkelsesbrønn 25/2-4. Etter boring av brønn 25/2-12 i 1988, startet arbeidet med en drivverdighetserklæring. Plan for utbygging og drift ble godkjent ved kongelig resolusjon i september 1991 og produksjonen startet i mai 1994.

### Reservoar

Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelsen av Heimdalryggen. Anslag over reserver er 7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 3,6 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat som selges som olje.

#### Utbyggingsløsning/transport

Lille-Frigg er bygget ut med en undervannsinnetning som fjernstyres fra Frigg. Utbyggingen er basert på tre produksjonsbrønner med trykkavlastning som produksjonsmekanisme. Det er muligheter for tilknytning av to ekstra brønner. Ubehandlet brønnstrøm overføres under høyt trykk direkte til Frigg for behandling. Gassen transporteres videre til St.Fergus i eksisterende rørledning. Stabilisert kondensat transporteres i Frostpipe til Oseberg og sendes derfra videre til oljeterminalen på Stura.

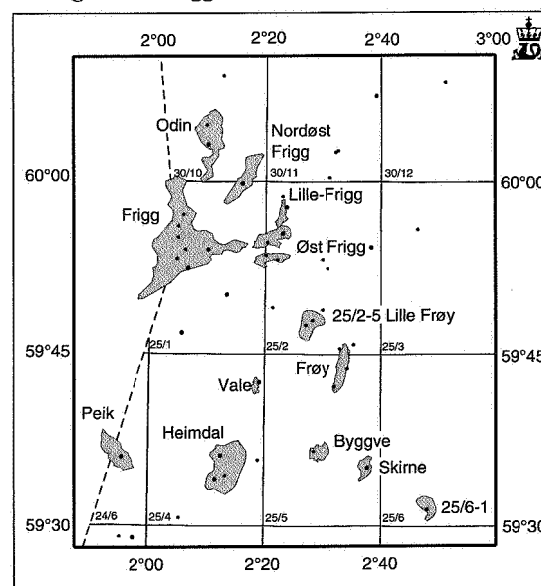
#### Måling

Kondensatet som transporteres i Frostpipe-rørledningen måles på Frigg til fiskal standard. Gasseksport til St Fergus måles på Frigg.

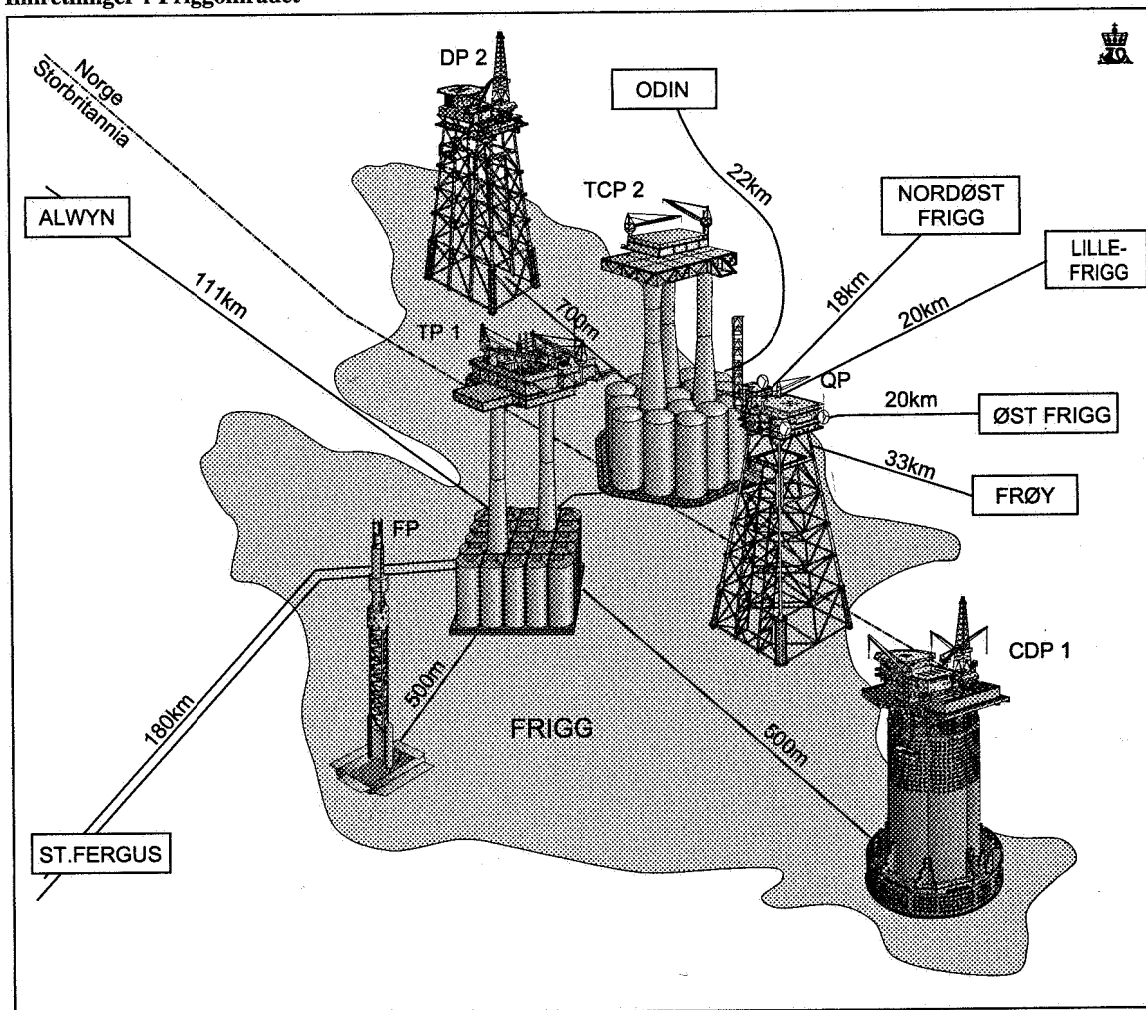
### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert i ca 4 milliarder 1994-kroner på Lille-Frigg som også er anslaget over totale investeringer på feltet over dets levetid. De totale driftskostnadene for 1994 var ca 270 millioner kroner, inkludert tariffier.

Figur 2.8.9.a  
Felt og funn i Friggområdet



Figur 2.8.9.b  
Innretninger i Friggområdet



## 2.8.10 OSEBERGOMRÅDET

### 2.8.10.1 Oseberg

Utvinningsstillatelse 053 og utvinningsstillatelse 079

#### Rettighetshaverne til det samordnede Oseberg

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	64,78379 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	13,68186 %
Saga Petroleum a.s	8,55276 %
Elf Petroleum Norge a.s	5,76959 %
Mobil Development Norway a.s	4,32720 %
TOTAL Norge a.s	2,88480 %

Osebergfeltet ligger i to blokker, blokk 30/6, utvinningsstillatelse 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9, utvinningsstillatelse 079 som ble tildelt i 1982, se figur 2.6.c.

Den delen av utvinningsstillatelsene som omfatter Oseberg, er samordnet mellom de to utvinningsstillatelsene.

Rettighetshaverne har i 1993 avsluttet en ny samordning mellom blokkene 30/6 og 30/9. Resultatet er følgende feltandeler, gjeldende fra 1.1.1994:

61,8171 % for 053  
38,1829 % for 079

#### Felthistorie

Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1984. Produksjonsstart for Oseberg feltstener var i desember 1988. Oseberg C startet produksjonen i september 1991.

#### Utnyttelse av forekomstene

Det første funnet påviste gass i 1979, mens senere borerer påviste olje med gasskappe. Feltet består av flere reservoarer i Brentgruppen på flere strukturer. Hovedreservoarene er i Osebergformasjonen på Alpha- og Gammastrukturene.

Reservene er oppjustert i 1994 og anslås nå til 310 millioner Sm<sup>3</sup> olje inkludert ca 13 millioner Sm<sup>3</sup> NGL.

Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnene blir nå boret horisontale, med gode erfaringer.

Gassreservene på Oseberg er ca 110 milliarder Sm<sup>3</sup> inkludert produserbar del av injisert gass fra TOGI og 30/6 Gamma Nord. Det er ikke besluttet når gass-eksport fra Oseberg vil starte.

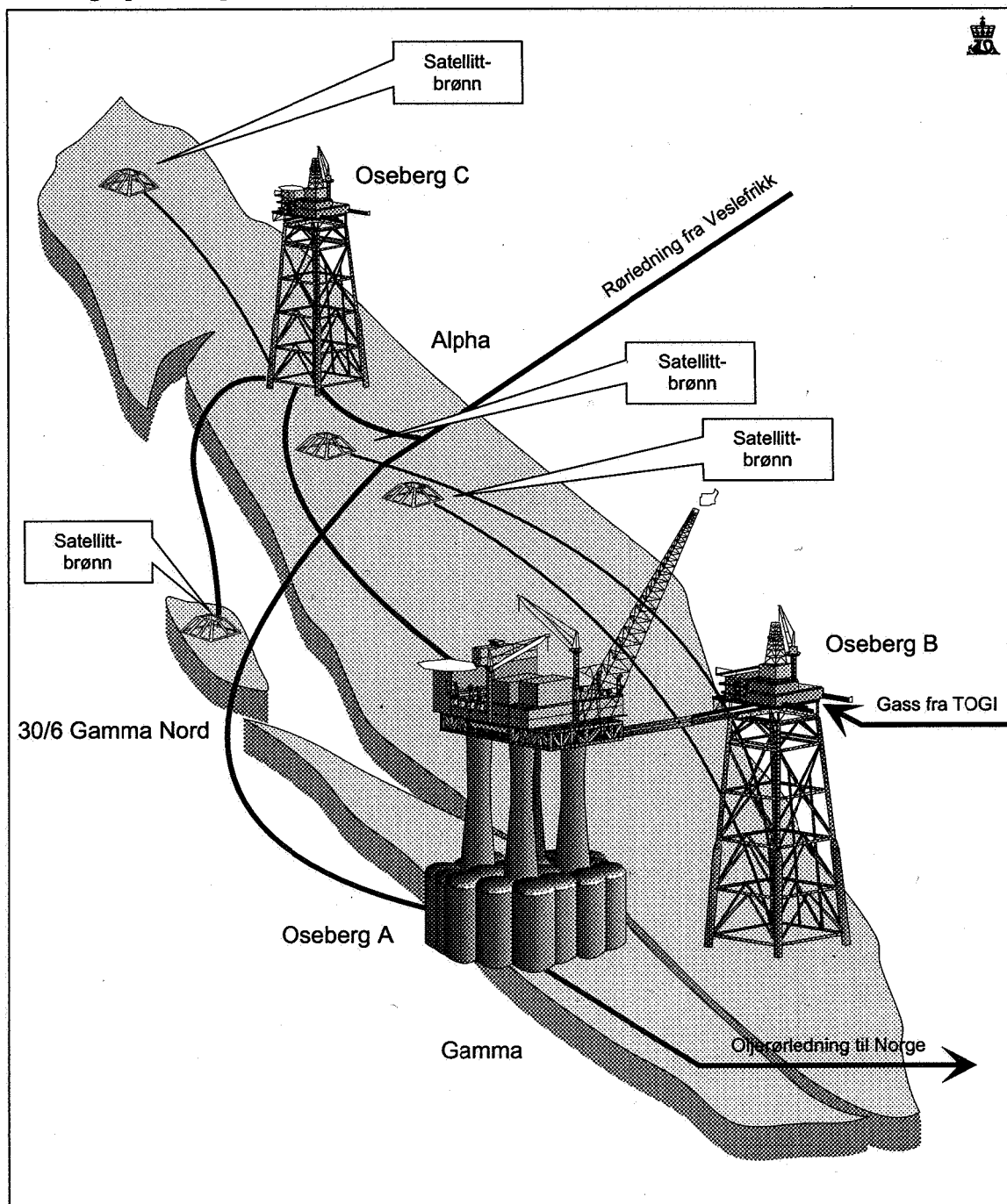
### Produksjonsanlegg

Osebergfeltet er bygget ut i to faser. Fase 1 er utbygd med et feltsenter i sør med to innretninger. Oseberg A omfatter en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B omfatter en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskompletterte brønner knyttet til feltsenteret.

Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er omkring 55 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg ble C-innretning

**Figur 2.8.10**  
**Innretninger på Oseberg**





gen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er omkring 23 000 Sm<sup>3</sup> per dag. En oversikt over innretningene er vist i figur 2.8.10.

#### Målesystem

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.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 45 milliarder 1994-kroner i Osebergfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 52 milliarder 1994-kroner fra 1983 fram til 1999. Driftskostnader var i 1994 ca 5 milliarder kroner, inkludert tariffer.

#### 2.8.10.2 30/6 Gamma Nord

Utvinningsstillatelse 052

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	59,4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	12,2500 %
Elf Petroleum Norge a.s	9,3330 %
Saga Petroleum a.s	7,3500 %
Mobil Development Norway a.s	7,0000 %
TOTAL Norge a.s	4,6670 %

#### Felthistorie

Gamma Nord omfattes av utvinningsstillatelse 052 som ble tildelt i 1979, se figur 2.6.c. 30/6 Gamma Nord inngår i den reviderte utbyggingsplanen for den nordlige delen av Osebergfeltet. Feltet ble satt i produksjon i oktober 1991.

#### Utnyttelse av forekomstene

Gamma Nord-strukturen ligger vest for Osebergfeltet. Det er en skrånstilt forkastningsblokk hvor de hydrokarbonførende sonene finnes i Statfjordformasjonen. En mektig kullholdig skifersone deler Statfjordformasjonen i en øvre og nedre reservoarsoner. Det ble først påvist gass med en tynn oljesone i øvre del av Statfjord. For å produsere mest mulig av oljen før gassen tas ut, ble det valgt å benytte en horisontal produksjonsbrønn. I forbindelse med boringen av denne ble det også påvist olje i nedre del av reservoaret. Produksjonsbrønnen er en havbunnskomplettert brønn som er knyttet til Oseberg C. Oljeproduksjonen fra den horisontale brønnen er betydelig høyere enn forventet. All gassen som produseres blir injisert i Osebergfeltet.

Reservene er beregnet til 1,3 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 6,2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Det er besluttet at den andre brønnen skal bores. Brønnstrømmen fra denne brønnen planlegges ført til Oseberg B for videre prosessering. Forenklede fiskale målinger vil skje på Oseberg A.

#### Målesystem

Basert på olje- og gassmålinger fra testseparator på Ose-

berg C, er det utviklet et forenklet målesystem for fiskal-målinger av olje og gass.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert 585 millioner 1994-kroner i 30/6 Gamma Nord. Totale investeringer er antatt å bli ca 900 millioner 1994-kroner fra 1988 fram til 1995. Driftskostnadene var i 1994 ca 100 millioner kroner, inkludert tariffer.

#### 2.8.11 VESLEFRIKK

Utvinningsstillatelse 052

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	55,0000 %
(operatør)	18,0000 %
TOTAL Norge A/S	11,2500 %
Deminex (Norge) A/S	9,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	4,5000 %
Norske Deminex A/S	2,2500 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	

#### Felthistorie

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3, se figur 2.6.b. Utvinningsstillatelse 052 ble tildelt i 1979. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i april 1987. En oppdatert reservoarstyringsplan etter forboring av seks produksjonsbrønner ble framlagt i september 1989. Produksjonen startet i desember 1989. Plan for utbygging og drift av Statfjordformasjonen ble godkjent ved kongelig resolusjon i juni 1994. Øvre Brent og I-området på feltet ble erklært drivverdig i august 1994, og plan for utbygging og drift av forekomstene ble godkjent i desember 1994.

#### Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra reservoarer i nedre del av Brentgruppen og Dunlingruppen (Intra Dunlin Sand). Reservene er oppjustert i 1994 og anslås til 52,8 millioner Sm<sup>3</sup> olje inkludert reservene i Statfjordformasjonen og øvre Brent. Mengde utvinnbar assosiert gass er anslått til 2,3 milliarder Sm<sup>3</sup> tørr gass og 0,9 millioner tonn NGL. Produksjonsstrategien for reservoarene i Brentgruppen og Dunlingruppen er å opprettholde trykket i reservoarene ved hjelp av vanninjeksjon. Enkelte av brønnene vil imidlertid bli styrt med lavere brønnhullstrykk enn kokepunktstrykk. VAG-injeksjon i hovedfeltet vurderes.

Produksjonstart fra Statfjordformasjonen er planlagt i 1997. Reservoaret planlegges drenert med en horisontal produsent, og utvinningen økes ved å resirkulere gassen i en horisontal injektor. Statfjordformasjonen har gasskappe og et høyere innhold av assosiert gass enn de øvrige reservoarene.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en fast brønnehodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter, se figur 2.8.11.. Brønnehodeinnretningen er installert over en ramme med seks forborede brønner. Det er 13 produksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner. Den halvt nedsenkbare innretning-

gen er forankret og tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen. Vanninjeksjon ble igangsatt våren 1991.

### Transport

En oljerørledning er tilkopledd Oseberg transportsystemet for transport til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Det er inngått en midlertidig avtale om bytting av produserte gassvolumer mellom Veslefrikk og Heimdal.

### Målesystem

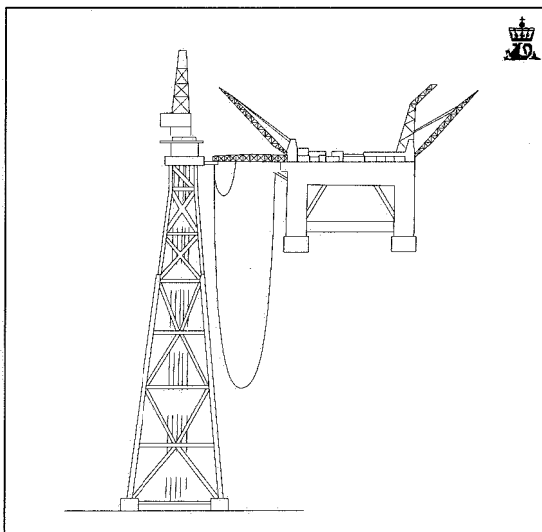
Produsert olje og gass måles på Veslefrikk før videre transport til henholdsvis Stura og Kårstø.

### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 9 milliarder 1994-kroner i Veslefrikkfeltet.

Totale investeringer er antatt å bli ca 9,8 milliarder 1994-kroner fra 1987 fram til 2009. Driftskostnadene inkludert tariffer var i 1994 ca 1400 millioner kroner.

**Figur 2.8.11**  
Innretninger på Veslefrikk



### 2.8.12 GULLFAKS OG GULLFAKS VEST

Utvinningstillatelse 050

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(operatør)	85,000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,000 %
Saga Petroleum a.s.	6,000 %

#### Felthistorie

Gullfaksfeltet ligger i nordøstlig del av blokk 34/10 og dekker et område på omtrent 200 km<sup>2</sup>, se figur 2.8.12.a. Feltet ble oppdaget i 1978. På grunn av fasett utbygging ble separate planer for fase 1 og 2 godkjent i henholdsvis 1981 og 1985. Fase 1 - utbyggingen omfattet innretningene A og B, mens C - innretningen dekker fase 2. Produksjon fra feltet startet i desember 1986. Gullfaksfeltet produserer olje med assosiert gass.

### Utnyttelse av forekomstene

I Gullfaksfeltet finnes olje i sandstein av jura alder. Feltet ligger relativt grunt, og er bygget opp av flere skråstille og roterte forkastningsblokker. Blokkene har varierende grad av helning og området er til dels kraftig erodert. Det østlige området er vanskelig å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under utvinningsboring. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt. Reservoarene i fase 1 og 2 er adskilt av en nord-sørgående forkastning. En viss kommunikasjon er påvist i det nordlige området. Forkastninger med mer enn 1000 meter sprang avgrenser feltet i sør, øst og nordøst.

Vedtatt utbygde reserver er fordelt mellom Brentgruppen, Cook- og Statfjordformasjonene. Reservene ble i oktober 1994 oppjustert fra 253 til 281 millioner Sm<sup>3</sup> olje (ikke inkludert Lundeforrasjonen). Dette innebærer en utvinningsgrad på 50 %. Reserveanslaget bygger på produksjon til og med år 2006.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlikehold ved vanninjeksjon, men alternative metoder for å øke utvinningen er delvis tatt i bruk. Nye metoder for komplettering og stimulering av brønner er blitt utprøvd med godt resultat. Vekselvis injeksjon av vann og gass (VAG) utføres der metoden er egnet. Det samme gjelder horisontale brønner. Også injeksjon av tynn gel er en aktuell metode for økt utvinning på Gullfaks.

### Produksjonsanlegg

A - og B - innretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkramme av stål, se figur 2.8.12.b. C - innretningen er i hovedsak bygget som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinns separasjon. Havdypet varierer fra ca 140 meter (Gullfaks A, B) til 217 meter (Gullfaks C).

Gullfaks A, som er plassert på den sørvestre delen av feltet, startet produksjonen i desember 1986. Behandlingskapasiteten for olje er i 1994 økt fra 52 000 til 60 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag, mens kapasiteten for vann er 35 000 m<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon på Gullfaks A er 75 000 m<sup>3</sup> per dag. Gullfaks A har også utstyr for gassinjeksjon. Ved årsskiftet var to brønner for gassinjeksjon i bruk. To havbunnsbrønner ble i 1994 plugget pga høy produksjon av hydrogensulfid. Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en prosesskapasitet på 30 000 Sm<sup>3</sup> olje 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. I tillegg kan det injiseres vann som overføres fra Gullfaks A.

Gullfaks C ble plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i fase 2. Produksjon kom i gang ved årsskiftet 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 60 000 Sm<sup>3</sup> olje, en økning på 10 000 Sm<sup>3</sup> fra 1993, og 30 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Det kan injiseres inntil 75 000 m<sup>3</sup> vann per dag, en økning på 15 000 Sm<sup>3</sup> fra 1993.

Det ble i 1994 besluttet at det skal installeres kompressor for injeksjon av gass også på Gullfaks C. Kom-

pressoren vil være i drift fra høsten 1995. Lundereservoaret planlegges drenert fra Gullfaks C.

### Gullfaks Vest

Gullfaks Vest er et oljefelt som ligger i blokk 34/10, nord-vest for Gullfaks, se figur 2.8.12.a. Feltet ble påvist ved letebrønn 34/10-34 sommeren 1991. Reservene ble på grunnlag av letebrønnen anslått til 3,7 millioner Sm<sup>3</sup>. Feltet ble planlagt utvunnet ved hjelp av to horisontale produksjonsbrønner fra Gullfaks B og naturlig vanddriv. Produksjonen startet i mai 1994. Basert på erfaringene fra første brønn er anslåtte reserver redusert til 2,9 mill Sm<sup>3</sup>, og 1 brønn vurderes nå som tilstrekkelig. Anslått levetid er nå redusert til fem år.

### Gullfaks som infrastruktur

I tillegg til Gullfaks Vest, vil innretningene også bli benyttet ved produksjon fra Tordis og Vigdis. I mai 1994 startet leveranser fra Tordis til Gullfaks C, hvor oljen blir behandlet. Det er bygget en ny førstetrinnseparator på Gullfaks C. Ellers brukes eksisterende utstyr.

I 1994 ble det videre besluttet at ferdig behandlet olje fra Vigdis (via Snorre) skal leveres til Gullfaks A for lagring og utskipping via tankbåt.

Gullfaksinnretningene er også aktuelle for 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/8-1 Visund samt

andre funn i området. Rettighetshaverne til Gullfaks, utvinningstillatelse 050, har blant annet med denne begrunnelse søkt om utvidelse av arealet i utvinningstillatelsen med områder som kan nås med brønner fra Gullfaks A og B.

### Målesystem og transport

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles og eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Prosessert rikgass måles fiskalt på Gullfaks A og C, før den sendes inn i Statpipe via Statfjord C. Olje fra Gullfaks Vest måles ved hjelp av en testseparator på Gullfaks B.

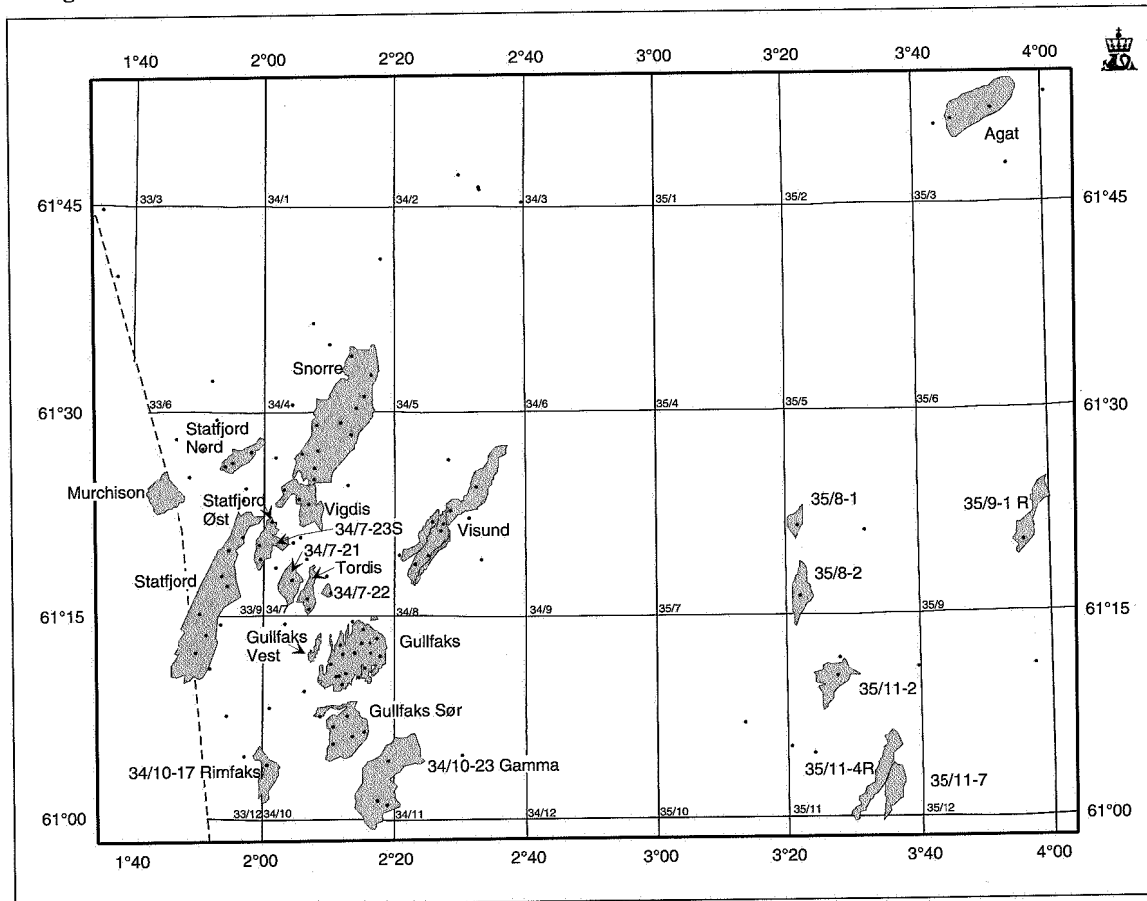
Tordis brønnstrøm blir målt etter førstetrinnseparasjon på Gullfaks C. De målte og analyserte mengdene blir deretter videre behandlet i prosessanlegget på Gullfaks C før lastning av olje og leveranse av gass til Statpipe. Olje fra Vigdis skal måles fiskalt på Snorre.

### Kostnader

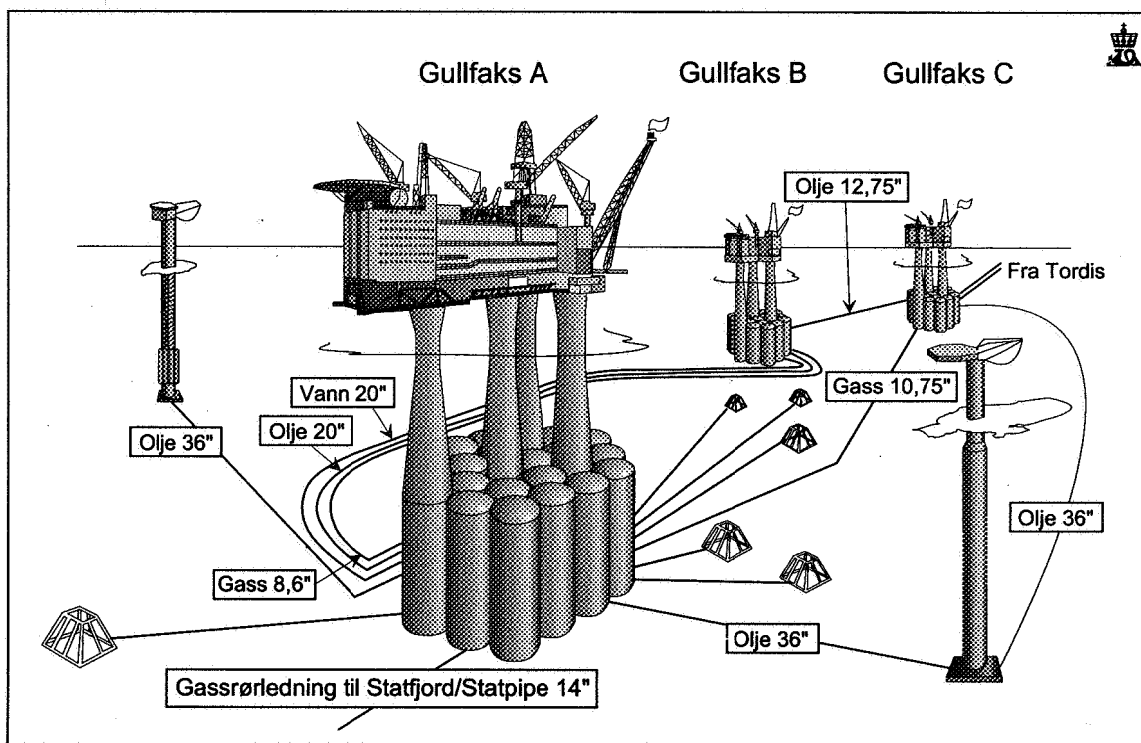
Ved utgangen av 1994 var det investert ca 67 milliarder 1994-kroner i Gullfaks, og 0,2 milliarder i Gullfaks Vest. Totale investeringer over feltets levetid er ca 71 milliarder 1994-kroner for Gullfaks, og 0,2 milliarder for Gullfaks Vest. Driftskostnader inklusiv tariff, er for 1994 anslått til 4,6 milliarder kroner, inkludert Gullfaks Vest.

Figur 2.8.12.a

Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



**Figur 2.8.12.b**  
**Innretninger på Gullfaks**



### 2.8.13 TORDIS

Utvinningsstillatelse 089

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	55,4000 %
Esso Norge a.s	10,5000 %
Idemitsu Petroleum Norge a.s	9,6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,4000 %
Saga Petroleum a.s (operatør)	7,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,6000 %
Deminex Norge A/S	2,8000 %
DNO Olje A/S	0,7000 %

#### Felthistorie

Tordisfeltet ligger i blokk 34/7 som ble tildelt ved utvinningsstillatelse 089 i 1984, se fig 2.8.12.a. Feltet ble påvist ved undersøkelsesbrønn 34/7-12 i 1987. Det ble boret en avgrensingsbrønn, 34/7-14, på feltet høsten 1989. På bakgrunn av de to brønnene ble feltet erklært drivverdig og plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i mai 1991. Produksjon fra feltet startet i juni 1994.

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret på Tordisfeltet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen, av midtre jura alder. Forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et sørlig, et vestlig og et østlig segment. Reservene ble oppjustert i 1994 og anslås til 29 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Oppjusteringen er basert på ny seismisk tolkning og brønndata fra de tre første produksjonsbrønnene.

Drivmekanismen på feltet er trykkvedlikehold ved vanninjeksjon.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med havbunnskompletterte brønner. Det planlegges totalt fem produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner.

#### Transportsystem

Brønnstrømmen overføres til Gullfaks C for prosessering. Oljen måles og eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Gassen transporteres i Statpipesystemet.

#### Målesystem

Brønnstrømmen fra Tordis blir separert i en egen ett trinns prosess på Gullfaks C. Olje og gass blir målt og analysert, og blir videre behandlet i det eksisterende prosessanlegg. Måle- og analyseresultatene brukes til å bestemme Tordisfeltets andel av den totale mengde hydrokarboner som leveres fra Gullfaks C.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 3,3 milliarder 1994-kroner i Tordis. Totale investeringer over feltets levetid er anslått å bli 3,8 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader inklusiv tariffer, er for 1994 anslått til 300 millioner kroner.

### 2.8.14 BRAGE

Utvinningsstillatelse 053, 055 og 185

**Rettighetshavere i det samordnede Bragefeltet**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	46,9567 %
Esso Norge a.s.	16,3434 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	22,4182 %
Neste Petroleum a.s.	12,2575 %
Saga Petroleum a.s.	0,5248 %
Elf Petroleum Norsk a.s.	0,6664 %
TOTAL Norge a.s.	0,3332 %
Mobil Development Norway a.s.	0,4998 %

**Felthistorie**

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 055 i 1979, se figur 2.6.c. Feltet strekker seg også inn i blokk 30/6 (utvinningstillatelse 053) og inn i den nordlige delen av blokk 31/7. Denne delen av blokk 31/7 ble i 1991 tildelt rettighetshaverne i utvinningstillatelse 055 som utvinningstillatelse 185. Fordeling er henholdsvis på 92,86 % for 055 og 7,14 % for 053, gjeldende fra 29.9.1993.

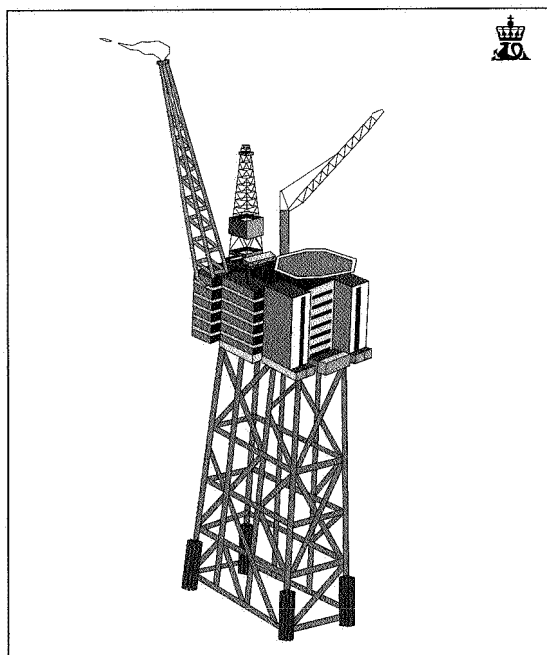
Med virkning fra 1.1.1993 er dessuten 10 % av eierandelene i utvinningstillatelsene 055 og 185 overdradd fra Statoil/staten til Norsk Hydro. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1990. Brage kom i produksjon i september 1993.

**Utnyttelse av forekomstene**

Det er påvist olje i to formasjoner som gir grunnlag for utbygging, Statfjord og Fensfjord. I Sognefjordformasjonen er det påvist mindre mengder olje og gass. Dette reservoaret er foreløpig ikke med i utbyggingsplanene.

Fem produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn var forboret. Det produseres fra Statfjord- og Fensfjordreservoaret. Reservene for feltet er 46,2 millioner Sm<sup>3</sup> olje.

**Figur 2.8.14**  
**Innretning på Brage**

**Produksjonsanlegg**

Feltet er bygget ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell, se figur 2.8.14.

**Transport**

Oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Osebergledningen til Stura. En rørledning for gass er knyttet til Statpipe.

**Målesystem**

Fiskale målinger av olje- og gassproduksjon blir utført på innretningen.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 9,2 milliarder 1994-kroner i Bragefeltet.

Totale investeringskostnader fra 1990 til 1997 er beregnet til ca 10,4 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var ca 1,2 milliarder kroner, inkludert tariffer.

**2.8.15 STATFJORDOMRÅDET****2.8.15.1 Statfjord**

Utvinningstillatelse 037

**Rettighetshavere**

Norsk del (85,46869 %)	
Mobil Development Norway A/S	12,820304 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	42,734348 %
Norske Conoco A/S	9,437169 %
Esso Norge A/S	8,546869 %
A/S Norske Shell	8,546869 %
Saga Petroleum a.s.	1,602534 %
Amerada Hess Norge A/S	0,890300 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0,890300 %
Britisk del (14,53131 %)	
Conoco North Sea Inc.	4,843769 %
BP Petroleum Development Ltd.	4,843769 %
Chevron U.K. Ltd.	4,843769 %

**Felthistorie**

Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12, se figur 2.8.12.a. Statfjordfeltet strekker seg over på britisk side. Feltet ble påvist våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. I 1976 ble feltet godkjent utbygd og satt i produksjon i 1979. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Statfjordfeltet er Norges største oljefelt.

Produksjonsstart fra Dunlinreservoaret medførte en forskyvning av eierandel på 0,23 %, i norsk favør. Denne endring ble gjort med virkning fra 1.7.1994. I 1994 solgte også Amoco Norway Oil Company sin andel (1,0420 %) i utvinningstillatelse 037 til Norske Conoco A/S.

**Utnyttelse av forekomstene**

De totale reservene er oppjustert i 1994 og anslås nå til 620 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Mengden utvinnbar assosiert gass

er anslått til 66,6 milliarder Sm<sup>3</sup> tørr gass og 18,3 millioner tonn NGL. NGL skiller ut av gassen på Kårstø. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brentreservoaret og injeksjon av gass i øvre del av Statfjordreservoaret. En gasskappe er nå dannet i toppen av Statfjordreservoaret og det har ført til økt gass/olje-forhold i mange produsenter i dette reservoaret. Operatøren har planlagt oppflanks vanninjeksjon i øvre Statfjordreservoaret samt Vann Alternierende Gassinjeksjon (VAG) i nedre del av Statfjordreservoaret. Dunlinreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Dette reservoaret har begrenset ressursmengde sammenliknet med Brent- og Statfjordreservoarene.

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 reservoarer. Bruk av horisontale brønner og langtrekkende høyavviksbrønner inngår også i strategien.

Det er boret horisontale brønner både i Brent- og Statfjordreservoaret, og det er boret langtrekkende høyavviksbrønner/horisontale brønner inn i de geologisk mer kompliserte østlige og nordlige deler av feltet. Gassinjeksjon i Brentreservoaret vil bli evaluert i 1995.

### Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 2.8.15.

#### Statfjord A

Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Behandlingskapasitet for olje er nå ca 67 000 Sm<sup>3</sup> per dag fordelt på to produksjonslinjer. Kapasitet for vannbehandlingsanlegget er ca 31 300 m<sup>3</sup> per dag. Innretningen kom i produksjon i november 1979 og er utbygd med 25 produksjonsbrønner, ti vanninjeksjonsbrønner og fire gassinjeksjonsbrønner. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet. Lagerkapasiteten for olje på innretningen er 175 000 Sm<sup>3</sup>.

Snorrefeltet startet produksjon i august 1992. Snorres produksjon tas inn på Statfjord A etter andretrinnsseparasjon på Snorre TLP. Dette har medført at Statfjord A nå produserer opp mot maksimal behandlingskapasitet. Statfjord A har i 1994 hatt en gjennomsnittlig egen oljeproduksjon på ca 26 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

#### Statfjord B

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er ca 40 000 Sm<sup>3</sup> per dag i en produksjonslinje. På Statfjord B er vannbehandlingskapasiteten oppgradert til ca 40 000 m<sup>3</sup> per dag. Innretningen kom i produksjon i november 1982. Statfjord B er utbygget med 28 produksjonsbrønner, ni vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Stat-

fjord B hadde i 1994 en oljeproduksjon på ca 38 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Dette er oppnådd ved at man har utnyttet testseparator som produksjonsseparator i begrensede perioder. Innretningen har en egen lagerkapasitet for olje på 302 000 Sm<sup>3</sup>.

I likhet med de øvrige innretningene på Statfjord leverer Statfjord B gass til Statpipe. I tillegg leveres gass til det britiske gassnettet via NLGP (Northern Leg Gas Pipeline).

#### Statfjord C

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten er 43 500 Sm<sup>3</sup> i en produksjonslinje. Statfjord C har fått oppgradert sin vannbehandlingskapasitet på samme måte som Statfjord B til ca 50 000 m<sup>3</sup>. Statfjord C kom i produksjon i juni 1985, og er bygget ut med 24 produksjonsbrønner, åtte vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Arbeidet med å klargjøre Statfjord C for å ta imot produksjon fra Statfjordsatellittene pågår.

Produksjonen for Statfjord Øst startet som prøveproduksjon 25.9.1994. Statfjord Nord leverte sin første olje ved hjelp av testeskipet Crystal Sea i desember 1994 og regulær drift via anlegget på Statfjord C vil starte i januar 1995. Statfjord C har i 1994 hatt en gjennomsnittlig oljeproduksjon på ca 38 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Statfjordsatellittene har en egen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca 24 000 Sm<sup>3</sup> olje. På grunn av den begrensede prosesseringskapasiteten på Statfjord C i forhold til brønnpotensialet og mulig produksjon fra Statfjordsatellittene, er det planlagt å oppgradere oljeprosesseringskapasiteten til ca 52 000 Sm<sup>3</sup> i 1995.

#### Transportsystemer

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 ombord i tankskip via ett av de tre lastesystemene på feltet.

#### Målesystem

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 differens mellom total mengde målt på Statfjord A og mengde målt på Snorre.

Tilsvarende konsept benyttes for bestemmelse av Statfjord Cs produksjon etter at Statfjordsatellittene begynte å produsere. Fordeling mellom satellitter vil være basert på testseparatormåling, mens totalmengde fra satellitter vil måles til fiskal standard.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 71 milliarder 1994-kroner på Statfjordfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 74 milliarder 1994-kroner fra 1974 og fram til 2009.

Driftskostnader var for 1994 ca 6,5 milliarder kroner. Økningen i driftskostnader i forhold til årsmeldingen for 1993 skyldes endringer i beregningsmåte (i 1994 er tariffkostnader inkludert).

### 2.8.15.2 Statfjord Øst

Utvinningstillatelse 037 og 089

#### Rettighetshavere

Glideskala er utøvet i utvinningstillatelsen og rettighetshaverne i det samordnede feltet er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (operatør)	52,7000 %
Esso Norge a.s.	10,2500 %
Mobil Development Norway A/S	7,5000 %
Norske Conoco A/S	5,5200 %
A/S Norske Shell	5,0000 %
Idemitsu Petroleum Norge a.s	4,8000 %
Saga Petroleum a.s.	4,4400 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	4,2000 %
Elf Petroleum Norge A/S	2,8000 %
Deminex (Norge) A/S	1,4000 %
Amerada Hess Norge a.s.	0,5200 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0,5200 %
DNO Olje A/S	0,3500 %

#### Felthistorie

Statfjord Øst ligger i utvinningstillatelse 037 og 089, se figur 2.8.12.a. Utvinningstillatelse 037 omfatter blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt i 1973. Utvinningstillatelse 089 omfatter blokk 34/7 som ble tildelt i 1984.

Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble godkjent ved kongelig resolusjon i november 1990. En samordningsavtale for Statfjord Øst ble underskrevet juni 1991 og fordeler reservene med 50 % på hver av de to utvinningstillatelsene 037 og 089. Statfjord Øst ble satt i produksjon i oktober 1994 og produksjonen er forventet å vare fram til år 2007. I 1994 solgte Amoco Norway A/S sin andel (1,0420 %) i utvinningstillatelse 037 til Norske Conoco A/S.

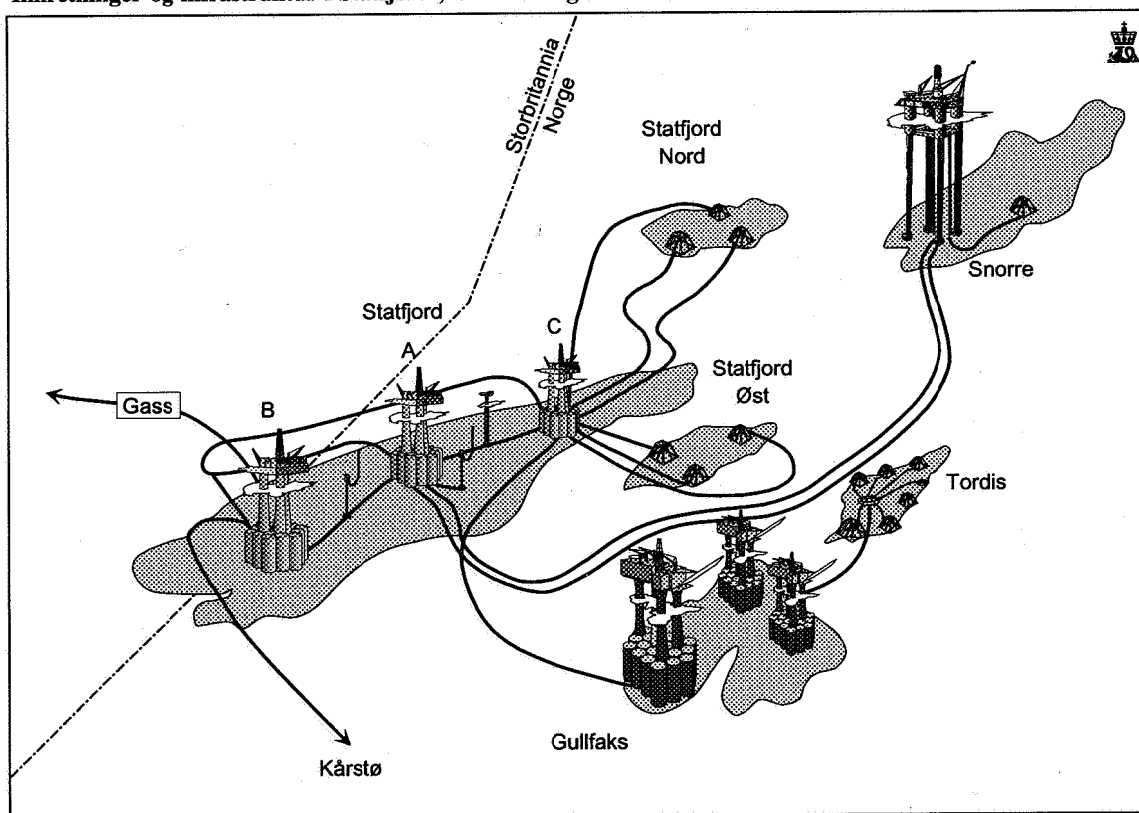
#### Utnyttelse av forekomstene

Oljereservene er anslått til 19,4 millioner Sm<sup>3</sup> og gassreservene er anslått til 2,4 milliarder Sm<sup>3</sup>. Resultat fra produksjonsbrønner som ble boret høsten 1993, viser at bergartsvolumet for reservoaret er større enn tidligere antatt.

#### Produksjonsanlegg/transport

Feltet er bygget ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og

Figur 2.8.15  
Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet



en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen som består av olje, gass og vann, blir overført i to ledninger til Staffjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner.

#### Målesystem

Staffjordsatellittene måles i et felles målesystem til fiskal standard på Staffjord C. Tilbakeallokering til den enkelte satellitt skjer på basis av testseparatormåling.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 3,4 milliarder 1994-kroner i Staffjord Øst. Totale investeringer er antatt å bli ca 3,6 milliarder 1994-kroner fra 1990 fram til 2008. Driftskostnader for 1994 var ca 105 millioner kroner, inkludert tariffer.

#### 2.8.16. MURCHISON

Utvinningstillatelse 037

#### Rettighetshavere

Britisk del (77,8 %)	
Conoco (UK) Ltd (operatør)	-
Oryx UK Energy Company	51,8667 %
Chevron UK Ltd	25,9333 %
Norsk del (22,2 %)	
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11,1000 %
Mobil Exploration Norway Inc	3,3300 %
Norske Conoco A/S	2,4513 %
Esso Norge a.s	2,2200 %
A/S Norske Shell	2,2200 %
Saga Petroleum a.s.	0,4162 %
Amerada Hess Norge A/S	0,2313 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0,2312 %

#### Felthistorie

Feltet ble påvist i august 1975, og ligger i blokk 211/19 på britisk side, og i blokk 33/9 på norsk side, se figur 2.8.12.a. Den norske delen er 22,2 %.

Utbyggingen av Murchisonfeltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. De britiske og norske rettighetshavere inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av Murchisonfeltet. Produksjonen startet i 1980.

Med virkning fra 1.7.1994 er Conoco (UK)s eierandel (25,9334 %) overtatt av Oryx UK. Oryx har søkt om å overta som operatør på feltet fra januar 1995. Rettighetshaverne har godkjent operatørskiftet. Operatørskiftet må godkjennes av britiske og norske myndigheter. Med virkning fra 1.9.1994 har Norske Conoco overtatt Amoco Norways andel (0,2313 %).

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservene for hele feltet er 54 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 1,5 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i Brentgruppen.

Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten er blitt økt flere ganger. 1984 var siste året med platåproduksjon.

Alle produksjonsbrønnene produserer nå med høyt vannkutt. Gassløft er benyttet i noen brønner. Flere produksjonsbrønner er nedstengt på grunn av mekaniske problem eller svært høy vannproduksjon.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm<sup>3</sup> olje per dag, se figur 2.8.16. Nåværende produksjon på feltet er ca 3 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag.

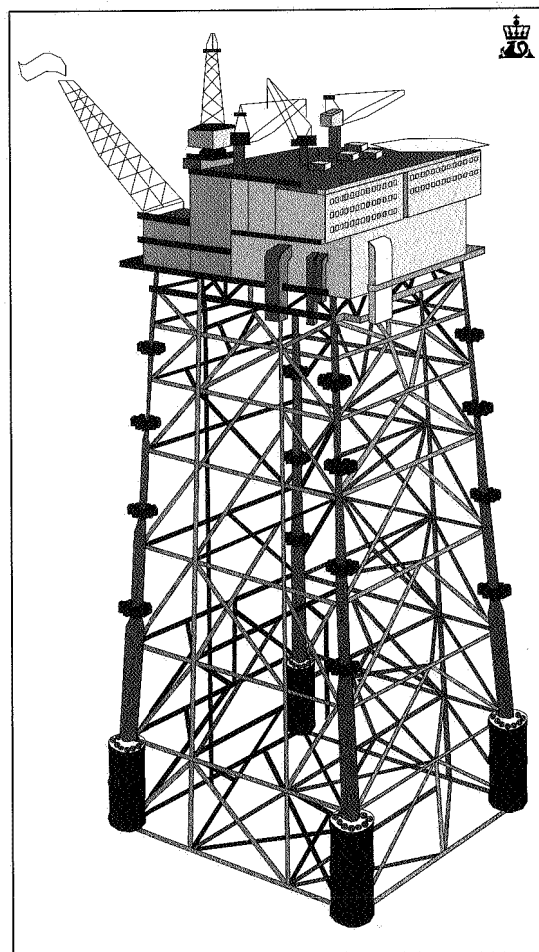
#### Transport

Den norske del av gassen 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. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

#### Målesystem

Produsert olje og gass måles på innretningen til fiskal standard.

Figur 2.8.16  
Innretning på Murchison





## Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert i underkant av 4,9 milliarder 1994-kroner.

Totale investeringskostnader på Murchisonfeltet fram til år 2001 antas å bli ca 4,9 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var ca 270 millioner kroner, inkludert tariffier. Beløpene gjelder for norsk del (22,2 %).

### 2.8.17 SNORRE

Utvinningstillatelse 057 og 089

#### Rettighetshaverne til det samordnede Snorrefeltet

Den norske stats oljeselskap as (Statoil)	41,4000 %
Saga Petroleum as (operatør)	11,2559 %
Esso Norge A/S	10,3323 %
Deminex Norge A/S	10,0348 %
Idemitsu Petroleum Norge a.s	9,6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,2658 %
Elf Petroleum Norge A/S	5,5106 %
Amerada Hess Norge A/S	1,4559 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1,4559 %
DNO Olje A/S	0,6888 %

#### Felthistorie

Snorrefeltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7. Blokk 34/4 ble tildelt ved utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt ved utvinningstillatelse 089 i 1984. Eierskapet er samordnet etter en antatt reservefordeling på henholdsvis 30% i blokk 34/4 og 70% i 34/7. Plan for utbygging og drift av Snorrefeltet ble godkjent i Stortinget i 1988. Produksjon ble igangsatt i august 1992.

Endret plan for utbygging og drift, som omfatter utbygging av den øvre delen av Lundeforrasjonen, oppgradering av prosesskapasiteten på Snorre og økt bruk av gassinjeksjon i reservoaret, ble godkjent i desember 1994.

#### Utnyttelse av forekomstene

Snorrefeltet består av flere større forkastningssegmenter som i hovedsak ikke antas å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Statfjordformasjonen (nedre jura) og Lundeforrasjonen (øvre trias). Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reservoarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere. Reservene på Snorre er i 1994 oppjustert til 173 millioner Sm<sup>3</sup> olje, basert på produksjon til år 2021. Reservene fra øvre del av Lundeforrasjonen utgjør i overkant av 30 millioner Sm<sup>3</sup> og planlegges produsert med vanninjeksjon som drivmekanisme. Bruk av horisontale og høyavviksbrønner boret fra innretningen inngår i strategien. Regulær produksjon fra Lundeforrasjonen startes i januar 1995.

VAG (vann- alternerende gassinjeksjon) forventes å gi økt oljeutvinning på Snorre, og operatøren planlegger å benytte denne drivmekanismen for hele Statfjordformasjonen. Et pilotprosjekt for VAG er igangsatt for innsamling av data.

#### Produksjonsanlegg

Havdypet varierer fra 300 meter i sør til 370 meter i den nordlige del av Snorrefeltet. Feltet er planlagt utbygget i to faser. Fase I består av en flytende strekkstaginnretning i

sør og havbunnskompletterte brønner i den sentrale delen av feltet, se figur 2.8.17.

Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Statfjord A for videre prosessering. Økt reservegrunnlag og økt behov for gassinjeksjon har medført at prosessanlegget på Snorre skal oppgraderes. Blant annet skal kapasiteten for oljebehandling og gassinjeksjon økes til henholdsvis 39 000 Sm<sup>3</sup> og 5 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Denne oppgradering skal slutføres innen 1997. I tillegg skal prosessanlegget på Snorre oppgraderes i forbindelse med innfasing av Vigdis. Fase II av utbyggingen gjelder drenering av den nordlige delen av feltet. Endelig beslutning vedrørende utbygging av Fase II er ikke tatt.

#### Transportsystemer

Oljen fra Snorre blir solgt via lastesystemet på Statfjord A. Gassen blir transportert i Statpipesystemet via Statfjord A. Det skal i 1997 installeres en egen rørledning fra Snorre til Gullfaks A for transport av stabilisert olje fra Vigdis.

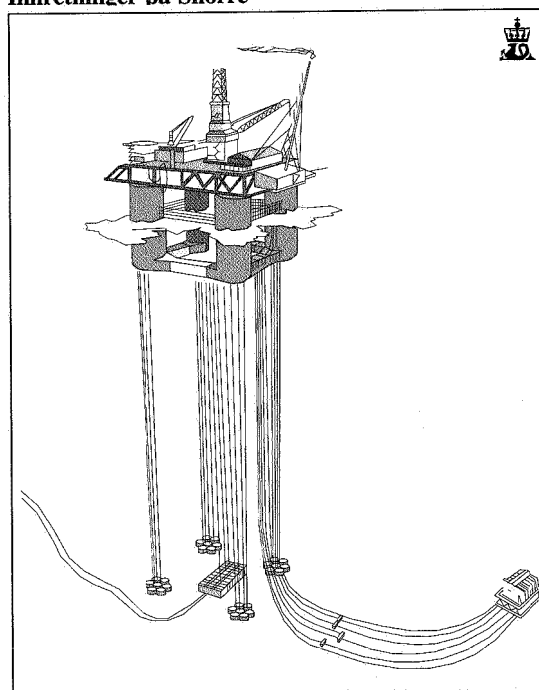
#### Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på Snorreinnretningen.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 24 milliarder 1994-kroner i Snorre. Totale investeringer for utbygging av Snorre fase I, inklusiv oppgradering av prosesskapasiteten og utvinning fra Lundeforrasjonen er anslått til 29 milliarder kroner. Utbygging av nordlige del av Snorre med havbunnskompletterte brønner kommer i tillegg og er anslått til 4 milliarder 1994-kroner. Driftskostnadene for 1994 er anslått til 2,5 milliarder kroner, inkludert tariffier.

Figur 2.8.17  
Innretninger på Snorre



**2.8.18 DRAUGEN**

Utvinningsstillatelse 093

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s	65,0000 %
A/S Norske Shell (operatør)	21,0000 %
BP Norway Limited U.A	14,0000 %

**Felthistorie**

Draugenfeltet ligger i blokk 6407/9, se figur 2.6.d. Utvinningsstillatelse 093 ble tildelt i 1984 og feltet ble påvist samme år.

Feltet ble erklært drivverdig i september 1987. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i desember 1988. Oljeproduksjonen på Draugenfeltet startet oktober 1993.

**Utnyttelse av forekomstene**

Reservene er beregnet til 92 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Feltet vil være i produksjon fram til år 2021 med vanninjeksjon som drivmekanisme.

Hovedreservoaret består av sandstein av senjura alder. I den vestlige del av feltet er også deler av sandsteinssekvensen av mellomjura alder oljeførende. Et skiferlag av varierende tykkelse skiller underliggende og hovedsakelig vannførende sandsteiner av mellomjura alder fra hovedreservoaret. I vest og nord på feltet er dette skiferlaget tynt og muligens stedvis fraværende. Dette, i tillegg til en rekke mindre forkastninger på feltet, skaper usikkerhet med hensyn på tidlig vannproduksjon i enkelte oljebrønner.

Den assosierte gassen reinjiseres i en nærliggende, vannførende struktur. Utvinnbare ressurser for den assosierte gassen er 4,4 milliarder Sm<sup>3</sup>.

**Produksjonsanlegg**

Feltet er bygget ut med bunnfast betonginnretning med integrert dekk, se figur 2.8.18. Innretningen har ti brønnsliuser og totalt 34 J-rør.

Hovedreservoaret skal produseres ved hjelp av seks produksjonsbrønner. Feltet produserer nå fra fem produksjonsbrønner. To av produksjonsbrønnene er havbunnskompletterte. Boring av den sjette brønnen er utsatt på ubestemt tid. Reservoaret av mellomjura alder er planlagt satt i produksjon i 1998 ved brønn nummer sju fra innretningen.

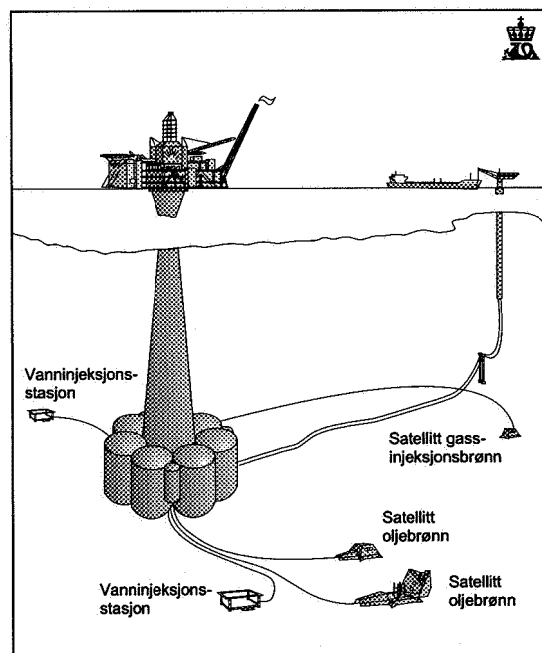
Produksjonen på feltet skal sikres trykkstøtte ved hjelp av fem havbunnskompletterte vanninjeksjonsbrønner. Etter en del forsinkelser kom vanninjeksjonen på feltet i gang i september 1994 etter at et filtersystem for injeksjonsvann var installert. Ved utgangen av 1994 var ennå ikke volumet av vanninjeksjonen stort nok til å gi full trykkstøtte.

Gassinjeksjonen som skjer via en brønn, har til nå foregått tilnærmet uten avbrudd siden oppstart i 1993.

Fra august 1994 og fram til årsskiftet har oljeproduksjonen på Draugen vært stabil og høy.

Oppgradering av produksjonskapasiteten på Draugen er under vurdering.

**Figur 2.8.18**  
**Innretninger på Draugen**

**Transport**

Stabilisert olje lagres i integrerte lager. Oljen eksporteres via en flytende lastebøye (FLP) til tankbåt.

**Målesystem**

Det er installert fiskal målestasjon på Draugen.

**Kostnader**

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 13,9 milliarder 1994-kroner i Draugenfeltet. Totale investeringer er anslått til 15,4 milliarder 1994-kroner fra 1988 til 2021.

Driftskostnadene for 1994 var ca 740 millioner kroner, inkludert tariffer.

## 2.9 FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

**2.9.1 MIME**

Utvinningsstillatelse 070

**Rettighetshavere**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)	24,5000 %
Amoco Norway Oil Company	14,7000 %
Saga Petroleum a.s	9,8000 %

**Felthistorie**

Mime er et lite oljefelt 7 km nord for Codfeltet i blokk 7/11. Feltet ble oppdaget i 1982. Produksjonen startet som testproduksjon i oktober 1990. Plan for utbygging og drift av feltet ble godkjent i Stortinget i november 1992. I no-

vember 1993 ble produksjonen på Mime midlertidig stanset grunnet utfelling av asfaltener i brønnen. I november 1994 ble brønnen endelig plugget, da det ikke var lønnsomt å rekompettere brønnen. Reservoaret består av øvre jura sandstein i Ulaformasjonen. Mime ble produsert med en brønn, sentralt plassert på strukturen. Produksjonen skjedde via en undervannskomplettert brønn med overføring til Cod-innretningen. Den totale produksjonen for feltet ble 0,4 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på ca 4 % av opprinnelig tilstedeværende olje.

#### Kostnader

Totale investeringskostnader for feltet er 360 millioner 1994-kroner. Driftskostnadene for 1994 var 36 millioner kroner hvorav 32 millioner var knyttet til brønnarbeider, vesentlig plugging av brønnen.

### 2.9.2 NORDØST FRIGG

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

#### Rettighetshavere til det samordnede Nordøst Frigg

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	41,4200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32,8700 %
TOTAL Norge A/S	20,7100 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5,0000 %

Utvinningsstillatelse 030 (blokk 30/10)

#### Rettighetshaver

Esso Norge a.s 100 %

#### Felthistorie

Nordøst Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10, se figur 2.8.9.a, og ny fordeling av gassreservene i august 1984 gav henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Feltet ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980, og feltet ble satt i produksjon i desember 1983. Produksjonen fra feltet ble avsluttet 8.5.1993.

Reservoaret hører til samme avsetningssystem som Friggfeltet. Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart viste at reservoaret er i kommunikasjon med Friggfeltet via den underliggende vannsonen.

Den totale produserte mengde gass fra Nordøst Frigg ble 11,4 milliarder Sm<sup>3</sup>. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på ca 57 %.

Feltet ble utbygd med seks brønner som ble boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen. Brønnene var tilknyttet en kontrollstasjon, som består av en stålkolonne og et dekk med diverse utstyr. Kontrollstasjonen var ikke permanent bemannet, men ble fjernstyrt fra Frigg.

#### Kostnader

Totale investeringer på feltet i perioden fra 1982 til 1993 var ca 3,2 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var ca 10 millioner kroner, inkludert tariffer.

#### Avslutningsplan

Plan for framtidig disponering av innretningen på Nordøst Frigg ble oversendt myndighetene 30.8.1991, og en beslutning ventes våren 1995.

### 2.9.3 ODIN

Utvinningsstillatelse 030

#### Rettighetshaver

Esso Norge a.s. (operatør) 100 %

#### Felthistorie

Odfeltet ligger i blokk 30/10, se figur 2.8.9.a. Gassfeltet ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i Stortinget i 1980. Produksjonen fra feltet startet i april 1984 og ble avsluttet 1.8.1994

Feltet produserte fra samme avsetningssystem som Friggfeltet. Trykkmålinger før produksjonsstart påviste trykk-kommunikasjon med Friggfeltet via den underliggende vannsonen. Odinreservoaret har hatt en raskere trykkreduksjon enn de andre feltene i Friggområdet på grunn av svært begrenset vanddriv. Våren 1990 ble det registrert vanngjennombrudd i den sørligste brønnen på feltet. Dette var ventet, men ikke så tidlig. Nye studier tydet på at gjenværende reserver var mindre enn antatt og feltets levetid ble redusert. Den totale produksjonen fra feltet ble 26,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på ca 71 %.

Feltet ble utbygd med en mindre stålinnretning med forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter.

På Odininretningen ble vann skilt fra gassen og metanol injisert for hydratkontroll. Deretter ble gassen sendt gjennom rørledning til TCP2-innretningen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske rørledningen til St. Fergus.

#### Kostnader

Totale investeringer på feltet i perioden fra 1978 til 1994 anslås til ca 4,6 milliarder 1994-kroner. Driftskostnader for 1994 var ca 630 millioner kroner, inkludert tariffer.

#### Avslutningsplan

Plan for framtidig disponering av innretningen forventes overlevert myndighetene i 1995.

## 2.10 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

### 2.10.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEM

Det er fire ilandføringsrørledninger for olje/kondensat og fire for gass fra norsk sokkel. En skisse over transportsystemet for olje/kondensat og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen er vist i figur 2.10. Den britiske andelen av gass fra Statfjord transporteres via NLGP til Shells terminal i St. Fergus. Oljeledningen fra Ekofiskområdet går til Teesside i Storbritannia. Oljetransport fra Oseberg, Brage og Veslefrikk går til Stureterminalen i Øygarden. Olje og kondensat fra Lille-Frigg blir transportert i egen rørledning inn til Oseberg. Kondensat fra Heimdal transporteres via det britiske Brae- og Forties-systemet til den BP-opererte Kinneilterminalen utenfor

Edinburgh. Denne ledningen transporterer i hovedsak britisk olje og kondensat. Kondensat fra Sleipner transporteres til Kårstø. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet sammen i 1985 og ender opp i Emden i Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til Totals terminal i St. Fergus i Skottland. Gassledningen Zeepipe ender opp i Zeebrugge i Belgia. Foreløpig er kun Zeepipe fase I, altså rør sør- over fra Sleipner, tatt i bruk.

### Gasstransport, Statpipe

#### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	58,2500 %
Elf Petroleum Norge A/S	10,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8,0000 %
Mobil Development Norway A/S	7,0000 %
Esso Exploration and Production Norway A/S	5,0000 %
A/S Norske Shell	5,0000 %
Norske Conoco A/S	2,7500 %
Saga Petroleum a.s.	2,0000 %
TOTAL Norge A/S	2,0000 %

Statoil er operatør for drift av systemet som omfatter:

- en våtgassrørledning fra Statfjord til Kårstø
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø samt lager og lasteanlegg
- tørrgassrørledning fra Heimdal, tørrgassrørledning fra Kårstø til stigerørsinnretning i blokk 16/11, og en rørledning fra denne til stigerørsinnretningen 2/4-S på Ekofisk Senter.

Etter oppstart er Gullfaks-, Veslefrikk-, Snorre- og Bragefeltene tilknyttet Statpipesystemet oppstrøms av Kårstø-anlegget.

#### Kårstø

Den første Nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Levering av tørrgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 25 millioner Sm<sup>3</sup> per dag. Denne kapasitet vil utnyttes fullt ut i årene 1995/1996. For å behandle og videresende denne gassmengde blir Kårstøanlegget modifisert, ved blant annet å lage en omløpsledning fra våtgass- til tørrgass-side av anlegget. For å kunne håndtere de endrede transportbehov ved sammenkopling av Statpipe og Zeepipe, er gasstransportkompressorene på Kårstø oppgradert.

I forbindelse med utbygging av Sleipnerfeltet, er det bygget en ny fabrikk på Kårstø for å behandle kondensatet som skipes via rørledning fra Sleipner til Kårstø. Propan og butaner skilles fra kondensatet og lagres på de samme tankene som brukes for LPG-produktene fra Statpipe. Det ferdigprosesserte kondensatet lagres på egne tanker før det skipes fra terminalen.

#### Målesystem

Måling av gass levert fra Kårstøterminalen utføres i henhold til gjeldende regelverk for gassmåling.

Måling av propan, butaner og nafta utføres med dynamisk måling. For Sleipnerkondensat er det bygget en ny lastekai med tilhørende dynamisk målestasjon.

### Gasstransport, Norpipe

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk Senter til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofiskområdet og Statpipe. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør av ledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

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

Gassrørledningen er 442 km og har en indre diameter på 869 mm (ytre diameter 36"). Gassrørledningen er delt i 3 av to kompressorstasjoner som begge ligger på tysk kontinentalsokkel.

Designkapasitet for gassrørledningen er ca 59,3 millioner Sm<sup>3</sup>/dag. Gassalget varierer fra ca 40 millioner Sm<sup>3</sup>/dag om sommeren opptil ca 54 millioner Sm<sup>3</sup>/dag om vinteren.

### Emden

#### Eierfordeling

Phillips Petroleum Company Norway	36,960 %
Norske Fina A/S	30,000 %
Norske Agip A/S	13,040 %
Elf Petroleum A/S	7,096 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6,700 %
TOTAL Norge A/S	3,047 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	2,000 %
Elf Rex Norge A/S	0,855 %
Norminol A/S	0,304 %

Phillips Petroleum Norsk A/S er operatør på vegne av Phillipsgruppen.

Arbeid med å kople sammen Europipe og Norpipe i Tyskland pågikk i 1994.

### Etzel gasslager

#### Eierfordeling

Ruhrgas	70,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	20,10000 %
A/S Norske Shell	2,40000 %
Esso Norge a.s	2,40000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	2,40000 %
Saga Petroleum a.s.	1,20000 %
Elf Petroleum Norge A/S	0,68955 %
Norske Conoco A/S	0,42090 %
TOTAL Norge A/S	0,38955 %

Det tyske gassdistribusjonsselskapet Ruhrgas kom i 1994 tungt inn på eiersiden i Etzel gasslager.

Arbeid med å knytte Etzel gasslager opp mot Europipe pågikk i 1994. Eksisterende Etzel gassmålestasjon har i 1994 blitt oppgradert for å kunne måle både gass

transportert mellom Europipe og Norpipe og gass til og fra Etzel gasslager. Dette arbeidet vil bli ferdigstilt i 1995. Den direkte måling av mengde til og fra lager vil nå utføres av en ny målestasjon i Etzel.

### Gasstransport Frigg

Den norske Friggørledningen eies av de norske Frigg rettighetshaverne. Eierandelene er:

Norsk Hydro Produksjon a.s.	32,8700 %
Elf Petroleum Norge A/S	26,4200 %
Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	24,0000 %
TOTAL Norge A/S (operatør)	16,7100 %

Innretningen MCP-01 er en kompressorstasjon lokalisert midtveis mellom Frigg og St.Fergus. Den er 50 % norsk-eid. Kompressorene er nå fjernet og innretningen er ubemannet. Endel britiske felt er koplet til den norske Friggørledningen via MCP-01. Så lenge innretningen var bemannet, ble deres mengder fastsatt ved måling på MCP-01. Etter avmanning 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 %, Total UK 33 1/3 %). De ulike prosessmoduler på terminalen eies enten kun av en av gruppene eller av begge. Total Oil Marine UK er operatør.

### Oljetransport Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter til Teesside i England er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres olje fra feltene i Ekofiskområdet, og de nærliggende feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tommeliten Gamma. Det er i tillegg inngått avtale om transport av olje fra de britiske Judy- og Joannefeltene. Det er foretatt en installasjon av et Y-stykke på rørledningen som muliggjør tilkobling av oljerør fra J-blokk og eventuelt andre britiske felt. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillipsgruppen. Phillips Petroleum Company Norway er teknisk operatør for rørledningen, mens Statoil ivaretar de økonomiske og administrative funksjonene.

### Teesside

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

### Oljetransport Oseberg

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 en kapasitet på 95 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel kan imidlertid kapasiteten øke til ca 115 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Største vanddyb for ledningen er rundt 350 meter.

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

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

- rørledningsutstyr på Oseberg A
- rørledning til land
- rørledning på land
- terminal

### Zeepipe

#### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en ca 800 km lang rørledning med en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40") fra Sleipner til Zeebrügge i Belgia og en ca 40 km lang rørledning med en indre diameter på 725 mm (ytre diameter 30") fra Sleipner til stigerørsinnretningen 16/11-S. Fase I, inkludert terminal i Zeebrügge, ble ferdigstilt i løpet av 1993. Kapasitet uten kompresjon vil være 13 milliarder Sm<sup>3</sup> gass per år.

### Frostpipe

#### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	22,0000 %
TOTAL Norge A.S	14,2500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13,7500 %

### Utbygging

Frostpipe er en ca 80 km lang rørledning med indre diameter 374 mm (ytre diameter 16") for transport av stabilisert olje og kondensat fra Frigg til Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på 16 000 Sm<sup>3</sup> per dag. Plan for anlegg og drift ble godkjent ved kongelig resolusjon i april 1992. Transportsystemet er i første rekke bygget for å transportere væske fra Lille-Frigg og Frøy, og det ble tatt i bruk fra produksjonsstart for Lille-Frigg våren 1994.

**2.10.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEM****Zeepipe****Eierfordeling**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %

Zeepipe transportsystemet for gass fra Troll og Sleipner er planlagt videre utbygd med fasene II-A, II-B og IV.

Fase II-A er besluttet utbygd. Denne fasen omfatter en ca 300 km lang rørledning med en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40") fra Kollsnes til Sleipner. Rørledningen er planlagt satt i drift i 1996.

Fase II-B er besluttet utbygd. Plan for anlegg og drift for fase II-B ble framlagt for myndighetene høsten 1994. Denne fasen vil omfatte en rørledning fra Kollsnes til den nye stigerørsinnretningen 16/11-E. Rørledningen vil ha en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40"). Rørledningen er planlagt satt i drift høsten 1997.

Fase IV er for tiden under utredning. Det blir lagt fram plan for anlegg og drift for fase IV i februar 1995. Flere alternative løsninger er under vurdering. Mulige startpunkt er 16/11 og Sleipner og mulige endepunkt er Emden (Tyskland), Zeebrugge (Belgia) eller Dunkerque (Frankrike). Fase IV er planlagt satt i drift høsten 1998.

**Europipe****Eierfordeling**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Norge a.s.	6,0000 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3,2985 %
TOTAL Norge A/S	1,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %

Europipe omfatter en tredje rørledning til kontinentet. Arbeidet med å bygge en ca 600 km lang rørledning med en indre diameter på 966 mm ( ytre diameter 40") er godt

i gang. Ledningen starter fra ny stigerørsinnretning 16/11-E og skal ende i Emden i Tyskland.

Systemet vil ha mulighet for kompresjon mellom 16/11-E og Emden. Kapasitet uten kompresjon vil være ca 13 milliarder Sm<sup>3</sup> gass per år. Med kompresjon kan kapasiteten økes til rundt 18 milliarder Sm<sup>3</sup> gass per år.

Problemer med godkjenning av landfall i Tyskland har ført til at deler av anlegget ble noe forsinket.

Utbyggingen følger nå plan og det forventes at rørsystemet skal være i drift fra høsten 1995.

**Troll****Eierfordeling**

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

**landføring av Troll olje**

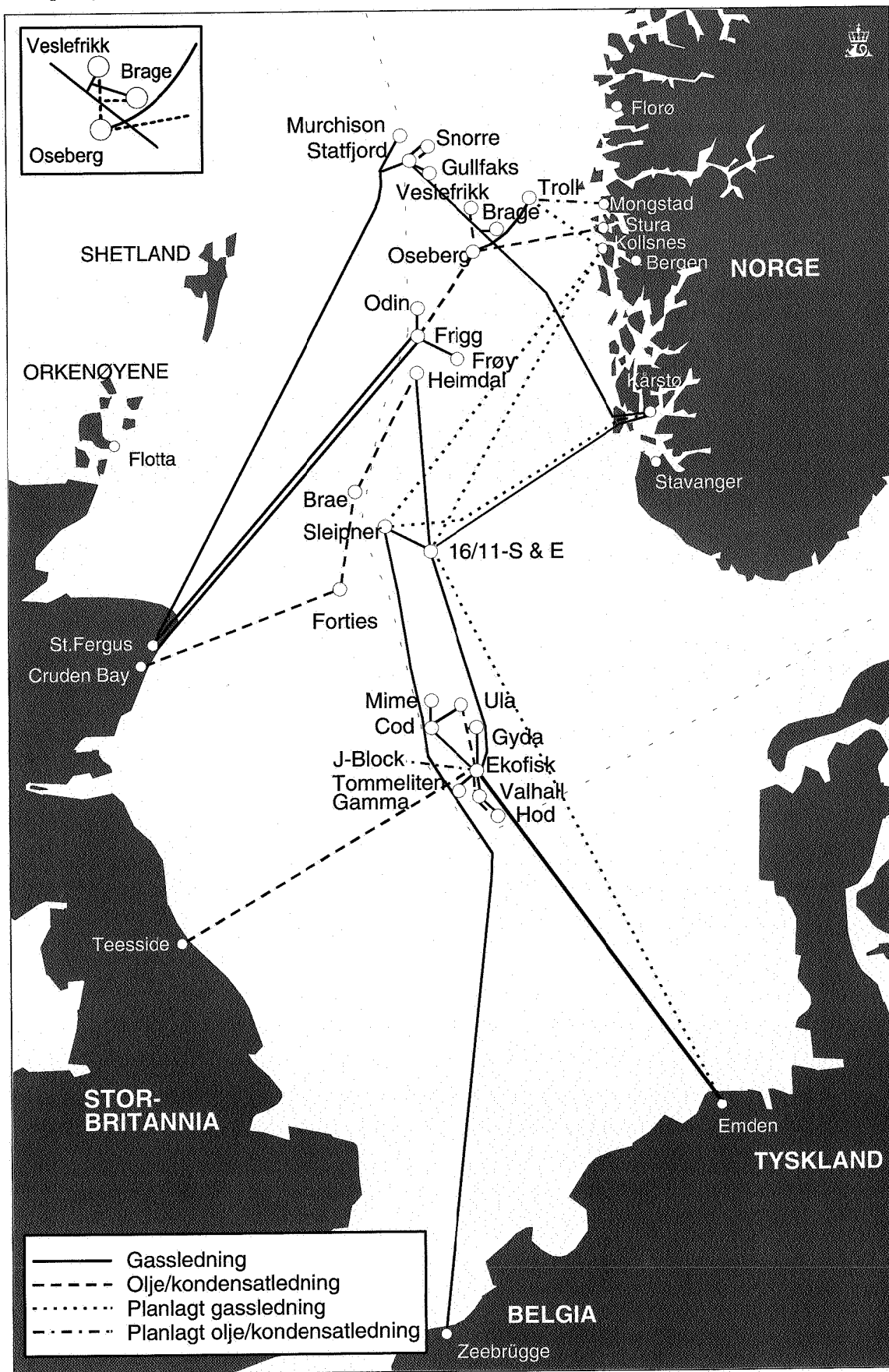
Da Stortinget i mai 1992 godkjente plan for utbygging og drift av Troll fase II, var transportløsningen for oljen fra feltet ikke avklart. Høsten 1992 vedtok rettighetshaverne å ilandføre oljen fra Troll B til Mongstad.

Utbygging og drift av transportsystemet utføres av et interessentskap med Statoil som operatør. Samtlige rettighetshavere i Trollfeltet er representert i dette interessentskapet. Plan for anlegg og drift (PAD) av Troll Oljerør ble godkjent av myndighetene i desember 1993. Troll Oljerør vil i henhold til PAD ha kapasitet til å transportere olje fra Troll Vest olje- og gassprovins, og være klar til å motta og transportere olje fra Troll B 1.1.1996.

I henhold til rettighetshavernes nåværende planer ventes Troll Oljerør å kunne ta imot olje fra Troll B for transport til Mongstad i løpet av 4. kvartal 1995.

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 340 millioner 1994-kroner i Troll Oljerør. Totale investeringer er antatt å bli ca 970 millioner 1994-kroner fra 1993 til og med 1996.

Figur 2.10  
 Transportsystemer for olje og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen



## 2.11 SLUTTFASE OG DISPONERING AV INNRETNINGER VED BRUKSOPPHØR

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat skal pålegges å fjerne sine innretninger på kontinentalsokkelen etter at bruken av disse er endelig opphørt, har meget stor betydning for Norge. Fjerning av innretninger på norsk sokkel vil med få unntak være betydelig mer kostbart og teknisk komplisert enn ellers i verden. For tiden har Norge rundt 70 innretninger som enten produserer petroleum, er under planlegging eller er under bygging. Flere mulige løsninger foreligger for nedstengte innretninger, se figur 2.11.

Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til rundt 50 milliarder kroner (inkludert nedstengningskostnader). Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Løven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

International Maritime Organization (IMO) vedtok høsten 1989 internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen.

Hovedpunktene i IMO-retningslinjene er:

- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- Alle innretninger utplassert etter 1.1.1998 hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp

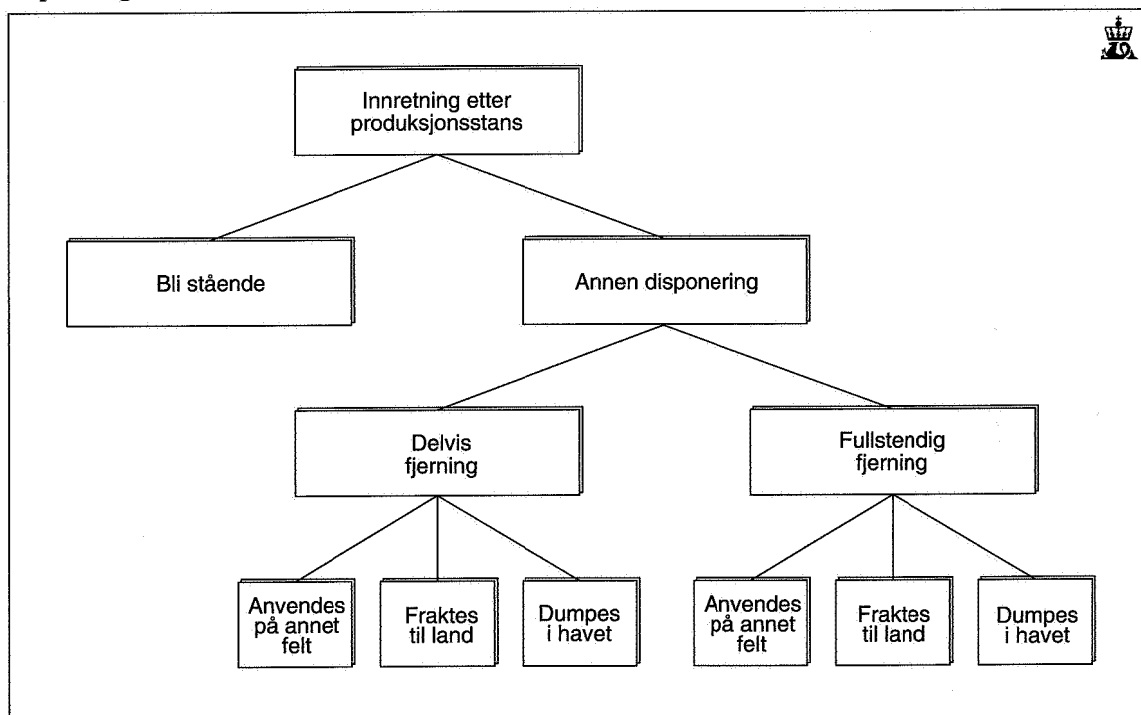
mindre enn 100 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.

- For øvrige innretninger vil spørsmålet om fjerning bero på en konkret vurdering fra den enkelte kyststat. Ved denne vurderingen skal det tas hensyn til blant annet sikkerheten til sjøs, til andre brukere av havet, innvirkningen på miljøet og de levende ressurser, kostnadene og sikkerhetsrisikoen forbundet med fjerning. Samtidig må alternativ bruk og andre rimelige grunner for å la innretningen bli stående helt eller delvis, vurderes.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas et forsvarlig vedlikehold for å forhindre at innretningen bryter sammen.
- Etter 1.1.1998 skal det ikke utplasseres innretninger som det ikke er teknisk mulig å fjerne.

De vedtatte IMO-reglene har karakter av retningslinjer. De vil således ikke være rettslig bindende for statene. På den annen side vil reglene ha en betydelig moralsk gjenomslagskraft og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

Petroleumslovutvalget har på oppdrag fra Nærings- og energidepartementet utarbeidet forslag til regler om

**Figur 2.11**  
Disponeringsalternativer av innretning ved bruksopphør





disponering av innretninger plassert på kontinentalsokkelen. Utvalgets innstilling NOU 1993: 25 «Avslutning av petroleumproduksjon - framtidig disponering av innretninger» ble overlevert statsråden juni 1993.

Utvalget foreslår endringer i form av et nytt kapittel i petroleumsløven. De nye bestemmelsene er dels videreføring av dagens regler og dels nyordninger.

Innføring av avslutningsplan vil utgjøre det viktigste beslutningsgrunnlag for myndighetene når det skal treffes beslutninger om disponering av innretninger brukt i petroleumsvirksomheten. Avslutningsplanen skal inneholde rettighetshavers forslag til disponering av innretningene etter den aktuelle tillatelse er utløpt eller etter endt bruk.

Utarbeidelse av en avslutningsplan innenfor nærmere angitte tidsfrister innebærer at saksbehandlingen flyttes fram i tid slik at beslutning om disponering av innretningene kan tas i rimelig tid før produksjonen opphører eller tillatelsen løper ut.

**Figur 2.12.1.a**  
**Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel**

		OLJE (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> )	GASS (10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup> )	NGL (10 <sup>6</sup> tonn)	O.EKV (10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o.e.)
3 felt med avsluttet produksjon		0	39	0	39
31 felt i produksjon (opprinnelige reserver)	Nåværende plan	2258	717	89	3090
	Økt utvinning	414			414
8 felt besluttet utbygd	Nåværende plan	237	1016	54	1323
	Økt utvinning	87			87
22 funn med konkrete utbyggingsplaner		395	853	62	1328
54 funn uten konkrete utbyggingsplaner		140	490	28	665
16 funn i tilbakeleverte områder		11	110		121
42 nye funn og små, tekniske funn		80	70		150
Sum felt og funn		3621	3294	233	7217
Uoppdagede ressurser		1435	2090		3525
Solgt mengde per 31.12.94		1155	427	38	1631
Reserver					

## 2.12 PETROLEUMSRESSURSER

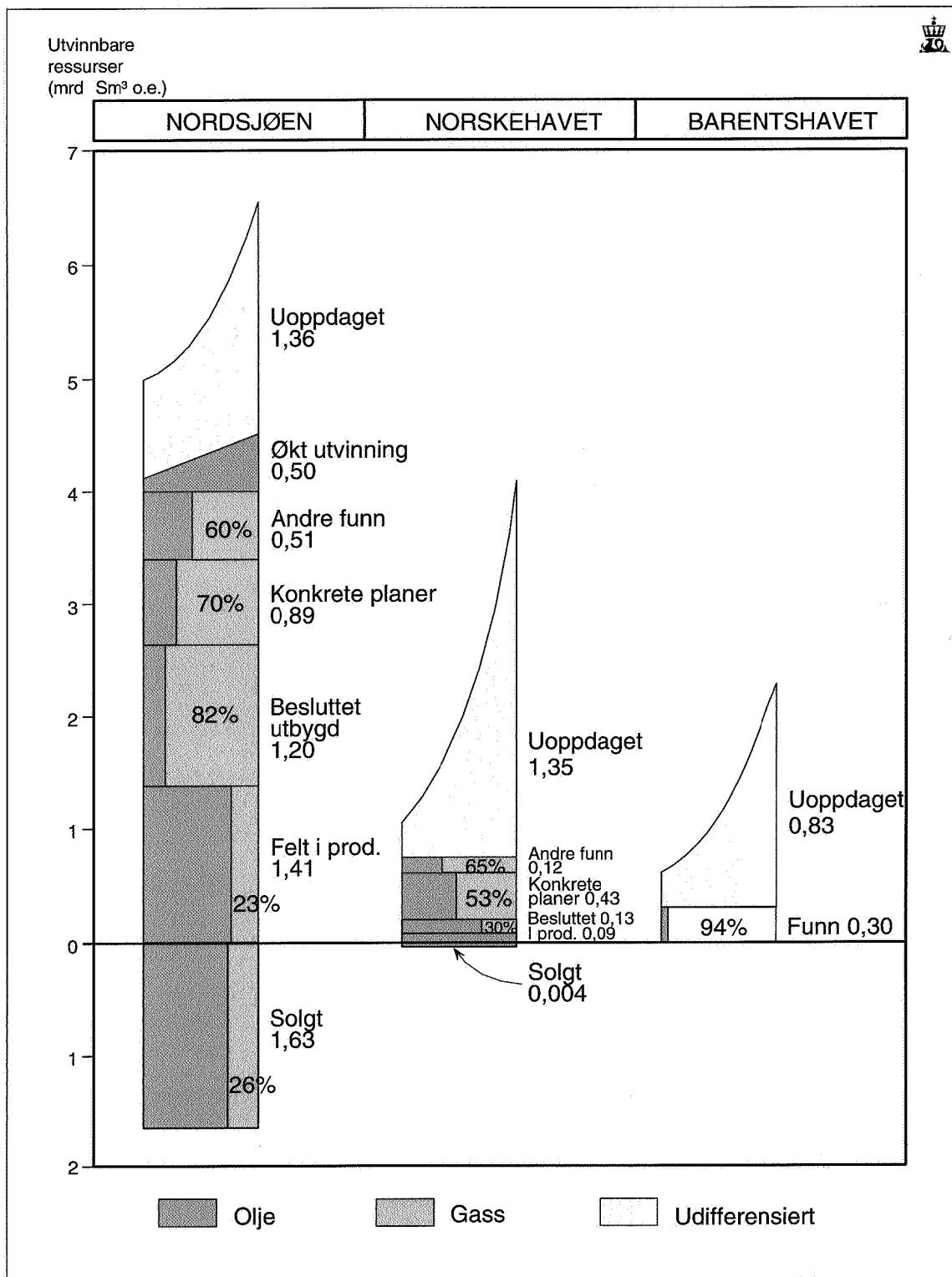
### 2.12.1 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes at nye funn blir oppdaget, og at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres på grunn av ny kartlegging eller ny utvinningsteknologi, eller kombinasjon av begge faktorer. De gjenværende reservene reduseres dessuten som følge av produksjon.

#### Klassifikasjonssystemet

Oljedirektoratet har i 1994 revidert klassifikasjonssystemet for oppdagede ressurser. Det skilles her mellom 7 klasser: felt med avsluttet produksjon, felt i produksjon, felt besluttet utbygd, funn med konkrete utbyggingsplaner, funn uten konkrete utbyggingsplaner, funn i tilbakelevert område samt en klasse for små, tekniske funn og nye funn som ikke er ferdig evaluert. For de siste to klassene publiserer Oljedirektoratet kun samlede anslag over ressursene.

Figur 2.12.1.b  
Geografisk fordeling av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel



**Tabell 2.12.1.a**  
**Endring i de oppdagede ressursene**

Endring i de oppdagede ressursene	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O. EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Nye funn	65,0	55,0		120,0
Eldre funn bokført i 1994	34,6	43,9		78,5
Justeringer på felt og funn	-17,2	-19,9	91,7	82,1
Produksjon	-145,9	-26,6	-5,8	-180,0
Sum endring 1993-1994	-63,5	52,4	85,9	100,6

Ressurser er et samlebegrep som brukes om alle typer petroleumsmengder. Reserver omfatter utvinnbare ressurser i henhold til godkjente planer for felt i produksjon og for felt besluttet utbygd. Reserver fordeler seg altså på de tre første klassene. Det kan skilles mellom opprinnelig utvinnbare og gjenværende reserver.

For å få betegnelsen funn, må en brønn ha påvist bevegelige hydrokarboner i en separat geologisk struktur eller et separat stratigrafisk nivå. Dette kan gjøres både ved testing av formasjonens produksjonsegenskaper (DST), og ved bruk av diverse prøvetakingsutstyr (RFT/FMT, MDT etc). Et funn kalles et felt når Plan for utbygging og drift (PUD) er godkjent av myndighetene. Ethvert funn og ethvert felt har kun én funnbrønn. Dette betyr at under-søkelsesbrønner som påviser ressurser som inngår, eller vil inngå, i ressurstallet for et eksisterende funn eller felt, ikke regnes som nytt funn. Funnåret er det året funnbrønnen er avsluttet.

#### Uoppdagede ressurser

De uoppdagede ressursene omfatter både kartlagte prospekter og ikke-kartlagte ressurser i områder hvor man har definert letemodeller. Oljedirektoratet foretok i 1994 en ny analyse av de uoppdagede petroleumssressursene på norsk sokkel, se figur 2.12.1.a og 2.12.1.b. Det er alltid stor usikkerhet knyttet til slike analyser. Forskjellen mellom det minste og det største mulige anslaget er forsøkt illustrert i figur 2.12.1.b. Størrelsen som er oppgitt for uoppdagede ressurser er den statistiske forventningsverdien.

#### Funn gjort i 1994

I løpet av 1994 ble det påvist bevegelige hydrokarboner i 14 undersøkelsesbrønner. Disse er 2/7-29, 2/11-10 S, 15/9-20 S, 24/9-5, 25/8-5 S, 30/3-6 S, 30/9-15, 30/9-16, 34/7-23 S, 34/11-1, 6204/11-1, 6407/8-2, 6608/10-4 og 7128/4-1. Det er også påvist hydrokarboner i 30/8-1 S, men denne brønnen var ikke avsluttet ved årsskiftet. Bare et fåtall av funnene er ferdig evaluert, men det er foreløpig anslått at ressurstilveksten på grunn av nye funn i 1994 vil bli i størrelsesorden 85-150 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

#### Eldre funn nå bokført

I tillegg til årets funn nevnt ovenfor, inngår nå også 2/7-22, 34/7-22 og 7120/7-2 Askeladd Sentral i ressursregnskapet.

Ressurstilveksten som skyldes disse funnene er på til sammen 6,1 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 11,3 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dessuten er det i år bokført samleanslag over ressursene i

**Tabell 2.12.1.b**  
**Opprinnelige petroleumsreserver i felt med avsluttet produksjon**

	OPPRINNELIG SALGBAR			
	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O. EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Mime	0,4	0,1		0,5
Nordøst Frigg		11,8	0,1	11,9
Odin		26,6		26,6
Sum	0,4	38,5	0,1	39,1

klassene for funn i tilbakelevert område og små, tekniske funn. En rekke av disse har tidligere ikke inngått i Oljedirektoratets ressursanslag. Dette medfører en økning i det bokførte anslaget for oppdagede ressurser med til sammen 28,5 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 32,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Samlet utgjør ressurstilveksten fra disse eldre funnene 34,6 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 43,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

#### Justering i ressursanslaget for eksisterende felt og funn

For felt som avsluttet produksjonen i løpet av året, felt i produksjon og felt besluttet utbygd samt funn med og uten konkrete utbyggingsplaner, viser nåværende ressursstatus i forhold til fjorårets årsberetning at oljeressursene er redusert med 17,2 millioner Sm<sup>3</sup> og gassressursene med 19,9 milliarder Sm<sup>3</sup>. NGL-ressursene er økt kraftig med 91,7 millioner tonn, se tabell 2.12.2. I 1994 ble rapporteringsrutinene fra selskapene til Oljedirektoratet endret noe slik at en del tidligere oljeressurser nå blir rapportert som NGL (som inkluderer kondensat). Størsteparten av økningen i NGL-tallene skyldes dette. For detaljer i ressursendringene henvises det til avsnitt 2.12.2.

#### Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1994 er 145,9 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 26,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 5,8 millioner tonn NGL (inkludert kondensat).

#### Ressursstatus

Fra 1993 til 1994 viser Oljedirektoratets ressursstatus at tilveksten i de oppdagede ressursene av olje og gass er noe større enn uttaket. Det er en liten reduksjon i anslaget for olje på 63,5 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette skyldes blant annet at en del tidligere olje nå rapporteres som NGL. Anslaget for gass er økt med 52,4 milliarder Sm<sup>3</sup> og NGL er økt med 85,9 millioner tonn.

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i figur 2.12.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 2.12.1.b. Ressursene i de enkelte felt og funn på norsk kontinentalsokkel er inndelt i henhold til den nye ressursklassifikasjonen (se ovenfor) og er framstilt i følgende tabeller:

- Opprinnelige petroleumsreserver i felt med avsluttet produksjon (tabell 2.12.1.b).
- Petroleumsreserver i felt i produksjon (tabell 2.12.1.c).

- Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd (tabell 2.12.1.d).
- Petroleumsressurser i funn med konkrete utbyggingsplaner (tabell 2.12.1.e).
- Petroleumsressurser i funn uten konkrete utbyggingsplaner (tabell 2.12.1.f).
- Petroleumsressurser i funn i tilbakelevert område, små tekniske funn og nye funn (tabell 2.12.1.g).

### Felt med avsluttet produksjon

I 1994 ble produksjonen avsluttet på feltene Mime og Odin, slik at det ved årsskiftet til sammen var tre felt med avsluttet produksjon på norsk kontinentalsokkel, se tabell 2.12.1.b.

### Reserver i felt som er i produksjon/besluttet utbygd

Per 31.12.1994 er det besluttet å gjennomføre 42 utbyggingsprosjekter (inkludert tre felt med avsluttet produksjon) på norsk kontinentalsokkel, ett mer enn ved forrige årsskifte. Det nye utbyggingsprosjektet er Vigdis. Det er imidlertid flere nye planer for utbygging og drift til behandling hos myndighetene, og det er ventet at flere større og mindre utbygginger vil bli godkjent i løpet av 1995. I løpet av 1994 ble fire nye felt satt i produksjon. Dette er Gullfaks Vest, Lille-Frigg, Statfjord Øst og Tordis. Det var derfor ved årsskiftet 31 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel, se tabell 2.12.1.c. Av de to feltene i Norskehavet er det bare Draugen som er i produksjon. Heidrun ventes å starte produksjonen i løpet av 1995. 8 felt er besluttet utbygd, men ennå ikke satt i produksjon, se tabell 2.12.1.d.

**Tabell 2.12.1.c**

### Petroleumsreserver i felt i produksjon

	OPPRINNELIG SALGBAR				GJENVÆRENDE		
	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O.EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn
<b>Nordsjøen:</b>							
Albuskjell	7,4	15,8	1,0	24,5	0,3	1,0	0,0
Brage	46,2	2,0	0,8	49,2	39,8	1,8	0,7
Cod	2,9	7,3	0,5	10,9	0,2	0,5	0,0
Edda	4,8	2,1	0,2	7,2	0,5	0,2	
Ekofisk	359,7	150,8	14,1	528,8	167,4	60,4	6,1
Eldfisk	70,7	44,9	3,7	120,4	14,9	20,9	1,1
Embla	5,0	3,0	0,3	8,4	2,9	2,4	0,2
Frigg 1)		110,9	0,4	111,4		0,9	0,0
Gullfaks	281,0	21,5	2,2	305,4	134,1	11,5	1,1
Gullfaks Vest	2,9	0,3		3,2	2,4	0,3	
Gyda	30,6	3,9	1,7	36,7	14,9	1,9	0,8
Heimdal 2)	6,5	38,6		45,1	2,2	9,0	
Hod	7,9	2,0	0,3	10,3	3,4	1,2	0,2
Lille-Frigg	3,6	7,0		10,6	3,2	6,5	
Loke 3) 4)	1,4	5,8	0,7	8,1	1,4	5,8	0,7
Murchison 5)	12,0	0,4	0,3	12,8	0,5	0,1	0,0
Oseberg	310,0	88,9		398,9	173,0	88,9	
Sleipner Øst 4)		47,8	30,4	87,3		43,0	27,2
Snorre	173,3	6,9	3,6	184,9	155,0	6,2	2,9
Statfjord 6)	530,0	57,0	16,0	607,8	128,7	29,2	8,0
Statfjord Øst	19,4	2,4	0,7	22,7	18,8	2,4	0,7
Tommeliten Gamma	3,8	9,7	0,5	14,2	0,6	2,6	0,1
Tor	21,3	10,8	1,1	33,5	1,9	0,5	0,0
Tordis	29,0	2,0	1,0	32,3	27,4	1,9	1,0
Ula	69,1	4,7	2,7	77,3	21,1	1,6	0,7
Valhall	100,7	26,3	4,1	132,3	61,4	18,5	2,5
Veslefrikk	52,8	2,3	0,9	56,3	34,1	1,9	0,3
Vest Ekofisk	12,2	27,2	1,4	41,2	0,2	1,9	0,0
Øst Frigg		8,8	0,1	8,9		0,6	0,0
30/6 Gamma Nord	1,3	6,2		7,5	0,5	6,2	
<b>Sum</b>	<b>2165,5</b>	<b>717,3</b>	<b>88,7</b>	<b>2998,1</b>	<b>1010,9</b>	<b>329,9</b>	<b>54,6</b>
<b>Norskehavet:</b>							
Draugen	92,0			92,0	88,0		
<b>Sum</b>	<b>92,0</b>			<b>92,0</b>	<b>88,0</b>		
<b>Totalt</b>	<b>2257,5</b>	<b>717,3</b>	<b>88,7</b>	<b>3090,1</b>	<b>1098,9</b>	<b>329,9</b>	<b>54,6</b>

1) Dette er norsk andel: 60,82 %

2) NGL selges som olje

3) Reserveanslaget omfatter både Heimdalformasjonen (i produksjon) og jura/triasreservoaret

4) Salg fra Sleipner Øst og Loke foregår samlet.

Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Sleipner Øst.

5) Dette er norsk andel: 22,2 %

6) Dette er norsk andel: 85,46869%

**Tabell 2.12.1.d**  
**Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd**

		OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O.EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Nordsjøen:	Frøy	13,9	3,0	0,2	17,2
	Gyda Sør	1,5	0,9	0,2	2,7
	Sleipner Vest		126,9	33,7	170,7
	Staffjord Nord	29,0	2,4		31,4
	Troll Vest (fase 2) olje	71,0	17,5		88,5
	Troll Øst (fase 1)		825,0	20,0	851,0
	Vigdis	33,9	2,4		36,3
	Sum	149,3	978,1	54,1	1197,7
Norskehavet:	Heidrun	87,3	37,8		125,1
	Sum	87,3	37,8		125,1
Totalt		236,6	1015,9	54,1	1322,8

**Tabell 2.12.1.e**  
**Petroleumsressurser i funn med konkrete utbyggingsplaner**

		OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O.EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Nordsjøen:	Troll Vest (fase 3) gass	463,0	10,8		477,0
	9/2-1 Yme	5,8			5,8
	15/5-1 Dagny		6,1	1,4	7,9
	15/9-15 My		4,4	1,9	6,9
	15/12-4 Beta	12,3			12,3
	25/11-1 Balder	32,2			32,2
	25/11-15 Hermod	60,0	1,8		61,8
	30/2-1 Huldra	7,9	22,3		30,2
	30/6-5 Oseberg Øst	19,0	1,0		20,0
	30/9-3 Omega Nord	16,6	8,0		24,6
	30/9-6	2,0	0,2		2,2
	30/9-7	0,9			0,9
	30/9-10 Omega Sør	3,2			3,2
	34/7-22 Tordis Øst	5,5			5,5
	34/8-1 Visund	47,0	51,0		98,0
	34/10-2 Gullfaks Sør	25,6	56,1		81,7
	34/10-17 Rimfaks	13,0	10,0		23,0
	Sum	251,0	623,9	14,1	893,2
Norskehavet:	6407/7-1 S Njord	35,0	7,2		42,2
	6506/12-1 Smørbukk		95,0	35,0	140,5
	6506/12-3 Smørbukk Sør	31,0	24,0		55,0
	6507/11-1 Midgard	1,3	87,0	13,0	105,2
	6608/10-2 Norne	76,2	15,6		91,8
	Sum	143,5	228,8	48,0	434,7
Totalt		394,5	852,7	62,1	1327,9

Troll Vest olje (fase 2) og Troll Vest gass (fase 3) er egne utbyggingsprosjekter og er derfor ført opp med egne ressurser i tabell 2.12.1.d. og e.

De totale, opprinnelig utvinnbare reservene er 4,45 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e., som fordeler seg på 2,68 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 1,77 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. I tillegg er det identifisert et potensial for økt oljeutvinning på 0,5 milliarder Sm<sup>3</sup>. Totalt er det fram til 31.12.1994 produsert 1204 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 427 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. Dette utgjør 31 % av oppdaget olje/NGL og 13 % av oppdaget gass. Da er potensialet for økt oljeutvinning tatt med.

#### Ressurser i funn med konkrete utbyggingsplaner

Det er ved årsskiftet 22 funn som vurderes til å ha konkrete

utbyggingsplaner, se tabell 2.12.1.e. Dette er blant annet funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene. I denne kategorien inkluderes også funn hvor det er signalisert at slik plan vil bli levert i overskuelig framtid (2-3 år), og hvor det er betydelig aktivitet hos operatør og rettighetshavere. Petroleumsressursene for disse funnene utgjør til sammen 1,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Av dette ligger 0,9 milliarder Sm<sup>3</sup> i Nordsjøen og 0,4 milliarder Sm<sup>3</sup> i Norskehavet.

#### Ressurser i funn uten konkrete utbyggingsplaner

Tabell 2.12.1.f viser en oversikt over funn på norsk sokkel som for tiden ikke har aktuelle utbyggingsplaner. Denne listen omfatter ikke funn i tilbakeleverte områder, små tekniske funn eller funn gjort i 1994, som er egne ressursklasser. De til sammen 54 funnene er plassert i denne kategorien fordi de vurderes av Oljedirektoratet til ikke å ha tilstrekkelig konkrete utbyggingsplaner, eller fordi aktiviteten hos operatørene er liten når det gjelder disse funnene. Ressursmengden utgjør totalt 0,67 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Av dette ligger 0,31 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. i Nordsjøen, 0,1 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. i Norskehavet, og en betydelig mengde, ca 0,26 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. i Barentshavet.

#### Ressurser i tilbakeleverte funn

I tillegg til funnene som er omtalt i avsnittene ovenfor, finnes det også i Oljedirektoratets database 16 funn i tilbakeleverte områder. En rekke av disse er små, tekniske funn, men denne kategorien omfatter også større funn som 35/3-2 Agat, 35/8-1, 35/8-2, 7120/12-2 Alke Sør og 7226/11-1. Disse er hovedsakelig gassfunn. Totalt utgjør ressursene i funn i tilbakeleverte områder 11 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 110 milliarder Sm<sup>3</sup> gass, se tabell 2.12.1.g.

#### Ressurser i små, tekniske funn og nye funn i 1994

Det er registrert til sammen 42 funn i denne kategorien. De nye funnene er ikke ferdig evaluert, og derfor ikke plassert i de respektive klassene ovenfor. De små, tekniske funnene omfatter funn med dårlige formasjonstester samt funn som ikke ble testet. Oljedirektoratets ressursdatabase inneholder 28 slike funn.

Det ble gjort 14 nye funn i 1994 (se ovenfor). Blant de største er 34/11-1, 25/8-5 S og 6204/11-1. Enkelte av de nye funnene vil bli lagt til eksisterende felt som tilleggs-

**Tabell 2.12.1.f**  
**Petroleumsressurser i funn uten konkrete utbyggingplaner**

	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O.EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
<b>Nordsjøen:</b>				
1/2-1 1)	3,0			3,0
1/3-3	1,2	0,3		1,5
1/3-6	3,3	5,8		9,1
1/9-1 Tommeliten Alpha2,5	2,7	0,5		5,9
2/4-17 Tjalve	1,0	2,1		3,1
2/5-3 Sørøst Tor	2,5	2,0		4,5
2/7-22	0,6	1,4		2,0
2/12-1 Mjølner	1,5	0,7		2,2
3/7-4 Trym	1,1	4,1		5,2
6/3-1 Pi	0,8			0,8
7/7-2	2,7	0,1		2,8
7/8-3	6,2			6,2
15/3-1,3	5,2	10,5		15,7
15/3-4	2,2	1,3		3,5
15/8-1 Alpha		4,3	3,6	9,0
15/9-19 SR	6,5			6,5
15/12-8	0,6	1,3		1,9
16/7-4	1,4	8,0		9,4
24/6-1 Peik 1)	0,9	3,1		4,0
25/2-5 Lille Frøy	1,2	1,5	0,3	3,1
25/4-6 S Vale	1,3	1,0	0,3	2,6
25/5-3 Skirne		3,3	0,3	3,7
25/5-4 Byggve	0,6	2,6		3,2
25/6-1	2,0			2,0
25/8-1	7,0			7,0
30/6-18 Kappa	1,0	3,6		4,6
30/7-6 R Hild	6,6	27,6		34,2
30/9-13 S	7,5	1,7		9,2
30/9-4 S	0,3	0,2		0,5
30/9-9		1,7		1,7
34/7-21	13,6			13,6
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		75,0
35/9-1 R	5,0	11,5		16,5
35/11-2	4,6	4,9		9,5
35/11-4 R	9,0	8,6		17,6
35/11-7	9,0	4,0		13,0
<b>Sum</b>	<b>117,9</b>	<b>188,9</b>	<b>5,0</b>	<b>313,2</b>
<b>Norskehavet:</b>				
6406/3-2 Trestakk	4,8			4,8
6407/1-2 Tyrhans Sør	11,5	5,1		18,1
6407/1-3 Tyrhans Nord	2,5	15,4	2,0	20,5
6407/6-3 Mikkel		18,2	3,7	23,0
6506/11-2		1,6	2,8	5,2
6507/2-2	0,5	2,6		3,1
6507/3-1		11,0		11,0
6507/8-4	7,3	1,9		9,2
<b>Sum</b>	<b>15,1</b>	<b>62,2</b>	<b>13,6</b>	<b>95,0</b>
<b>Barentshavet:</b>				
7120/7-1		22,5		22,5
7120/7-2 Askeladd Sentral	9,9			9,9
7120/8-1 Askeladd		49,8		49,8
7120/9-1 Albatross		41,7		41,7
7121/4-1 Snøhvit	6,7	83,0	9,2	101,7
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,3		3,3
7121/5-2 Beta		4,3		4,3
7121/7-2 Albatross Sør	10,8			10,8
7122/6-1		11,0		11,0
7124/3-1		2,1		2,1
<b>Sum</b>	<b>6,7</b>	<b>238,4</b>	<b>9,2</b>	<b>257,1</b>
<b>Totalt</b>	<b>139,7</b>	<b>489,5</b>	<b>27,8</b>	<b>665,2</b>

1) Dette er norsk andel

ressurser. Det er stor usikkerhet knyttet til ressursanslaget i denne funnkategorien, men Oljedirektoratet anslår en total forventningsverdi på ca 80 millioner Sm<sup>3</sup> olje og ca 70 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

**Tabell 2.12.1.g**  
**Petroleumsressurser i funn i tilbakelevert område, små tekniske funn og nye funn**

	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	O.EKV 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
Funn i tilbakelevert område	11	110		121
Små, tekniske funn og nye funn i 1994	80	70		150
<b>Sum</b>	<b>91</b>	<b>180</b>		<b>271</b>

## 2.12.2 ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

### 2.12.2.1 Felt i produksjon/besluttet utbygd

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens reserveanslag i sine ressuroversikter.

Det har vært foretatt en rekke revurderinger av reserveanslagene i løpet av 1994, som vist i tabell 2.12.2. Årsakene til de viktigste forandringene er som følger:

#### Albuskjell

Oppdatering av simuleringsmodellen har ført til reduserte reserveanslag.

#### Draugen

Salgbar gass er satt til 0, da det ikke er inngått noen salgsvtale for gass fra Draugen, og den produserte gassen blir injisert i en vannførende struktur.

#### Eldfisk

Forandringen i reservetallene skyldes oppdatering av reservoarsimuleringsmodellen.

#### Gullfaks

Økningen i reserveanslaget skyldes delvis at det er kartlagt større tilstedeværende reserver og delvis forbedret utvinning.

#### Gullfaks Vest

Anslaget over utvinnbar olje er redusert basert på ny kartlegging og informasjon fra produksjonsboring.

#### Oseberg

Reserveanslaget er økt som følge av stabil gassfront, forsinket gassgjennombrudd, bedre drenering og vellykkede horisontale brønner.

#### Sleipner Øst

Reduksjonen i reserveanslagene for olje/NGL skyldes at endringer i PVT egenskapene har ført til «tørrere» produksjon, som gir mindre væske enn tidligere antatt. All væskeproduksjon oppgis nå som NGL.

#### Snorre

Økningen av reserveanslaget skyldes i hovedsak at ressursene i Lundeforrasjonen nå er inkludert i reservene.

#### Statfjord

Oppjustering i reserveanslaget er basert på resultat fra ny

**Tabell 2.12.2**  
**Endringer i reserve/ressursanslag i årsberetningene 1993-1994**

	Årsberetning 1993			Årsberetning 1994			Endringer fra 1993 til 1994		
	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn	OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn
<b>Felt med avsluttet produksjon</b>									
Odin		26,9			26,6			-0,3	
Mime	0,6	0,1		0,4	0,1		-0,2	0,0	
<b>Felt i produksjon</b>									
Albuskjell	8,8	20,8	1,3	7,4	15,8	1,0	-1,4	-5,0	-0,3
Brage	46,2	1,7	1,0	46,2	2,0	0,8		0,3	-0,2
Edda	4,7	2,0	0,2	4,8	2,1	0,2	0,1	0,1	
Ekofisk	355,0	159,0	14,7	359,7	150,8	14,1	4,7	-8,2	-0,6
Eldfisk	77,0	54,0	4,8	70,7	44,9	3,7	-6,3	-9,1	-1,1
Embla	4,1	1,4	0,2	5,0	3,0	0,3	0,9	1,6	0,1
Frigg	112,0	0,4		110,9	0,4		-1,1		
Gullfaks	253,0	17,8	2,1	281,0	21,5	2,2	28,0	3,7	0,1
Gullfaks Vest	3,7	0,4		2,9	0,3		-0,8	-0,1	
Gyda	30,6	4,0	1,9	30,6	3,9	1,7		-0,1	-0,2
Heimdal	6,1	37,4		6,5	38,6		0,4	1,2	
Hod	7,9	2,3	0,4	7,9	2,0	0,3		-0,3	-0,1
Loke	1,8	5,8	0,5	1,4	5,8	0,7	-0,4	0,0	0,2
Murchison	12,7	0,4	0,4	12,0	0,4	0,3	-0,7	0,0	-0,1
Oseberg	300,0	81,0		310,0	88,9		10,0	7,9	
Sleipner Øst	27,1	47,0	15,2		47,8	30,4	-27,1	0,8	15,2
Snorre	142,0	7,6	5,4	173,3	6,9	3,6	31,3	-0,7	-1,8
Statfjord	498,0	53,0	15,5	530,0	57,0	16,0	32,0	4,0	0,5
Statfjord Øst	13,3	1,9		19,4	2,4	0,7	6,1	0,5	0,7
Tommeliten Gamma	3,4	8,2	0,5	3,8	9,7	0,5	0,4	1,5	
Tor	23,4	11,5	1,2	21,3	10,8	1,1	-2,1	-0,7	-0,1
Tordis	18,8	1,2	0,5	29,0	2,0	1,0	10,2	0,8	0,5
Ula	69,0	4,7	3,2	69,1	4,7	2,7	0,1		-0,5
Valhall	94,0	25,3	4,8	100,7	26,3	4,1	6,7	1,0	-0,7
Veslefrikk	45,0	3,6	1,5	52,8	2,3	0,9	7,8	-1,3	-0,6
Vest Ekofisk	12,4	28,0	1,5	12,2	27,2	1,4	-0,2	-0,8	-0,1
Øst Frigg	8,6			8,8	0,1		0,2	0,1	
30/6 Gamma Nord	0,9	6,2	0,4	1,3	6,2		0,4		-0,4
Draugen	92,0	4,4		92,0				-4,4	
<b>Felt besluttet uthyd</b>									
Frøy	14,0	3,0		13,9	3,0	0,2	-0,1		0,2
Gyda Sør	1,5	0,9	0,1	1,5	0,9	0,2			0,1
Sleipner Vest	29,5	122,0	10,0		126,9	33,7	-29,5	4,9	23,7
Statfjord Nord	31,0	2,5		29,0	2,4		-2,0	-0,1	
Troll Vest (fase 2) olje	61,0			71,0	17,5		10,0	17,5	
Troll Øst (fase 1)		825,0	19,2		825,0	20,0			0,8
Vigdis	33,1	2,3		33,9	2,4		0,8	0,1	
<b>Funn med konkrete planer</b>									
15/12-4 Beta	13,2	2,3		12,3			-0,9	-2,3	
15/5-1 Dagny	2,0	6,0			6,1	1,4	-2,0	0,1	1,4
15/9-15 My	5,0	11,0			4,4	1,9	-5,0	-6,6	1,9
30/9-6	2,7			2,0	0,2		-0,7	0,2	
34/8-1 Visund	45,0	46,0		47,0	51,0		2,0	5,0	
9/2-1 Yme	3,4			5,8			2,4		
6506/12-1 Smørbukk	37,0	95,0			95,0	35,0	-37,0		35,0
6608/10-2 Norne	70,0	13,0		76,2	15,6		6,2	2,6	
<b>Funn uten konkrete planer</b>									
1/3-3	3,3	0,1		1,2	0,3		-2,1	0,2	
1/3-6	1,2	2,8		3,3	5,8		2,1	3,0	
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,5	7,8	0,5	2,5	2,7	0,5	-1,0	-5,1	
15/8-1 Alpha	5,0	11,0			4,3	3,6	-5,0	-6,7	3,6
15/9-19 SR	4,6	0,7		6,5			1,9	-0,7	
25/2-5 Lille Frøy	5,3	1,9		1,2	1,5	0,3	-4,1	-0,4	0,3
25/4-6 S Vale	3,1	2,3		1,3	1,0	0,3	-1,8	-1,3	0,3
25/5-3 Skirne	0,3	2,3			3,3	0,3	-0,3	1,0	0,3
25/6-1	4,1	0,9		2,0			-2,2	-0,9	
3/7-4 Trym	0,7	3,9		1,1	4,1		0,4	0,2	
30/9-13 S	7,2	2,2		7,5	1,7		0,3	-0,5	
30/9-9	5,2				1,7		-5,2	1,7	
35/11-2	5,4	5,6		4,6	4,9		-0,8	-0,7	
35/11-4 R	18,0	10,8		9,0	8,6		-9,0	-2,2	
35/11-7	20,7	15,4		9,0	4,0		-11,7	-11,4	
6/3-1 Pi	0,9	1,0		0,8			-0,1	-1,0	
6407/1-2 Tyrrihans Sør	5,1	11,5			11,5	5,1	-5,1		5,1
6407/1-3 Tyrrihans Nord	4,5	15,0		2,5	15,4	2,0	-2,0	0,4	2,0
6407/6-3 Mikkel	3,8	18,0			18,2	3,7	-3,8	0,2	3,7
6506/11-2	6,3	3,6			1,6	2,8	-6,3	-2,0	2,8
6507/3-1	1,1	7,1			11,0		-1,1	3,9	
6507/8-4	11,8	2,5		7,3	1,9		-4,5	-0,6	
7120/8-1 Askeladd		59,7			49,8			-9,9	
<b>Sum</b>							-17,2	-19,9	91,7

langtidsplan for feltet som Statoil har utarbeidet i samarbeid med rettighetshaverne.

#### **Statfjord Øst**

Oppjusteringen av reserveanslaget skyldes resultater fra produksjonsbrønner som viser at bergartsvolumet er større enn tidligere antatt.

#### **Tordis**

Oppjusteringen av reservene er relatert til at ny geologisk modell, ny kartlegging samt ny reservoarsimulering er utarbeidet.

#### **Troll Vest (fase 2) olje**

I tillegg til Troll oljeprovins (19 brønner) inkluderer dette feltet nå den besluttede brønnklyngen (H-klyngen) med 6 brønner i Troll Vest gassprovins.

#### **Valhall**

Oppjusteringen av reservene skyldes ny kartlegging ved hjelp av 3D-data.

#### **Veslefrikk**

Oppjusteringen av oljereservene skyldes delvis resultatene av ny kartlegging, og delvis at ressursene i Statfjordformasjonen og øvre Brentgruppen er inkludert. Reduksjonen i gass- og NGL-reservene skyldes gassreinjeksjon.

#### **2.12.2.2 Funn**

Endringer i ressursanslag fra 1993-1994 er gitt i tabell 2.12.2. Funn med større endringer er kommentert spesielt.

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

Endringen i ressursanslaget skyldes at Oljedirektoratet nå bruker operatørens tall.

#### **1/3-6**

Ressursanslaget er oppjustert på grunn av ny kartlegging.

#### **1/9-1 Tommeliten Alpha**

Endringen i ressursanslaget er basert på ny kartlegging og en endring av reservoarsone-inndelingen i den geologiske modellen.

I tillegg er det utført ny analyse av PVT data og av vannmetning.

#### **9/2-1 Yme**

Oppjustering av ressursene skyldes mer informasjon fordi det er boret en avgrensingsbrønn og fordi det er besluttet å benytte vanninjeksjon.

#### **15/8-1 Alpha**

Endringen i ressursanslaget skyldes at Oljedirektoratet nå bruker operatørens tall.

#### **15/9-15 My**

Endringen i ressursanslaget skyldes at Oljedirektoratet nå bruker operatørens tall.

#### **25/2-5**

Ny kartlegging danner grunnlaget for de nedjusterte ressurstallene.

#### **25/4-6 S Vale**

Nye studier danner grunnlaget for de nedjusterte ressurstallene.

#### **25/5-3 Skirne**

Nye ressurstall baserer seg på ny studie. Ny simuleringsstudie foreligger ikke, og Oljedirektoratets tidligere utvinningsgrad for gass/NGL er derfor benyttet ved beregning av reservene.

#### **25/6-1**

Nedjusteringen av ressursene skyldes ny kartlegging.

#### **30/9-9**

Endringen i ressursanslagene skyldes at Oljedirektoratet nå bruker operatørens tall.

#### **34/8-1 Visund**

Retolkning av de siste brønnene og tolkning av de siste simuleringsmodellene har gitt en økning i ressursanslagene.

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

Ressursanslaget er redusert på grunn av ny ressursevaluering basert på 3D-seismikk.

#### **35/11-7**

Ressursanslaget er redusert på grunn av ny ressursevaluering basert på 3D-seismikk.

#### **6506/11-2**

Ny kartlegging av funnet er grunnen til reduksjonen i ressursanslaget.

#### **6506/12-1 Smørbukk**

Væskeressursene i 6506/12-1 Smørbukk oppgis nå som NGL. Det har samtidig blitt gjort en oppjustering av utvinnbar NGL som forutsetter at en del av den produserte gassen reinjiseres i reservoaret. Tidligere anslag forutsatte trykkavlastning som utvinningsmekanisme.

#### **6507/3-1**

Oppjusteringen av ressursene skyldes ny kartlegging ved hjelp av 3D-data.

#### **6507/8-4 Heidrun Nord**

Nedjusteringen av ressursene skyldes ny kartlegging/modellering.

#### **6608/10-2 Norne**

Oppjusteringen av ressursene skyldes at Oljedirektoratet i år har utført egne beregninger der utvinningsgraden er basert på vanninjeksjon. Ressursene fra forrige år var operatørens beregninger og var basert på kombinert gass/vanninjeksjon.



**7120/8-1 Askeladd**

Det tidligere ressurstallet for Askeladd (59,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass) deles mellom funnene 7120/8-1 Askeladd (49,8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass) og 7120/7-2 Askeladd Sentral (9,9 milliarder Sm<sup>3</sup> gass).

**2.12.2.3 Navneendringer foretatt i 1994**

Oljedirektoratet har i denne årsberetningen foretatt en endring av betegnelsene på en del funn i forhold til tidligere årsberetninger. Heretter vil Oljedirektoratet betegne alle funn, det vil si akkumulasjoner som ikke har godkjent plan for utbygging og drift, med funnbrønner samt et godkjent eller uoffisielt navn dersom et slikt finnes.

Alle forandringer som kun skyldes denne endringen av praksis er reflektert i tabellene i avsnitt 2.12.1, og ikke nevnt her. De navneendringer som er godkjent etter søknad fra operatørene i 1994 er:

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Gyda Sør	2/1-9 Gyda Sør
2/4-17 Tjalve	2/4-17 Nordvest Tor
9/2-1 Yme	9/2-1 Gamma
34/10-17 Rimfaks	34/10-17 Beta

**2.12.3 ØKT OLJEUTVINNING**

Av 26 oljefelt i produksjon eller besluttet utbygd per desember 1994, har 20 reservoar i sandstein, og reservene for disse er estimert til 1 887 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Dette tilsvarer en forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 43 %. Oljereservene i 6 oljefelt med krittreservoar er estimert til 565 millioner Sm<sup>3</sup> med gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 29 %. Dette innebærer at gjennomsnittlig utvinningsgrad for alle norske oljefelt er nå ca 39 %.

Oljedirektoratet har tidligere lansert følgende målsetting for arbeidet med økt oljeutvinning:

*Oljedirektoratets langsiktige mål for økt oljeutvinning er å realisere mest mulig av det identifiserte potensialet og oppsidepotensialet innenfor lønnsomme prosjekt.*

*Innen år 2000 skal planlagt utvinningsgrad for de felt som i 1991 var i produksjon eller vedtatt utbygd økes slik at dette tilsvarer økte reserver på minst 400 mill Sm<sup>3</sup> sammenlignet med reserve-estimatene fra 1991.*

**Tabell 2.12.3**

**Endringer i utvinnbar olje i millioner Sm<sup>3</sup> og i utvinningsgrad fra 1991 til 1994**

År	1991	1994
Utvinnbar olje	2 017	2 402
Utvinningsgrad	33,9 %	38,9 %

Av økningen på 385 mill Sm<sup>3</sup> skyldes ca 297 mill Sm<sup>3</sup> økning i utvinningsgrad og resten økning i estimatene for tilstedeværende olje. Det betyr at nesten 300 av målsetningen på 400 millioner Sm<sup>3</sup> innen år 2000 er nådd før 1995.

I løpet av de siste årene er det utført en rekke studier, både av operatørene og Oljedirektoratet for å estimere potensialet for å øke utvinningsgraden for olje. Disse studiene varierer fra foreløpige utslingsstudier (screening studies), som ofte omfatter en rekke felt, til detaljerte fullfelts simuleringstudier for enkeltfelt eller deler av reservoaret. Studiene omfatter også mange ulike metoder, fra tiltak for bedre reservoarstyring og for å redusere driftskostnader til bruk av avanserte utvinningsmetoder. Slike metoder blir det forsket på i ulike sammenhenger blant annet i forskningsprogrammene RUTH og PROFIT, som er omtalt i kapittel 5.1.4 og 5.1.5.

Oljedirektoratets siste estimat for framtidig potensial for økt oljeutvinning basert på Oljedirektoratets offisielle reservetall per november 1994, er ca 500 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette tilsvarer at den gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljefelt økes til ca 47 %, det vil si en økning på drøye 8 %-poeng i forhold til dagens utvinningsgrad. Av det totale potensialet kommer vel 60 % fra sandsteinsfelt og resten fra krittfelt. Potensialet i de fem største feltene (Ekofisk, Gullfaks, Oseberg, Snorre, Statfjord) utgjør ca halvparten av det totale potensialet.

**2.12.4 UOPPDAGEDE RESSURSER PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL**

De uoppdagede petroleumressursene på norsk sokkel er beregnet til å ha en forventningsverdi på 3,53 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 1,44 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 2,09 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass.

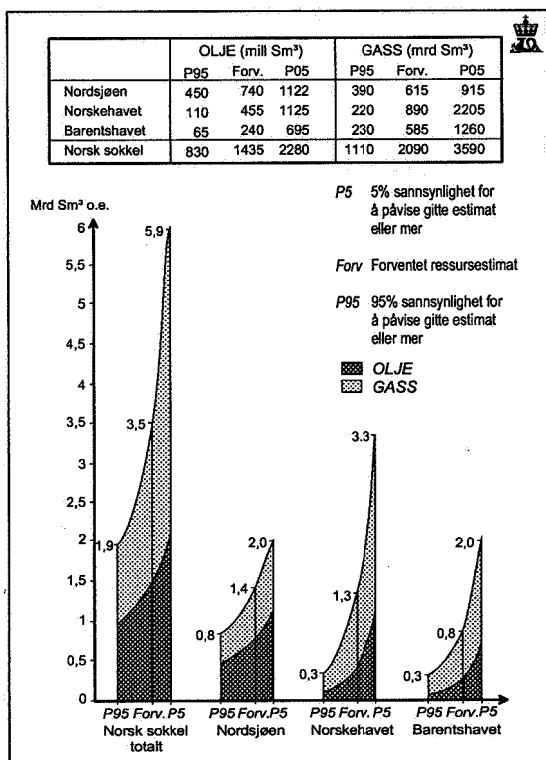
Dette tilsvarer ca 50 % av de petroleumressurser som er oppdaget fram til i dag. Anslagene over de uoppdagede ressursene er omfattet av betydelig usikkerhet. De statistiske beregningene viser at disse anslagene har et usikkerhetsområde som går fra ca 2,0 til ca 6,0 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e.

Forventningsverdien til de uoppdagede ressursene fordeler seg på 38 % i Nordsjøen, 38 % i Norskehavet og 24 % i Barentshavet, se figur 2.12.4.a.

Ser vi på den stratigrafiske fordelingen, figur 2.12.4.b, forventes letemodeller i bergarter av jura alder å bidra med 55 % av de forventede uoppdagede ressursene. Tertiære letemodeller forventes å bidra med 20 %, mens prejura og kritt letemodeller forventes å bidra med henholdsvis 15 % og 10 % hver.

For beregning av det uoppdagede ressurspotensialet på norsk sokkel er det hovedsaklig brukt samme metode som ved analysen i 91/92. I årets analyse har en dessuten lagt større vekt på å benytte statistiske grunnlagsdata fra letehistorien til de ulike letemodellene samt relevante parametre fra eksisterende funn og felt. For sammenligning med estimatene fra forrige analyse må det gjøres oppmerksom på at det tidligere har vært benyttet en konstant utvinningsgrad på 40 % for alle potensielle oljeforekomster. I de nåværende analysene er det benyttet en jevn fordeling fra 30 % til 60 % i Nordsjøen og i Norskehavet.

**Figur 2.12.4.a**  
Uoppdagede petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel



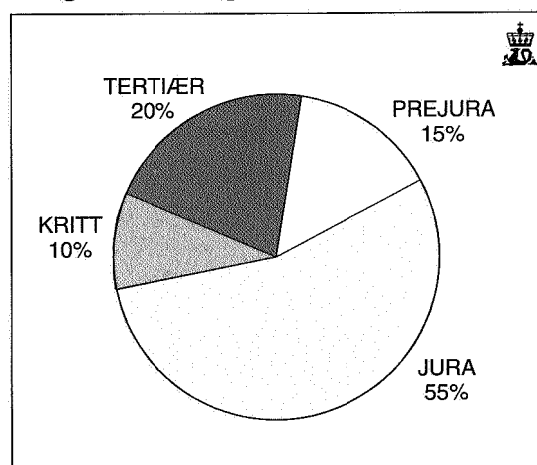
Dette gir en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 45 %. For potensielle gassforekomster er det valgt en konstant utvinningsgrad på 75 %.

#### En sammenlikning med tidligere års ressursanslag

Anslagene over de totale ressursene på norsk sokkel har endret seg betydelig over tid. Dette gjelder anslagene både over de oppdagede og de uoppdagede ressursene. Figur 2.12.4.c viser en sammenlikning av Oljedirektoratets anslag over de totale petroleumressursene på norsk sokkel siden 1976 og fram til i dag.

De første grove estimatene ble gjort henholdsvis i 1976 og i 1979, og var kun basert på brønninformasjon fra Nordsjøen. Estimaten ble gjort før boring av blokker fra 4. tildelingsrunde (Oseberg, Troll, Veslefrikk, Brage, Huldra, mv). Dette var dessuten før det ble åpnet for tildeling og leteboring nord for 62. breddegrad. Oljedirektoratet anslo i 1979 at de totale petroleumressursene i Nordsjøen ville være ca 4,5 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Usikkerhetsområdet ble anslått til å være mellom 4,0 og 5,0 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Basert på et meget grovt regionalt seismisk datasett anslo man den gang at petroleumspotensialet nord for 62°N ville være omtrent like stort som i Nordsjøen, og fordelt omtrent likt mellom Norskehavet og Barentshavet. Først i 1988 gjennomførte Oljedirektoratet en fullstendig evaluering av det totale uoppdagede petroleumspotensialet på norsk sokkel. De oppdagede ressursene var i 1988 henholdsvis 2,44 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 3,09 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e.

**Figur 2.12.4.b**  
Uoppdagede petroleumressurser på norsk sokkel, stratigrafisk fordeling



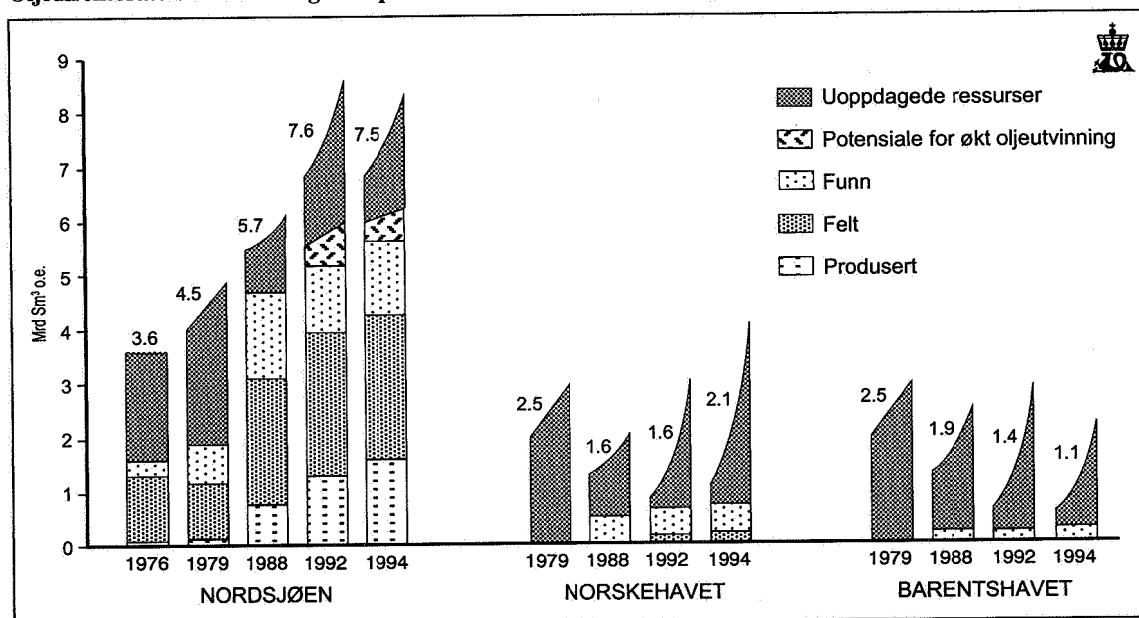
gass. De uoppdagede ressursene ble beregnet til å være omlag 3,75 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 1,19 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 2,56 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Det totale ressurspotensialet ble dermed anslått til å være i underkant av 9,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e., men i 1988 tok en ikke hensyn til potensialet for økt oljeutvinning.

I løpet av 1991/92 gjennomførte Oljedirektoratet en ny evaluering av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. For første gang ble anslagene utført ved hjelp av et statistisk beregningsprogram. De uoppdagede ressursene ble da beregnet til å være ca 3,89 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 1,48 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 2,41 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Ved utgangen av 1992 var de oppdagede ressursene 3,02 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 3,13 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Når en dessuten inkluderte et forventet potensial for økt oljeutvinning på 0,57 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e., ble de totale petroleumressursene anslått til å være ca 10,6 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. med en olje/gass-fordeling på ca 48/52.

I løpet av 1994 har Oljedirektoratet foretatt en oppdatering av anslagene over de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Forventningsverdien i de nye anslagene er 3,53 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 1,44 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 2,09 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Ved årsskiftet 1994/95 var de oppdagede ressursene ca 6,72 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. fordelt på 3,43 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje/NGL og 3,29 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass. De totale petroleumressursene på norsk sokkel er nå anslått til å være om lag 10,75 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. når en inkluderer et forventet potensial for økt oljeutvinning på 0,5 milliard Sm<sup>3</sup> o.e. olje.

I perioden fra siste publiserte analyse (1992) fram til i dag er forventningene til det uoppdagede ressurspotensialet på norsk sokkel noe redusert. I Nordsjøen skyldes reduksjonen delvis at det er gjort nye funn, og delvis lavere forventninger. Disse lavere forventningene er knyttet til overjura stratigrafiske feller i den nordlige delen av Nordsjøen og til dype prejura og jura feller i Sentralgraben, og skyldes negative boreresultater fra disse letemodellene. Forventningen til Norskehavet har i samme periode steget på grunn av bedre kartlegging og ny geologisk informasjon. I Barentshavet er forventningene redusert, dels

**Figur 2.12.4.c**  
**Oljedirektoratets totale anslag over petroleumressursene fra 1976 og fram til i dag**



på grunn av negative boreresultater og dels på grunn av bedre kartlegging.

På norsk sokkel er det totalt definert 53 letemodeller, der 25 faller innenfor kategorien bekreftede letemodeller, mens 28 er ubekreftede letemodeller. I Nordsjøen er det 14 bekreftede letemodeller. I Norskehavet er det definert 6 bekreftede og 13 ubekreftede letemodeller. I Barentshavet er det definert 5 bekreftede og 15 ubekreftede letemodeller. I Norskehavet utgjør de bekreftede letemodellene 45 % av det uoppdagede ressurspotensialet, mens de i Barentshavet utgjør 40 %.

### Definisjoner

En letemodell er definert ved tilstedeværelsen av en bestemt reservoarbergart og en moden kildebergart samt migrasjonsveier fra kilden og inn i hydrokarbonfellene. Letemodellene kan deles inn i bekreftede og ubekreftede modeller. Bekreftede letemodeller inneholder minst ett funn av produserbare mengder hydrokarboner, og følgelig er det bekreftet at de kritiske faktorene er samtidig til stede i disse letemodellene. I ubekreftede letemodeller er det ennå ikke påvist petroleumforekomster, og disse er derfor beheftet med en betydelig grad av usikkerhet.

Når oljeselskapene har bestemt seg for å bore et prospekt, er beslutningen basert på en rekke faktorer som til sammen beskriver prospektets egenskaper. Tallmessig uttrykkes dette ved en forventet størrelse og en funnsannsynlighet. Dersom vi innenfor et område summerer alle prospekter veid med funnsannsynlighetene, får vi områdets risikoveide ressurspotensial. I letemodellanalysene består risikoveiingen av to faktorer; en letemodellsannsynlighet og en prospektsannsynlighet som til sammen utgjør funnsannsynligheten. Letemodellsannsynligheten er et uttrykk for sannsynligheten for at det antatte reservoaret og kildebergarten er til stede samt sannsynligheten for at de geologiske fellene er effektivt forsegllet.

Prospektsannsynligheten uttrykker sannsynligheten for at de enkelte prospekter har minimum porøsitet, at de geologiske fellene er kartlagt riktig, og for at hydrokarboner har migrert inn i og er oppbevart i de enkelte fellene.

### Nordsjøen

Forventningsverdien til de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er 1 355 millioner Sm³ o.e., fordelt på 740 millioner Sm³ o.e. olje og 615 millioner Sm³ o.e. gass. Selv i et moment leteområde som Nordsjøen er usikkerheten i beregningene betydelig, og usikkerhetsområdet er fra 840 millioner Sm³ o.e. til 2 040 millioner Sm³ o.e. De geologiske hovedstrukturelementene er vist i figur 2.12.4.d. Det er definert i alt 14 bekreftede letemodeller i Nordsjøen.

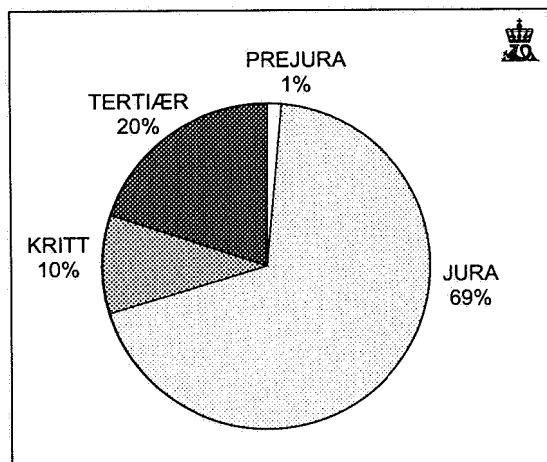
Letemodeller av tidlig- og midtjura alder er inndelt geografisk, og definert henholdsvis i Sentraltrauet i de sørligste deler av Nordsjøen, i Egersund-, Farsund- og Stordabassenget i de østlige områdene, samt i de nordlige deler av Nordsjøen. For den nordlige delen av Nordsjøen er sentrias bergarter også inkludert i letemodellen. For alle letemodellene er felletypen hovedsaklig roterte forkastningsblokker. De viktigste kildebergartene er skifre av senjura alder og skifre og kull av midtjura alder.

Letemodeller av senjura alder er delt inn i tre geografiske områder; nordøstlig del av Nordsjøen (ekvivalent til avsetningene i Trollfeltet), Tamponområdet i nordvest og sørlig del av Nordsjøen. Aktuelle felletyper er både stratigrafiske og strukturelle feller. Den viktigste kildebergarten er skifre av senjura alder. I enkelte områder er det også mulighet for eldre kildebergartsnivåer. En letemodell av senkritt alder er definert i Sentraltrauet i de sørlige deler av Nordsjøen. I denne letemodellen knytter interessen seg til potensialet i stratigrafiske feller, med reservoar av resedimenterte krittavsetninger. Gjenværende uborede domstrukturer er også aktuelle, men vil i volum gi et begrenset bidrag. Kildebergarten er skifre av senjura alder.

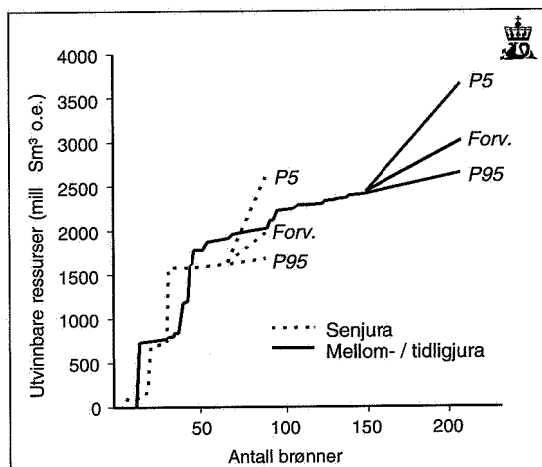
Figur 2.12.4.d  
Geologiske hovedstrukturelementer i Nordsjøen



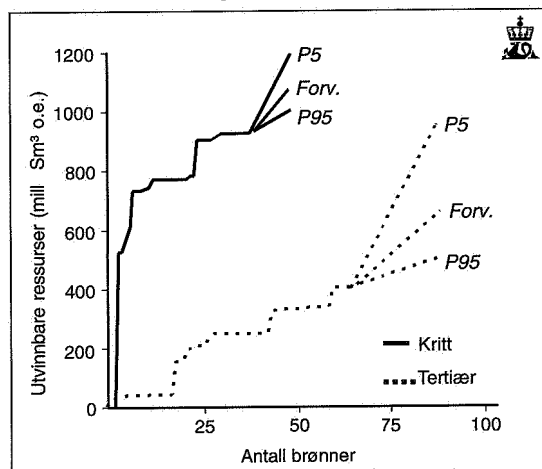
**Figur 2.12.4.e**  
Uoppdagede ressurser i Nordsjøen, stratigrafisk fordeling



**Figur 2.12.4.f**  
Forventet ressurstilvekst for senjura samt midt- og tidligjura letemodeller i Nordsjøen



**Figur 2.12.4.g**  
Forventet ressurstilvekst for tertiær og kritt letemodeller i Nordsjøen



Letemodellene av tertiær alder er i hovedsak definert i de vestlige områdene i Nordsjøen, og er inndelt etter potensielle reservoarnivå i tertiær. Både strukturelle og stratigrafiske feller er aktuelle. De mest sannsynlige kildebergartene i disse letemodellene er skifre og kull av jura alder. Den stratigrafiske fordelingen av de forventede, uoppdagede ressursene viser at 60 % av olje- og 80 % av gasspotensialet er i jura letemodeller, og at det resterende ressurspotensialet er i hovedsak er i tertiære og senkritt letemodeller, se figur 2.12.4.e.

I letemodellanalysen er det beregnet en statistisk fordeling av framtidige funnstørrelser og antall funn innenfor hver letemodell. Disse fordelingene bygger på ressursestimatene for hver letemodell. Spredningen i ressursestimatene er betydelig, slik at det er stor usikkerhet både i den statistiske fordelingen av funnstørrelser og i det mest sannsynlige antall framtidige funn. Ca 90 % av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen befinner seg i forekomster som er større enn 5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

Letemodellene i bergarter av jura alder forventes å bidra med de største funnene også i framtiden. Den største uoppdagede akkumulasjonene er statistisk beregnet til å være ca 60 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., med en spredning fra 15 til 200 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Tilsvarende beregninger for letemodeller av tertiær alder viser at de forventede, største akkumulasjonene statistisk sett vil være ca 30 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., med en spredning fra 20 til 45 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

Ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn er et mål på effektiviteten av letevirksomheten. Figurene 2.12.4.f og 2.12.4.g viser historisk ressurstilvekst som funksjon av antall undersøkelsesbrønner for letemodeller av henholdsvis jura, kritt og tertiær alder i Nordsjøen. I tillegg er det også angitt videre utviklingstrender basert på forventningsverdi og spredning. For letemodeller av jura alder viser den forventede ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn at den historiske trenden antas å fortsette.

For kritt letemodeller er den videre utviklingen knyttet til utforskning i stratigrafiske hydrokarbonfeller med en annen størrelsesfordeling enn de tidligere borede strukturene (Ekofisk, Valhall etc). For de tertiære letemodellene er bildet noe mer sammensatt, og dekker letemodeller med varierende lengde på letehistorien og varierende forventninger til prospektdefinisjon. I Oljedirektoratets prospekt-database er det registrert over 250 kartlagte prospekter i Nordsjøen. Disse prospektene representerer ca 45 % av Nordsjøens totale forventede uoppdagede ressurser.

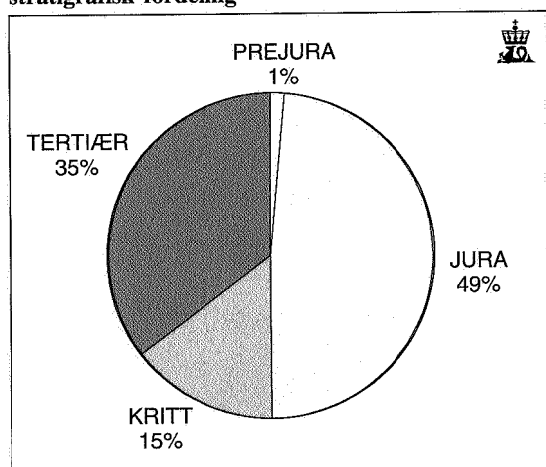
I forbindelse med ressursanalysen har en dessuten foretatt en arealmessig fordeling av letemodellene mellom områder med og uten utvinningstillatelser i Nordsjøen. Omlag 2/3 av de uoppdagede ressursene befinner seg i områder uten utvinningstillatelser.

#### Norskehavet

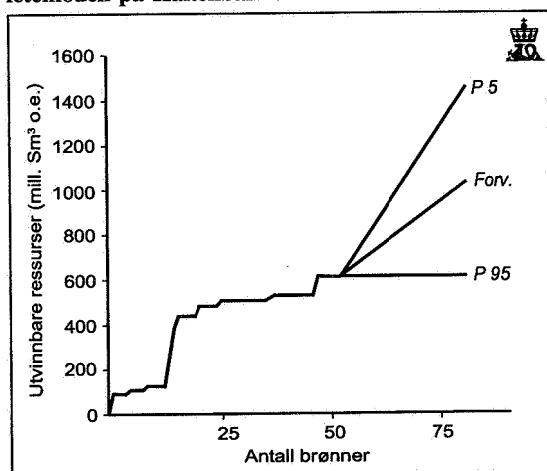
Forventningsverdien til de uoppdagede ressursene i Norskehavet er 1 345 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 455 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 890 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Usikkerheten i beregningene er meget betydelig, og usikkerhetsområdet er fra 330 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. til 3 330 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.



**Figur 2.12.4.i**  
**Oppdagede ressurser i Norskehavet, stratigrafisk fordeling**



**Figur 2.12.4.j**  
**Forventet ressurstilvekst i Norskehavet for midtjura letemodell på Haltenbanken**



Den store usikkerheten i anslagene understreker behovet for en kostnadseffektiv letestrategi i Norskehavet. Dette medfører at en må foreta en gradvis utforskning av nye områder. Tilgjengelig geologisk informasjon må benyttes effektivt for å utforske de ubekreftede letemodellene. Dette stiller store krav til en grundig kartlegging og evaluering før boring.

De geologiske hovedstrukturelementene er vist i figur 2.12.4.h. Det er definert i alt 6 bekreftede og 13 ubekreftede letemodeller i Norskehavet. To ubekreftede letemodeller av prejura alder er definert i de kystnære områdene på Trøndelagsplattformen, og i Træn- og Ribbebassenget. Felletype er roterte forkastningsblokker. For den sørlige letemodellen er kildebergarten antatt å være av perm alder. For den nordlige letemodellen antas kildebergarter av tidlig- og senjura alder å være mest aktuelle.

De tre letemodellene av tidlig- og midtjura alder er inndelt geografisk. Den bekreftede modellen er definert på Haltenbanken og nordover i Nordland II-området. En ubekref-

tet letemodell er definert i områdene sør og vest for Lofoten, og en annen på Vøring- og Møre- og Rindøene i vest. For alle letemodellene er felletypen roterte forkastningsblokker, med skifre og kull i bergarter av tidligjura alder og skifre av senjura alder som de mest sannsynlige kildebergartene. I de kystnære områdene er det dessuten mulig at en kildebergart i perm kan gi et bidrag.

I bergarter av senjura alder er det definert to letemodeller, en bekreftet letemodell på Frøyhøgda og Trøndelagsplattformen (Draugenfeltet), og en ubekreftet letemodell på flankene nedenfor disse høydene. Begge letemodeller er stratigrafiske felletyper og har kildebergarter av jura alder. To bekreftede letemodeller er definert i bergarter av tidligkritt alder. Fellene er stratigrafiske og kildebergarten antas å være av jura alder. Det er definert fem letemodeller i bergarter av senkritt alder. Tre av letemodellene er inndelt etter stratigrafisk nivå, hvorav to er bekreftet. Modellene er definert på Halten- og Dønnterrassen samt i de kystnære områdene nordover mot Lofoten. Fellene er stratigrafisk betinget, og skifre av senjura alder er den viktigste kildebergarten. De øvrige to letemodellene er ubekreftet, og er definert i Vøringbassenget. Mulige felletyper er både stratigrafisk og strukturelt betinget, og mulige kildebergarter antas å være skifre av senkritt alder. I bergarter av tidligtertiær alder er det definert tre ubekreftede letemodeller. Disse er inndelt geografisk, henholdsvis i området sør og sørvest for Lofoten, og i Møre- og Vøringbassenget. Felletypen antas å være stratigrafisk betinget. Mulige kildebergarter er skifre av senjura alder i områdene nær Lofoten, mens ikke-påviste skifre av senkritt og tertiar alder er potensielle kildebergarter for de tertiare letemodellene i Møre- og Vøringbassenget.

Den stratigrafiske fordelingen av de forventede oppdagede ressursene, figur 2.12.4.i, viser at 70 % av oljeressursene er å finne i jura letemodeller. Gassressursene er fordelt med 40 % i jura og 40 % i tertiare letemodeller.

Den statistiske fordelingen til framtidige funnstørrelser kan kun beregnes for bekreftede letemodeller. I Norskehavet utgjør ressursene i de bekreftede letemodellene 55 % av de forventede oljeressursene, og 30 % av de forventede gassressursene.

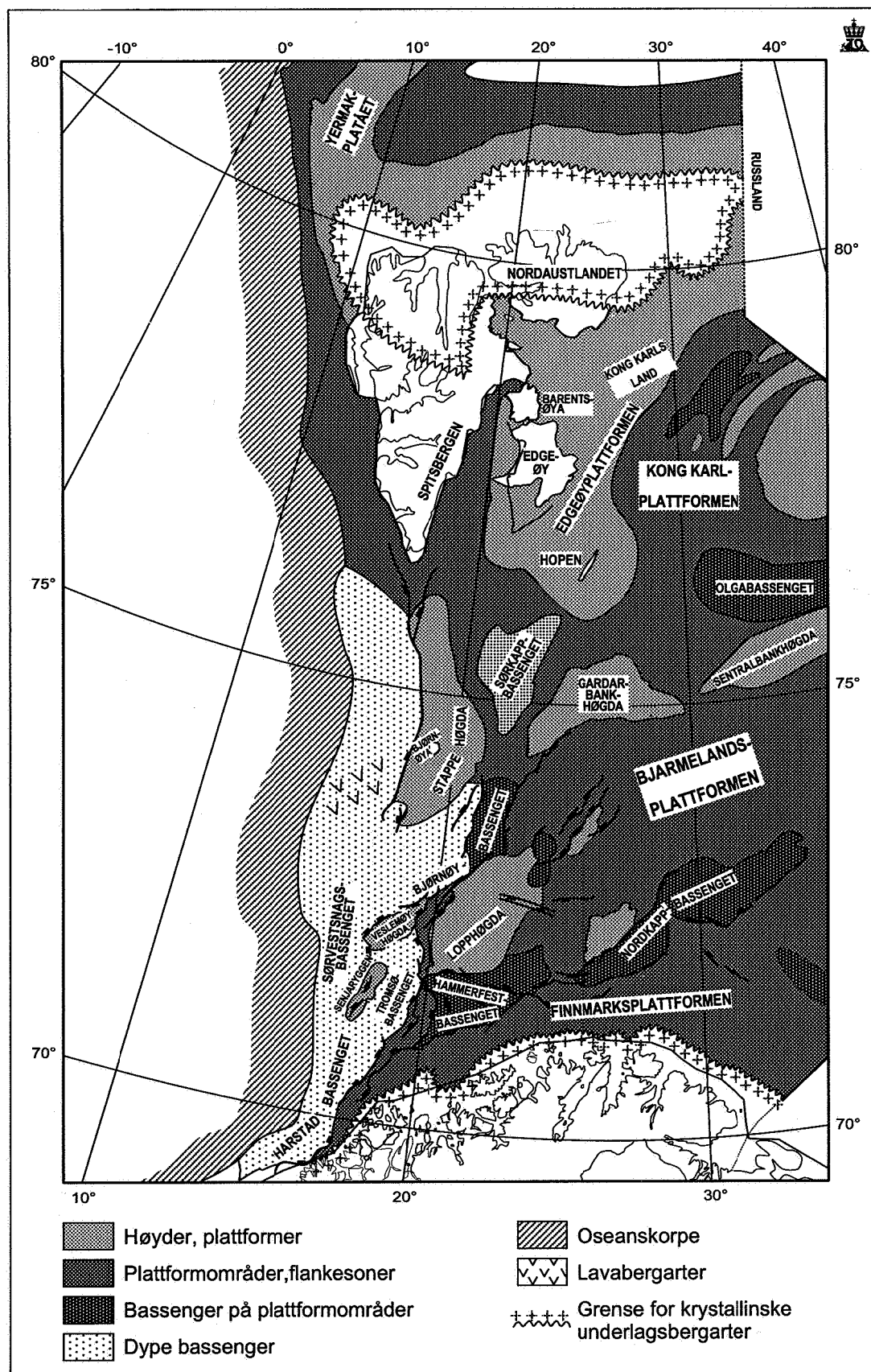
Et eksempel på en statistisk fordeling av funnstørrelser er tatt fra midtjura letemodell på Haltenbanken, se figur 2.12.4.j. I denne letemodellen viser den statistiske fordelingen at ca 95 % av ressursene er forventet å befinne seg i forekomster større enn 5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. De største akkumulasjonene i denne letemodellen er beregnet til å være ca 50 Sm<sup>3</sup> o.e., med en spredning fra 20 til 110 Sm<sup>3</sup> o.e.

Målt i antall undersøkelsesbrønner har Norskehavet en relativt kort letehistorie. Det er derfor kun for midtjura letemodell på Haltenbanken det er bakgrunnsmateriale nok til å sammenligne historisk og framtidig leteeffektivitet. Den historiske, sammenlignet med den framtidige ressurstilveksten per undersøkelsesbrønn, viser forventningene i leteeffektivitet for denne letemodellen.

#### Barentshavet

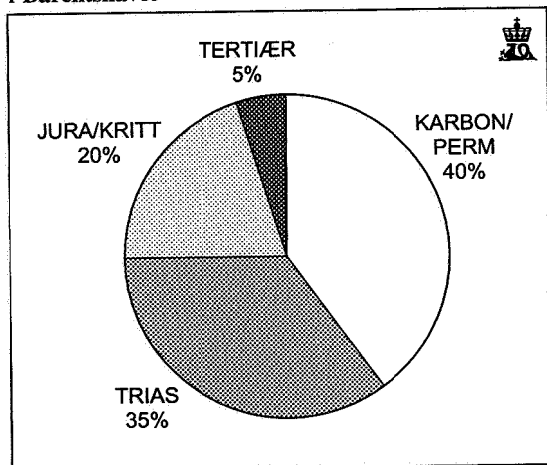
Forventningsverdien til de oppdagede ressursene i Barentshavet er 825 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., fordelt på 240 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. olje og 585 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. gass. Usik-

Figur 2.12.4.k  
Geologiske hovedstrukturelementer i Barentshavet





**Figur 2.12.4.1**  
Stratigrafisk fordeling av de uoppdagede ressursene i Barentshavet



kerheten i beregningene er betydelig, og usikkerhetsområdet er fra 295 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. til 1 955 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

Usikkerheten i anslagene og de siste års leteresultater stiller store krav til en framtidig kostnadseffektiv utforskning i Barentshavet. Myndighetene har derfor i samarbeid med oljeselskapene utarbeidet et konsept for framtidig tildeling av utvinningstillatelser i dette området (jmfør Stortingsmelding nr 26, 1993-94). Det vil bli innført en rekke lettelsel og tilpasninger i rammebetingelsene for Barentshavet. I tillegg er oljeselskapene oppfordret til å inngå et omfattende samarbeid i kartleggingsarbeidet før tildeling av nye tillatelser. De geologiske hovedstruktur-elementene er vist i figur 2.12.4.k. Det er definert i alt 5 bekreftede og 15 ubekreftede letemodeller i Barentshavet.

To ubekreftede letemodeller er definert i sandsteiner av tidligkarbon alder på henholdsvis Finnmarksplattformen og Loppfjorden, samt på Kong Karl plattformen. Felletyper er både strukturelle og stratigrafiske. Aktuelle kildebergarter er skifre og kull av karbon alder.

En bekreftet og to ubekreftede letemodeller er definert i dolomitter og kalkstein av senkarbon og perm alder. Letemodellene er definert på Finnmarksplattformen, Loppfjorden og i de nordøstlige plattformområdene. Felletyper er både strukturelle og stratigrafiske. Perm og karbon skifre og kull er aktuelle kildebergarter. Den bekreftede letemodellen er definert på Finnmarksplattformen med reservoar i spikulitter (fossile kiselsvamper).

Det er definert i alt 8 trias letemodeller, hvorav to er bekreftet. Modellene er inndelt dels stratigrafisk og dels geografisk. Letemodellene dekker til sammen hoveddelen av de østlige plattformområdene, samt de tilhørende bassengene. Felletypene kan være både stratigrafiske og strukturelle, og aktuelle kildebergarter er skifre av trias, perm og karbon alder. To letemodeller av tidlig- og midtjura alder er definert. En bekreftet letemodell er definert i Hammerfest-bassenget. En ubekreftet letemodell er definert i de vestlige områdene. For begge letemodeller er felletype roterte forkastningsblokker, og mulige kildebergarter er skifre av senjura og trias alder. Letemodeller av senjura og tidligkritt alder er definert i de samme områdene.

Det er definert to ubekreftede letemodeller av tertiær alder, henholdsvis i de vestlige marginområdene og på Jermakplata. Aktuelle felletyper er både strukturelle og stratigrafiske, og mulige kildebergarter kan være skifre av både jura, kritt og tertiær alder.

Den stratigrafiske fordelingen av de forventede, uoppdagede ressursene, figur 2.12.4.1, viser at karbon/perm letemodeller forventes å inneholde 40 % av de totale ressursene samt at det finnes et interessant gasspotensial i trias og jura/kritt letemodeller. Av de kjente områdene er det knyttet størst forventninger til Finnmarksplattformen. De lite utforskede områdene i Barentshavet Nord forventes å ha et betydelig gasspotensial samt et interessant oljepotensial.

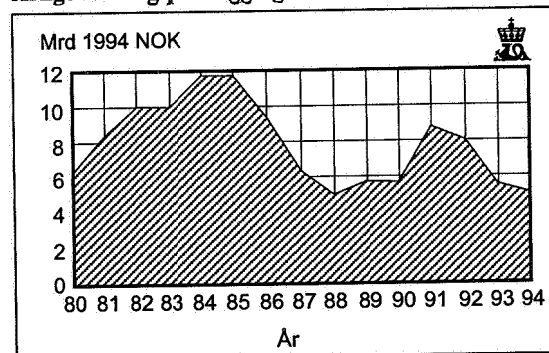
## 2.13 PETROLEUMSØKONOMI

### 2.13.1 LETE- OG PLANLEGGINGSAKTIVITET

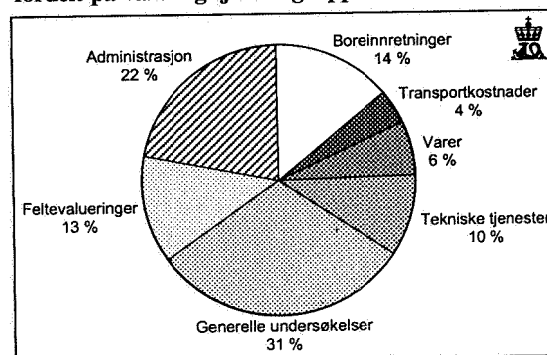
I 1994 ble det påbegynt 21 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1993 år var 27. Det ble i 1994 påbegynt 18 undersøkelses- og 3 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1993 var henholdsvis 21 og 6. Gjennomsnittlig i perioden 1966 - 1994 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og 8.

Figur 2.13.1.a viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevalueringer og administrasjon. I følge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letekostnader i årene 1980 - 1994 seg til ca 117 milliarder 1994-kroner.

**Figur 12.13.1.a**  
Årlige lete- og planleggingskostnader



**Figur 2.13.1.b**  
Kostnader til leting etter olje og gass i 1994 fordelt på vare- og tjenestegrupper.



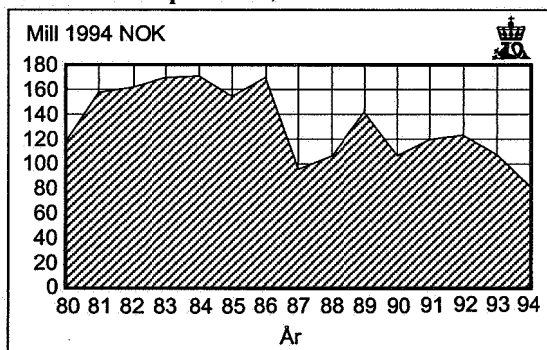
Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for 1994 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 2.13.1.b som viser den prosentuelle fordelingen mellom utgiftene.

Lete- og planleggingskostnader		Millioner kroner
Leteboring		1725
- Boreinnretninger	707	
- Transportkostnader	213	
- Varer	312	
- Tekniske tjenester	493	
Generelle undersøkelser		1 537
Feltevalueringer		654
Administrasjon <sup>1</sup>		1 093
<b>Totalt</b>		<b>5 009</b>

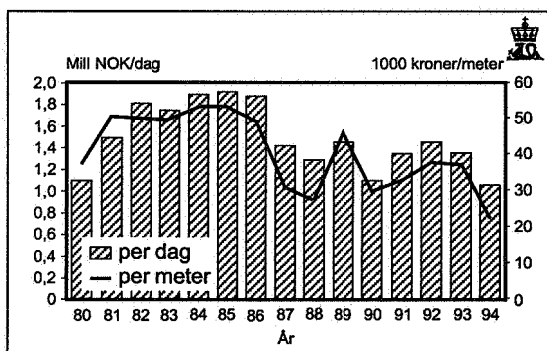
1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Utgiftene til leteboring er betydelig lavere enn i 1993, og nedgangen er størst for tekniske tjenester og boreinnretninger. Utgiftene til generelle undersøkelser er på omtrent samme nivå som i 1993, og utgjør nå ca 31 % av samlede lete- og planleggingskostnader. I 1993 utgjorde generelle undersøkelser ca 21 % av samlede lete- og planleggingskostnader. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk. Utgifter knyttet til innsamling av seismikk har vist en betydelig økning i forhold til få år tilbake.

**Figur 2.13.1.c**  
Borekostnader per letebrønn



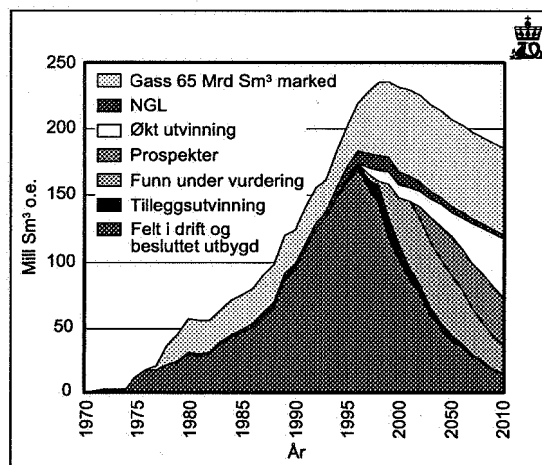
**Figur 2.13.1.d**  
Borekostnader 1980-1994



Figur 2.13.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1994 ble det boret for rundt 1,7 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til i overkant av 80 mill NOK. Dette er 20 % lavere enn borekostnadene i 1993.

Figur 2.13.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1994.

**Figur 2.13.2.a**  
Total produksjon på norsk sokkel 1970-2010

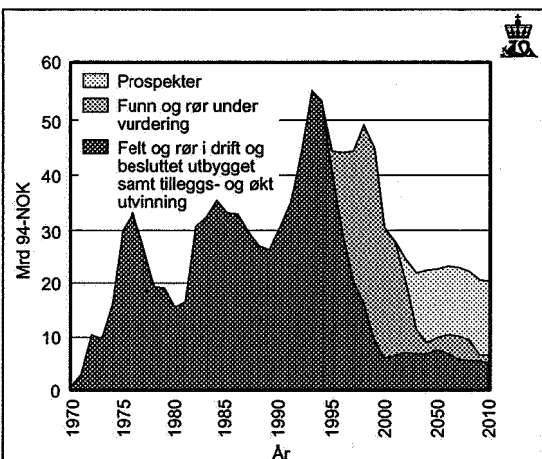


### 2.13.2. AKTIVITETSNIVÅ MOT ÅR 2010

Oljedirektoratet har sett nærmere på det totale aktivitetsnivået på norsk sokkel fram mot år 2010. Anslag på total petroleumsproduksjon er vist i figur 2.13.2.a. Det framgår av figuren at produksjonen antas å øke mot et nivå på ca 230 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i år 1998, for deretter å reduseres mot dagens nivå i 2005 og ca 180 millioner Sm<sup>3</sup> i år 2010. Det er knyttet en viss usikkerhet til forventet produksjon framover. Spesielt vil den framtidige olje- og gassprisutviklingen i betydelig grad påvirke den langsiktige produksjonsutviklingen.

Anslag på totalt investeringsnivå i perioden 1970-2010 er vist i figur 2.13.2.b. Investeringsnivået antas å

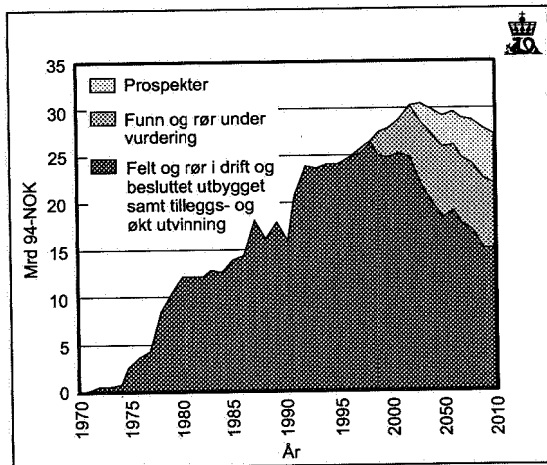
**Figur 2.13.2.b**  
Investeringer i funn/felt og rør på norsk sokkel 1970-2010



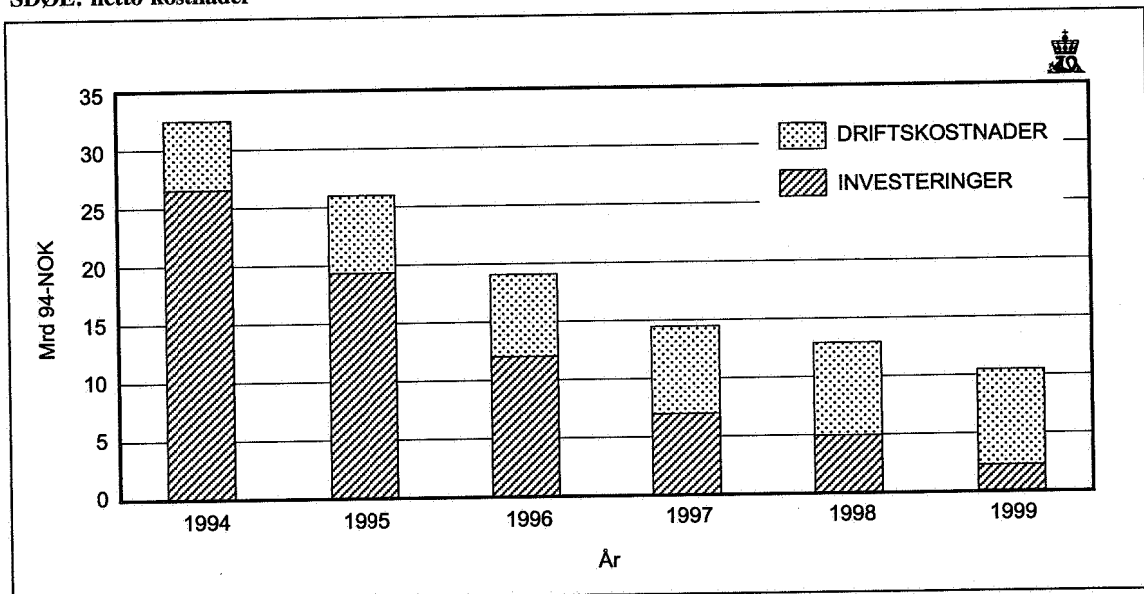
være stabilt i perioden 1995-1999, for så å synke fra over 45 milliarder kroner til ca 20 milliarder kroner i 2010. Investeringer i funn og rør under vurdering, økt utvinning samt prospekter utgjør det meste av forventet investeringsnivå mot år 2010. Endringer i framtidige olje- og gasspriser vil få betydning for anslaget for framtidig investeringsnivå.

Figur 2.13.2.c viser utviklingen i driftskostnader på norsk sokkel fram mot år 2010. Driftskostnadene som inkluderer CO<sub>2</sub>-avgifter og forsikringer, forventes å ha en jevn stigning mot århundreskiftet for deretter å falle. Senere reduseres driftskostnadene fra ca 30 milliarder til ca 27 milliarder i 2010.

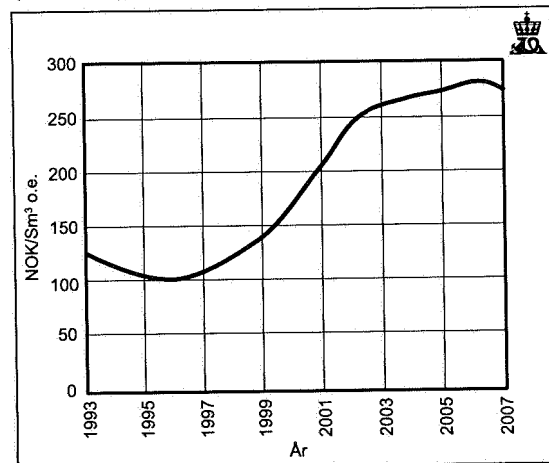
**Figur 2.13.2.c**  
Driftskostnader for felt/funn og rør på norsk sokkel 1970-2010



**Figur 2.13.3**  
SDØE: netto kostnader



**Figur 2.13.2.d**  
Driftskostnader per produsert enhet for felt i drift.  
Tariffkostnader er ikke inkludert.  
(Glidende gjennomsnitt)



Figur 2.13.2.d viser antatt utvikling i driftskostnader per produsert enhet for felt i drift. Etter hvert som produksjonen fra feltene reduseres, vil driftskostnader per produsert enhet øke siden en stor andel av driftskostnadene er faste. Av figuren framgår det at driftskostnaden per produsert enhet mer enn fordobles i perioden 1995 til 2005. Tilleggsutvinning og reduksjon i de totale driftskostnadene er viktige utfordringer for å redusere enhetskostnadene på norsk sokkel.

### 2.13.3 STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT

Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1985. Med få, men viktige unntak, ble betalingsstrømmene knyttet til den samlede statlige deltagelse i utvinningstillatelser delt i en Statoil andel (20 %) og en SDØE andel (30 %). Statoil er ansvarlig for den operative og økono-

miske oppfølging av statens direkte eierandeler. SDØE er den største investoren på norsk sokkel og er representert med et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen. Samlede investeringskostnader på norsk sokkel for perioden 1994-1999 er anslått til 154 milliarder kroner (udiskontert, faste 1994-kroner). Dette omfatter investeringer i felt i drift, tilleggsutvinning og felt besluttet utbygd, samt i rørledninger i drift og besluttet utbygd. SDØEs andel utgjør omlag 43 %.

Samlede driftskostnader i perioden er anslått til 147 milliarder kroner. Kostnadene omfatter påløpte driftskostnader og CO<sub>2</sub>-avgifter, men er ekskludert tariffier. SDØEs andel utgjør omlag 28 %. Av samlet forventet produksjon ventes SDØE å stå for omlag 37 % av oljeproduksjonen mens gass anslås til 31 % i samme periode. SDØEs samlede andel av disse investerings- og driftskostnadene utgjør omlag 110,7 milliarder kroner. Fordelingen over tid framgår av figur 2.13.3.

SDØE vil fortsatt i noen år foreta store investeringer, som resulterer i en realkapitaloppbygging i petroleumssektoren. Avkastningen av disse investeringene er bl a avhengig av den framtidige prisutvikling samt av kostnads- og produksjonsutvikling på de aktuelle felt. Et av hovedformålene med konsesjons- og skattesystemet er å fordele kostnader og inntekter mellom private rettighetshavere (selskaper) og staten. Gjennom SDØE og rammevilkår som skatter, avgifter, bæring og bruk av glideskala i favør av SDØE, har staten hentet inn størst mulig andel av felts nåverdi. SDØE har oppfylt målsettingen man satte seg i 1985, blant annet å sikre staten størst mulig direkte andel av framtidige inntekter ved utvinning av hydrokarboner.

## 2.13.4 PETROLEUM I NORSK ØKONOMI

### Bruttonasjonalprodukt

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til samlet verdiskapning i Norge i dag. I 1975 utgjorde bruttoproduktet i petroleumssektoren ca 3 % av bruttonasjonalbudsjett. I 1985 var andelen steget til 19 %, men falt så igjen på grunn av oljepris fallet i 1985-86. I de siste årene har andelen ligget på ca 16 %. Utviklingen av næringens andel av samlet bruttonasjonalprodukt vises i tabell 2.13.4.

### Utenriksøkonomi

Petroleumssektoren utgjør også en relativt stor andel av norsk eksportverdi. Eksportandelen økte fra ca 6 % i 1975 til 38 % i 1985. Deretter sank petroleumssektorens eksportandel til ca 24 % i 1988. De siste årene har sektorens andel utgjort ca 33 % av norsk eksportverdi. Utviklingen vises i tabell 2.13.4.

### Statens skatteinntekter

Statens totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten omfatter ordinær formue- og inntektskatt, særskatt, produksjons- og arealavgift. Skatteinntektene nådde en foreløpig topp på 71,1 milliarder 1994-kroner i 1985, før de sank til ca 14,5 milliarder 1994-kroner i 1988. De siste årene har det igjen vært en økning i statens skatteinntekter. I 1994 var skatteinntektene fra petroleumsvirksomheten 21,9 milliarder kroner. Utviklingen i skatteinntektene framgår av tabell 2.13.4.

Tabell 2.13.4

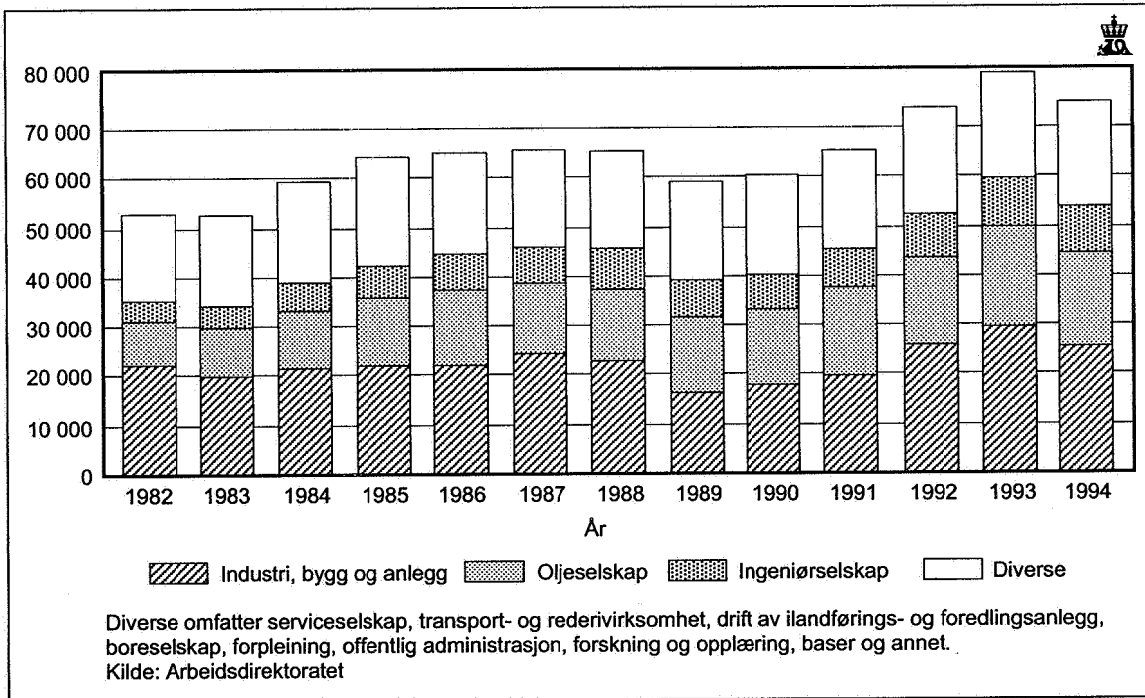
Utvikling av andel av samlet bruttonasjonalprodukt (BNP), norsk eksportverdi og statens skatteinntekter

	1975	1980	1985	1988	1990	1991	1992	1993 <sup>4)</sup>	1994
Petroleumsvirksomhetens andel av BNP <sup>1)</sup> .	3 %	16 %	19 %	9 %	15 %	15 %	16 %	16 %	17 % <sup>4)</sup>
Petroleumsvirksomhetens andel av total eksportverdi <sup>2)</sup> .	6 %	33 %	38 %	24 %	31 %	32 %	33 %	33 %	34 % <sup>4)</sup>
Statens skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten <sup>3)</sup> . (Milliarder 1994 NOK)	0,7	45,2	71,1	14,5	29,3	34,0	25,0	25,0	21,9 <sup>4)</sup>

Kilde: SSB

- 1) Omfatter utvinning av råolje og naturgass, oljeboring og drift av rørledninger
- 2) Omfatter eksport av råolje, naturgass og rørtransporttjenester.
- 3) Omfatter ordinær formue- og inntektskatt, areal- og produksjonsavgift.
- 4) Foreløpige tall/anslag

**Figur 2.13.4**  
**Sysselsatte som følge av petroleumsvirksomheten,**  
**etter bedriftstype**



### Sysselsatte

Aktivitetsnivået på norsk sokkel fører til sysselsetting både til havs og på land. I 1994 var 73 986 sysselsatt som følge av petroleumsaktiviteten i Norge. Sysselsetting etter bedriftstype, som følger av petroleumsaktiviteten, vises i figur 2.13.4. Omkring 35 % av sysselsatte i petroleumsvirksomheten arbeider i industri, bygg og anlegg, 26 % arbeider i oljeselskapene mens 11 % er sysselsatt i ingeniørselskap. De resterende arbeider innenfor service, transport, rederi, boreselskap, forpleining, drift av ilandførings- og foredlingsanlegg, offentlig administrasjon, forskning og opplæring.

### 2.13.5 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1994 anslått til ca 60,4 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) desember 1994). Dette tilsvarer ca 3,5 milliarder Sm<sup>3</sup> per år, og innebærer en stigning på 1,0 % fra 1993 til 1994. Økningen var størst i Nordsjøen, mens produksjonen ble mest redusert i det tidligere Sovjetunionen. Norges oljeproduksjon utgjorde i 1994 vel 4 % av verdensproduksjonen. Norges produksjon økte med 11 % i 1994, og var omtrent jevnstor med britisk produksjon som viste en kraftig økning i 1994.

Verdens påviste oljeressurser var ved utgangen av 1994 i følge OGI knapt 160 milliarder Sm<sup>3</sup>, dvs omtrent som i 1993. Dette utgjør vel 45 års produksjon på 1994-nivå. Ut fra reserveanslag vil framtidens største oljeproduiserende områder være OPEC og Midt-Østen.

Ved inngangen til 1994 var prisen på Brent Blend - olje om lag 14 dollar per fat. Prisene falt i begynnelsen av 1994, men steg så helt opp til i underkant av 19 dollar ved

begynnelsen av august. Det kan være flere årsaker til denne stigningen: Lave lagre, streik blant oljearbeidere i Nigeria og stabil OPEC - produksjon. Utover høsten sank imidlertid oljeprisen igjen, og lå før årskiftet rundt 16 dollar. Gjennomsnittlig pris på norskprodusert råolje ble i 1994 i underkant av 16 dollar per fat, noe som tilsvarer ca 111 norske kroner. Til sammenlikning var prisene i 1993 i gjennomsnitt ca 123 kroner per fat (ca 17 dollar).

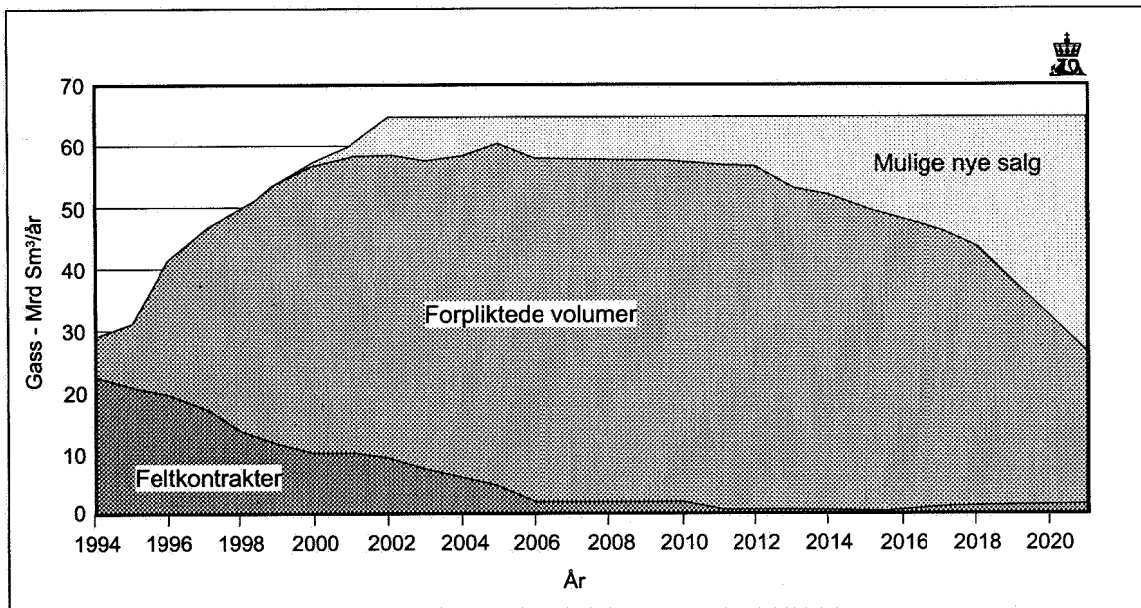
### 2.13.6 GASSMARKEDET

All norsk eksport av gass går i dag til Vest-Europa. Norge eksporterte i 1994 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Fram til 1990 var Storbritannia den største kunden, mens Tyskland nå er den største kjøperen. Figur 2.13.8. viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland. I 1994 utgjorde eksporten fra Norge 26,6 milliarder Sm<sup>3</sup>, en økning på ca 2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass fra året før. De første gassalgene var i hovedsak basert på uttømming av tilgjengelige reserver i det enkelte felt. Norge gikk inn i en ny epoke som gassleverandør 1.10.1993 da leveranser under Trollavtalene startet (TGSA). Dette er salgskontrakter som tilbyr kundene faste årlige volum, hvor også andre felt enn Troll har mulighet til å forestå leveranser. I forbindelse med Trollkontraktene, har myndighetene gjennom opprettelsen av Troll kommersiell modell etablert en avsetningsmulighet for assosiert gass og mindre gassfelt.

### Organisering av norsk gassalg

I de senere år har avsetning av norsk gass vært koordinert av et felles gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga. GFU forhand-

**Figur 2.13.6**  
**Forpliktete og mulige nye salg**



ler fram kontrakter med kjøpere av norsk gass. Rettighetshaverne i en utvinningstillatelse har imidlertid mulighet til å avsette gassen på egenhånd. Innenfor rammen av den eksisterende gassorganiserings opprettet myndighetene Forsyningsutvalget i 1993. Utvalget som består av de ti største ressurseierne på norsk sokkel, skal ha en rådgivende funksjon overfor Nærings- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og utnyttelse av gassfelt og transport-systemer for gass. Nærings- og energidepartementet og Oljedirektoratet deltar som observatører i utvalget.

#### 2.13.6.1 Eksisterende forpliktelser

##### Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks samt felt i Frigg- og Ekofiskområdet. Produksjonen fra disse feltene er nå i avtrappingsfasen, men feltene 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 består av basis gassleveranser på 23,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år, samt 30% og 50% opsjonene, som gir kjøper rett, men ikke plikt å motta leveranser utover basisvolumene. Til sammen utgjør disse salgene til kontinentet 40,8 milliarder Sm<sup>3</sup> per år på platå.

##### Nyere forpliktelser

I 1992 ble Electrabel-kontrakten (Belgia) inngått. I 1993 ble det inngått to nye kontrakter - salg av tilleggs-volumer til Ruhrgas og til VNG (Tyskland). I 1994 ble det

inngått kontrakter med MEEG (Tyskland) og GdF (Frankrike). Til sammen utgjør disse fem kontraktene 12,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år på platå. Nye salg til Storbritannia er også forhandlet fram, men disse er avhengig av ny Friggtraktat.

#### 2.13.6.2 Nye salg

Det har i løpet av 1994 pågått forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i en rekke land. Det har også pågått samtaler med land i Øst-Europa. Sammen med Frankrike, Italia og Spania synes avsetningsmulighetene for norsk gass å være størst her. Salg av norsk gass til det skandinaviske markedet har hittil ikke vært økonomisk interessant. Det samme gjelder salg av nedkjølt gass (LNG).

Oljedirektoratet forventer at Norges totale gassalg på sikt vil stige til 60 - 70 milliarder Sm<sup>3</sup>/år. Figur 2.13.6 viser forpliktete og mulige nye salg.

#### 2.13.6.3 Bruk av gass i Norge

Det viktigste norske gassmarkedet finnes på kontinental-sokkelen. De største kjøperne er Oseberg og Ekofisk. I 1994 solgte samlet Troll (TOGI) og 30/6 Gamma Nord ca 4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til Oseberg. På Oseberg injiseres gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Til Ekofisk ble det i 1994 samlet kjøpt vel 4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass fra flere felt, til brensel og andre formål.

Andre felt bruker mindre mengder gass til å øke utvinning av olje og NGL. 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.

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Det er også vedtatt ilandføring av gass til Tjeldbergodden i 1995, og Kollsnes i 1996. Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0,7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass årlig til en metanolfabrikk på Tjeldbergodden fra 1996. I Nord-Rogaland er det inngått avtale om mindre leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Gasnor på Kårstø ble

opprettet med det formål å distribuere gass til industriell virksomhet i Nord-Rogaland.

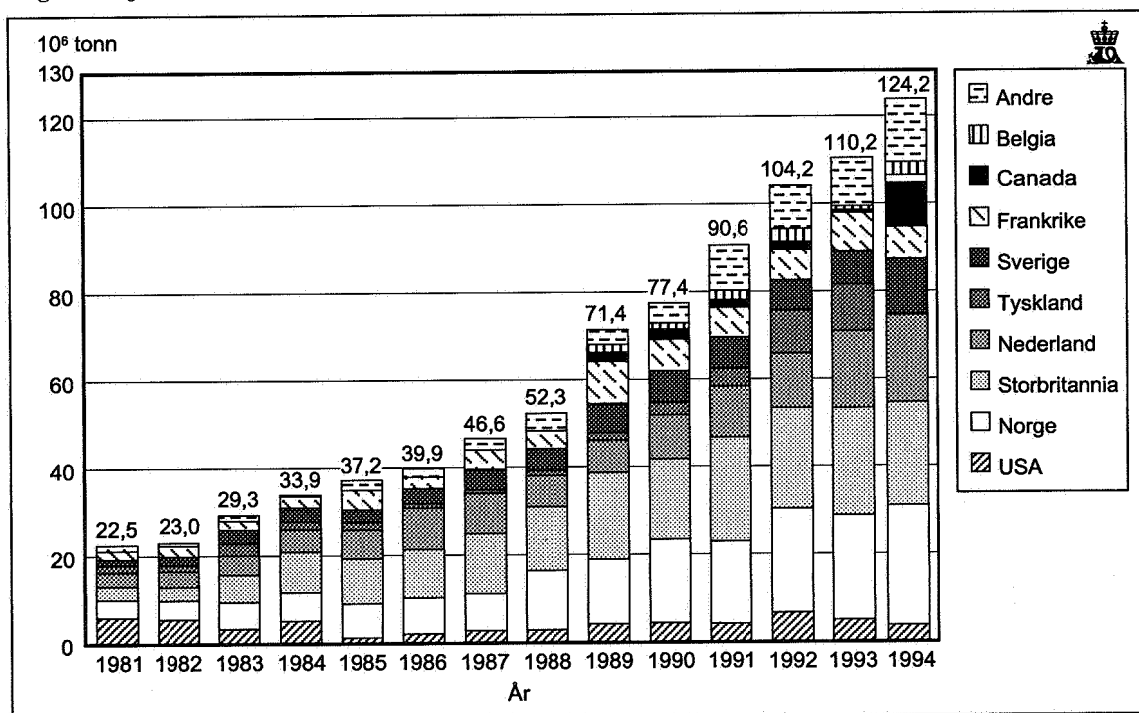
Ressurser har over en periode blitt brukt til forskning, utredninger og prøveprosjekter for bruk av gass på land i Norge. Statlig program for utnyttelse av naturgass (SPUNG) har mottatt størstedelen av forskningsmidlene. Det er blitt gitt støtte til forsøksprosjekter i transportsektoren (busser, ferger).

På Kollsnes er det blitt tilbudt mindre mengder gass til lokale kjøpere til en gunstig pris, uten at dette har medført salg. Andre anvendelser av gassen, for eksempel en bioproteinfabrikk, kan være aktuelt på ett av de tre ilandføringsstedene. Det vil uansett være snakk om svært små volumer gass sammenliknet med de mengdene som eksporteres. Statkraft, Statoil og Norsk Hydro har siden midten av 1980 - årene vurdert flere ulike alternativer for gasskraft i Norge. Disse er av ulike grunner ikke blitt realisert. I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har som formål å bruke naturgass fra kontinentalsokkelen til produksjon av el-kraft til nordiske markeder.

### 2.13.7 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 1994 solgt 124,3 millioner tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 12,8 % i forhold til 1993.

**Figur 2.13.7.a**  
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



Norge var den største mottaker med 22,2 % av skipningene, Storbritannia mottok 19,1 %, Nederland 16,2 %, Tyskland 10,5 % og Frankrike 8,0 %. I 1994 mottok Norge 20,3 %. Dette er en liten oppgang i forhold til 1994.

Figur 2.13.7.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982 -1994. Fram til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen andre.

Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1994 opp i 5,5 millioner tonn. Dette er 2,4 millioner tonn mer enn i 1993.

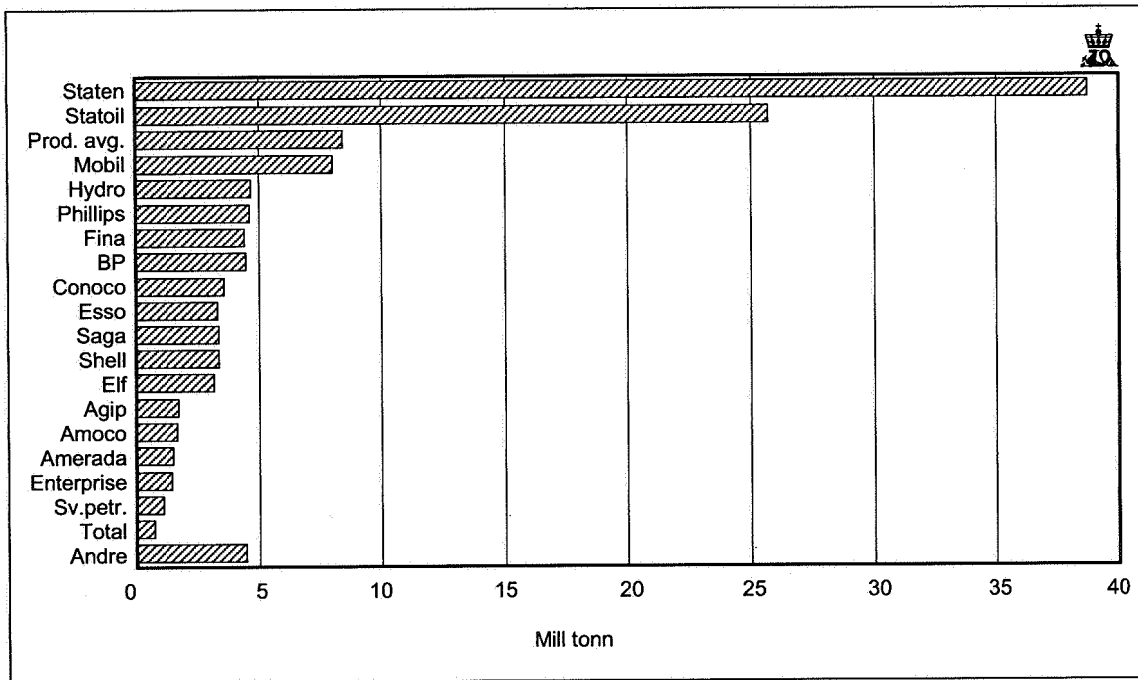
Figur 2.13.7.b viser salget av råolje og NGL i 1994 fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 26,6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass i 1994. Dette er en oppgang på 7,7 % i forhold til 1993.

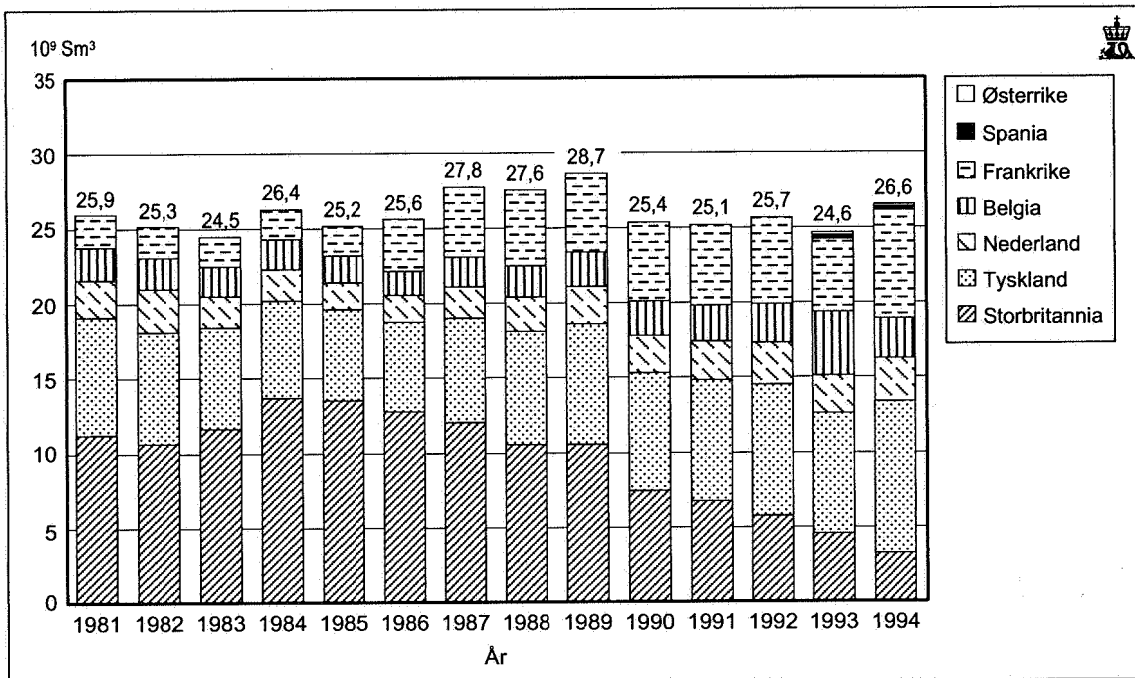
Det ble solgt 9,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 3,0 milliarder Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 6,9 milliarder Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 2,8 milliarder Sm<sup>3</sup> til Nederland, 2,6 milliarder Sm<sup>3</sup> til Belgia, 1,1 milliarder Sm<sup>3</sup> til Spania og 0,3 milliarder Sm<sup>3</sup> til Østerrike, jf figur 2.13.7.c.

Figur 2.13.7.d viser gass-salget fordelt på rettighetshavere. Salg under TGSA kontraktene er fordelt på Troll-eierne. 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.

**Figur 2.13.7.b**  
**Solgt råolje/NGL (eksklusivt kondensat) per rettighetshaver i 1994**

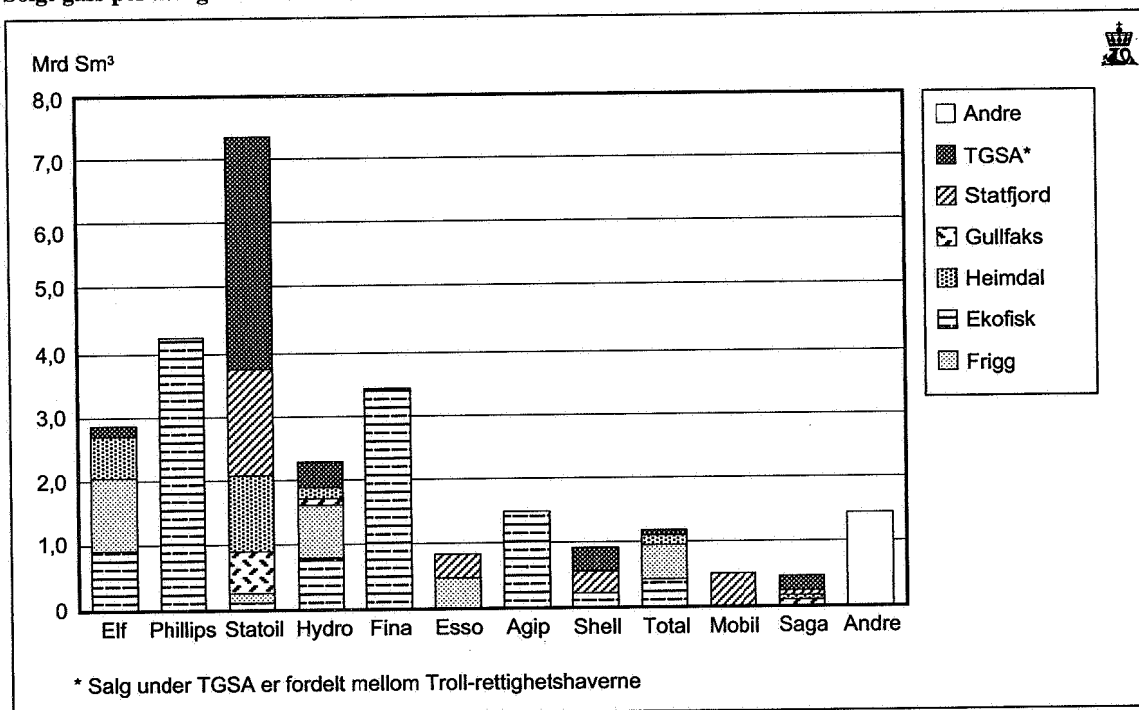


**Figur 2.13.7.c**  
**Salg av gass fordelt på land**





**Figur 2.13.7.d**  
**Solgt gass per rettighetshaver i 1994**



### 2.13.8 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvar for innkreving av produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i petroleumsløven som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdets avskjipningspunkt. Ettersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskjipningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

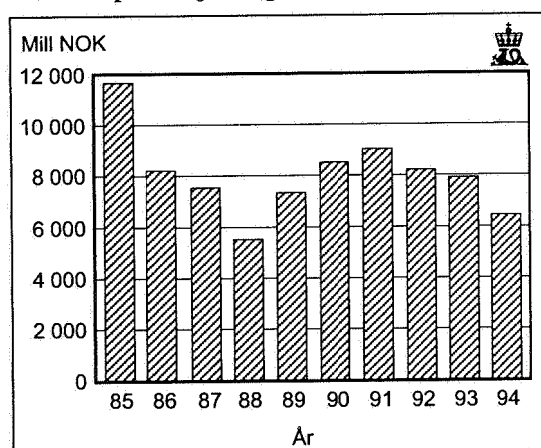
I henhold til Odelstingsproposisjon nr 64 (1986-87), Lov om endringer i petroleumsløven, er det vedtatt at det ikke skal betales produksjonsavgift av produksjonen fra forekomster hvor utbyggingsplanen er godkjent etter 1.1.1986. Fortolkning og praktisering av gjeldende lover og regler i forbindelse med beregning av produksjonsavgift innbefatter både juridiske, økonomiske, prosess-tekniske og måletekniske problemstillinger.

Fra 1.1.1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf kongelig resolusjon av 27.3.1992 og kronprinsregentens resolusjon av 22.5.1992. Dette innebærer at det heretter kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

Ettersom olje og NGL på enkelte felt er ett produkt på avskjipningspunktet, 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 avskjipningspunktet er en del av gassen.

På noen felt har transportkostnadene i perioder vært høyere enn brutto salgsverdi for et petroleumprodukt. Dette forekom hyppigst før 1992 da det fortsatt var produksjonsavgift på gass. Det aktuelle petroleumproduktet har i slike tilfelle ingen verdi på avgiftspunktet, og det betales ikke produksjonsavgift.

**Figur 2.13.8**  
**Innbetalt produksjonsavgift 1985-1994**



**2.13.8.1 Total produksjonsavgift**

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1994 innbetalt kroner 6 595 851 967,- i produksjonsavgift til Olje-

direktoratet. Tabell 2.13.8.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1993 og 1994. Figur 2.13.8 viser innbetalt produksjonsavgift 1985 - 1994.

**Tabell 2.13.8.1****Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1993 og 1994 (millioner NOK)**

Produkt	Felt/område	1993	1994
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 624,7	1 307,5
«	Statfjord	4 186,9	3 273,4
«	Murchison	18,5	17,0
«	Heimdal	*-2,0	0,0
«	Oseberg	1 034,6	985,6
«	Gullfaks	972,7	896,7
NGL	Ekofiskområdet	4,6	18,1
«	Valhall	6,4	1,9
«	Ula	6,3	101,6
«	Murchison	0,9	0,3
«	Heimdal	** -1,8	** -6,2
SUM		7 851,8	6 595,9

\* Gjelder refusjon av transportkostnader for avgiftsolje

\*\* Tilbakebetalt arealavgift mv for tidligere perioder

**2.13.8.2 Produksjonsavgift olje**

Det er i 1994 innbetalt kroner 6 480 144 810,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet, Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Oseberg og Gullfaks, se tabell 2.13.8.2. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje, men Nærings- og energidepartementet har besluttet at avgift på olje fra Heimdal skal tas i kontanter fra og med

1.4.1993. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet. En vesentlig årsak til den betydelige nedgangen i produksjonsavgiften på olje fra 1993 til 1994 er lavere oljepriser.

**Tabell 2.13.8.2****Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1994
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	696 797 605	610 656 1691	307 453 774
Statfjord	1 665 070 553	1 608 273 516	3 273 344 069
Murchison	7 465 904	9 523 346	16 989 250
Heimdal	0	0	0
Oseberg	431 417 947	554 201 694	985 619 641
Gullfaks	457 650 730	439 087 346	896 738 076
SUM	3 258 402 739	3 221 742 071	6 480 144 810

**2.13.8.3 Produksjonsavgift NGL**

Det er i 1994 innbetalt kroner 115 707 157,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 2.13.8.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Selv om avgiften på gass ble satt til null fra 1.1.1992,

omfatter innbetalingene for NGL i 1994 også enkelte justeringer vedrørende avgiften for gass i tidligere år. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte felt/grupper. Leveransene av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De innbetalte beløp fra Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

**Tabell 2.13.8.3**  
**Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1994
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	11 074 427	10 764 781	21 839 208
Amocogruppen (Tor)	*-23 784	26 029	2 245
Shell (Albuskjell)	0	** -3 994 072	-3 994 072
Dyno/Methanor	13 066	222 593	235 659
Sum Ekofiskområdet	11 063 709	7 019 331	18 083 040
Valhall	1 009 761	914 469	1 924 230
Ula	98 579 781	3 032 350	101 612 131
Murchison	211 668	39 036	250 704
Heimdal	0	** -6 162 948	-6 162 948
Sum alle felt	110 864 919	4 842 238	115 707 157

\* Justering som følge av endelige priser for NGL

\*\* Tilbakebetalt arealavgift m.v. for tidligere perioder

### 2.13.9 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1994 innkrevd kroner 227 094 598, i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelseter som vist i tabell 2.13.9.

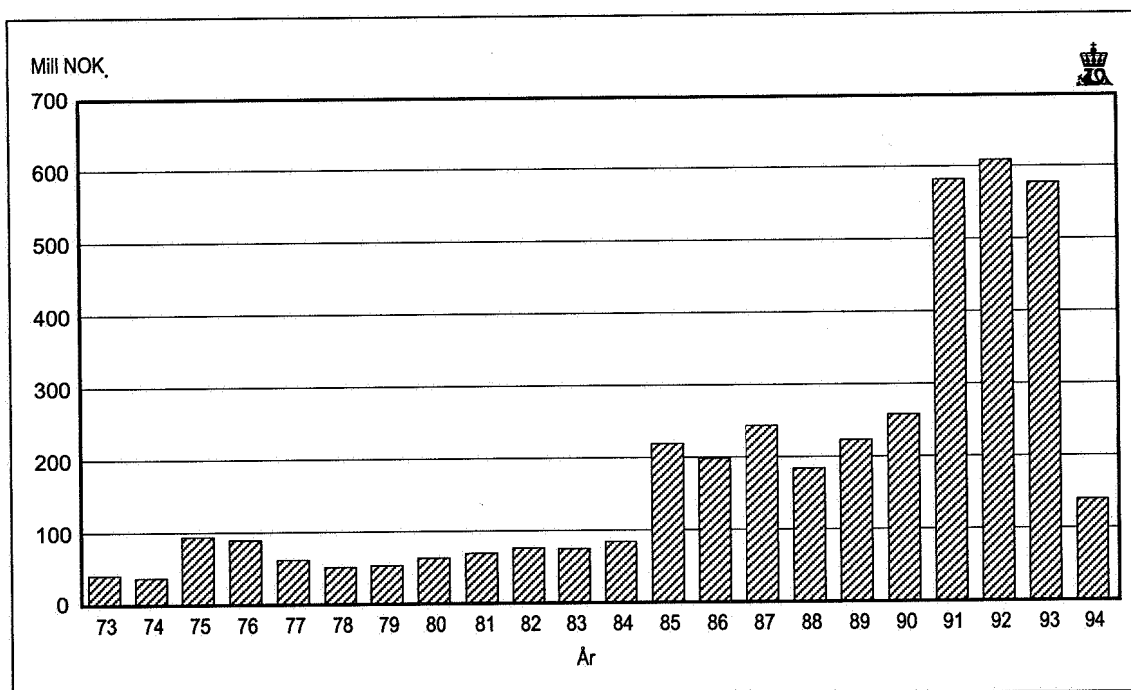
Oljedirektoratet har refundert kroner 89 381 553,- i arealavgift i 1994. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgifts-

oppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

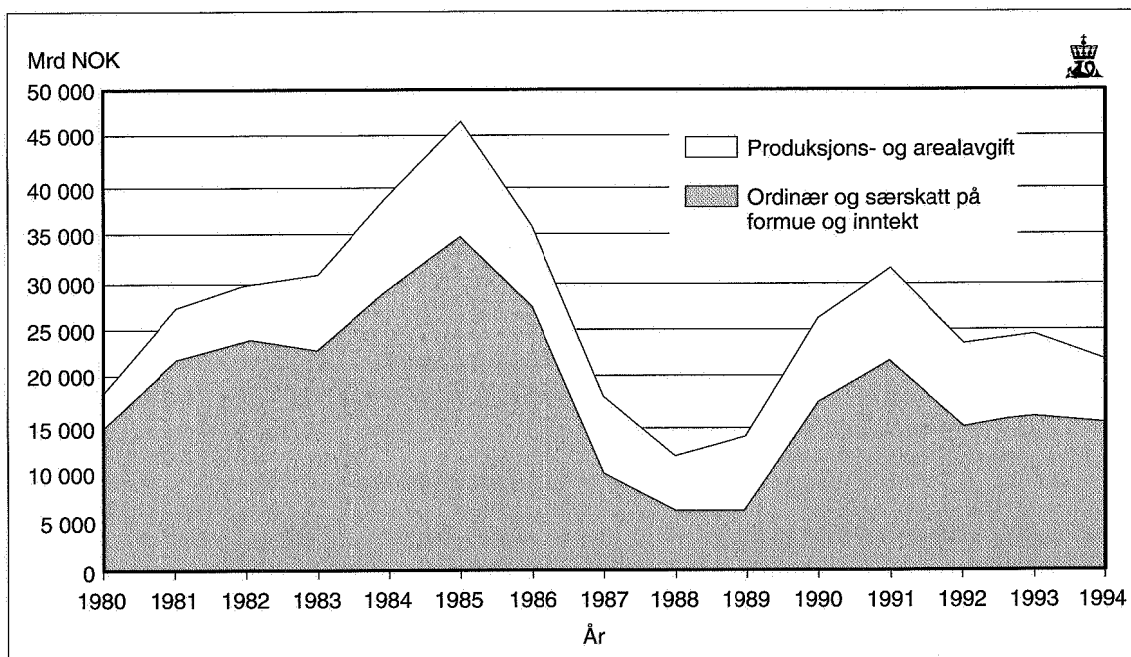
For en del utvinningstillatelseter blir arealavgiften trukket direkte fra i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør for 1994 kroner 4 706 363,- og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

Figur 2.13.9.a viser netto innbetalt arealavgift 1973 - 1994. For 1994 er det en nedgang fra 1993 på over 400

**Figur 2.13.9.a**  
**Innbetalt arealavgift 1973-1994**



**Figur 2.13.9.b**  
Totalt innbetalte skatter og avgifter



**Tabell 2.13.9**  
Arealavgift på utvinningstillatelser

Utvinningstillatelser tildelt år	NOK
1965	75 918 765
1969	61 352 559
1977	12 978 000
1979	33 941 559
1981	2 196 000
1982	-3 445 954
1984	8 449 429
1985	7 613 890
1986	8 615 474
1987	4 740 000
1988	14 469 033
1991	130 000
1992	135 843
<b>Totalt</b>	<b>227 094 598</b>

millioner kroner. Årsaken til dette er at utvinningstillatelser tildelt i henhold til 1972-resolusjonen på grunn av helgedag fikk forskjøvet forfallsdato 2.1.1995.

Produksjons- og arealavgiften for 1994 utgjorde 31 % av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel hadde vi i 1989 med 53%. Figur 2.13.9.b viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1980 - 1994.

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

Lov av 21.12.1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen trådte i kraft 1.1.1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO<sub>2</sub>-avgiften og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven. Avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass som slipper ut til luft på plattform, installasjon eller anlegg som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. Avgiften er også pålagt norske anlegg for transport av petroleum som strekker seg utover kontinentalsokkelen. For felt som strekker seg over midtlinjen i forhold til annen stat, beregnes CO<sub>2</sub>-avgiften kun av norske eierandeler.

CO<sub>2</sub>-avgiften var i 1993 og 1994 satt til henholdsvis 0,80 og 0,82 kroner per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 0,80 og 0,82 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.10 og 1.4 påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 2.13.10 viser totalt innbetalt avgift i 1994. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er inkludert. Det ble totalt innbetalt kroner 2 557 248 267,- i 1994.

**Tabell 2.13.10**  
**Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift i 1. og 2. halvår 1994 (NOK)**

<b>Felt:</b>	<b>1. halvår</b>	<b>2. halvår</b>	<b>Totalt 1994</b>
Ekofiskområdet	366 281 051	360 539 228	726 820 279
Friggområdet	19 989 664	26 447 401	46 437 065
Gullfaks A+B+C	144 595 466	151 846 383	296 441 849
Tordis		737 305	737 305
Gyda	18 051 870	19 059 245	37 111 115
Heimdal	21 345 027	18 890 616	40 235 643
Hod	6 850 680	6 105 598	12 956 278
Murchison	7 830 846	7 081 737	14 912 583
Odin	2 741 665	2 806 418	5 548 083
Oseberg A+B+C	129 313 600	132 845 188	262 158 788
Brage	14 496 000	22 366 320	36 862 320
Sleipner	74 025 472	67 499 627	141 525 099
Statfjord A+B+C	205 727 045	207 100 711	412 827 756
Ula	32 226 533	29 180 839	61 407 372
Valhall	26 511 464	27 088 128	53 599 592
Veslefrikk	25 899 760	30 335 736	56 235 496
Snorre	53 491 190	50 301 158	103 792 348
Draugen	9 743 337	27 042 305	36 785 642
<b>Transportsystemer:</b>			
Norpipe	96 603 560	109 131 409	205 734 969
Statpipe	2 383 371	2 735 314	5 118 685
<b>Sum</b>	<b>1 258 107 601</b>	<b>1 299 140 666</b>	<b>2 557 248 267</b>

### 3. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

#### 3.1 INNLEDNING

Oljedirektoratets utøvelse av forvaltningsoppgavene knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø er basert på et nært samarbeid om sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning, såvel internt i direktoratet som eksternt i forhold til andre myndigheter og institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsløven. Videre benyttes bistand fra andre fag-etater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Fra 1993 ble arbeidsmiljøloven også gjort gjeldende for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten og for bemannede undervannsoperasjoner utført fra fartøy eller innretning. Tilsynsmyndigheten ble tillagt Oljedirektoratet. Dermed ble det også på arbeidsmiljøområdet lagt til rette for et helhetlig, koordinert tilsyn med petroleumsvirksomheten, slik det er nedfelt i kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet. De nye oppgavene som ble tilført direktoratet, er kommet klart til uttrykk i det arbeidet som er utført i 1994.

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

Dette innebærer at tilsynet rettes mot industriens plikt til internkontroll, det vil si at Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter først og fremst retter seg mot rettighetshavernes styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø. Konklusjoner fra tilsynet rettes mot forbedringspunkter i bedriftenes styringssystemer.

Det systemrettede tilsyn består av systemrevisjoner som understøttes av verifikasjoner. Systemrevisjonene har til hensikt å avgjøre om styringssystemer er etablert og at de fungerer. Hensikten med verifikasjoner er å vurdere effekten av styringssystemene ved å undersøke den faktiske standard på sikkerhet og arbeidsmiljø i virksomheten. Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter kommer i tillegg til selskapenes interne revisjons- og inspeksjonsaktiviteter som er nødvendige for å sikre at virksomheten til enhver tid er i samsvar med myndighetskrav og egne krav.

#### 3.2 REGELVERKSUTVIKLING

Oljedirektoratet sluttførte i 1992 en omfattende omlegging av regelverket under sikkerhetsforskriften (teknologiregelverket). Det nye regelverket er funksjonelt utformet, og legger til rette for bruk av ulike løsninger ved at kravene uttrykker hensikt, i motsetning til å spesifisere bestemte løsninger.

Ved utgangen av 1994 har dette regelverket vært i kraft i mer enn to år, og det begynner nå å danne seg et bilde av hvordan regelverket fungerer. Det er Oljedirektoratets vurdering at det nye regelverket generelt er godt mottatt i næringen, selv om både industrien og myndighetene er blitt stilt overfor enkelte nye utfordringer som følge av dette.

På enkelte områder har regelverket imidlertid fått en noe mer blandet mottakelse. Det er satt i gang arbeid for å kartlegge problemstillingene, og dette vil bli fulgt opp videre fra Oljedirektoratets side i 1995.

Likeledes er det i sammenheng med arbeidet med rapporten om norsk sokkels konkurranseposisjon (NORSOK), utarbeidet av en arbeidsgruppe nedsatt av Nærings- og energidepartementet, kommet enkelte konkrete innspill med hensyn til forbedringer i regelverket. Disse vil også bli fulgt opp i 1995.

Ved utarbeidelsen av det nye teknologiregelverket ble det blant annet lagt til grunn at den detaljerte tekniske normeringen, som tradisjonelt har vært omhandlet i myndighetenes regelverk, etter hvert skal fremkomme av industriens egne spesifikasjoner, eller gjennom utarbeidelse av omforente industristandarder. En slik utvikling vil ytterligere forenkle Oljedirektoratets regelverk, og dermed også bidra til å redusere behovet for vedlikehold og oppdatering av dette.

Oljedirektoratet har også i 1994 prioritert deltakelse i standardiseringsarbeider som er vurdert å ha særskilt betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

#### 3.2.1 REGELVERK UNDER ARBEIDSMILJØLOVEN

Oljedirektoratet begynte i 1991 arbeid med å identifisere behovet for og utarbeide rammer for regelverk for arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten. Dette kartleggingsarbeidet samt erfaringer fra tilsynsvirksomheten, viste at det ikke var behov for å utvikle nye krav til arbeidsmiljøet, men at det var et behov for å synliggjøre krav som allerede eksisterer i form av henvisninger til normer og standarder, presedenssettende enkeltvedtak mv samt å foreta de nødvendige endringer som ville følge av EØS-avtalen.

Arbeidet med å utarbeide utkast til forskrift ble påbegynt i 1992. Forskriften vil bli fastsatt i medhold av arbeidsmiljøloven av 1977 og kongelig resolusjon av 27.11.1992 om forskrift om arbeidervern og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten, og har til hensikt å utdype disse. Forskriften er gitt navnet «Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten» og vil bli utdypet med veiledninger.

Målsettingen for utarbeidelsen av denne forskriften har vært å:

- bidra til at arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten kan bli regulert på en strukturert og helsehelletlig måte,
- utforme regelverket under arbeidsmiljøloven i samsvar med den mal og de strategier som ble lagt til grunn for utforming av «teknologiregelverket» under sikkerhetsforskriften,
- gjennom samarbeid med berørte myndigheter, å bidra til en mest mulig enhetlig nasjonal regelverksutforming og å redusere det totale antall «konkurrerende» forskrifter og veiledninger,
- implementere EØS-avtalen på arbeidsmiljøområdet.

Forskriften skal bidra til å sikre et arbeidsmiljø i henhold til intensjonene i lovgivningen. Dette søkes oppnådd blant annet ved å presisere krav i arbeidsmiljøloven og ved å legge til rette for myndighetenes tilsyn også på dette området. Forskriften vil legge til rette for styring av virksomheten basert på plikten til internkontroll.

Forskriften vil stille krav til systematikk i planlegging og gjennomføring i alle faser av petroleumsvirksomheten og legger vekt på at partene deltar aktivt i henhold til arbeidsmiljølovens intensjon. Gjennom forskriften ønsker en også å forenkle og forbedre myndighetenes saksbehandling.

Sammen med tilhørende veiledninger skal forskriften ivareta forhold som har vært regulert i forskrifter som vil bli opphevet når den nye forskriften trer i kraft. Forskriften skal også klargjøre forholdet til annet nasjonalt regelverk samt til nasjonalt og internasjonalt anerkjente normer på dette arbeidsmiljøområdet.

Utkast til forskrift har i 1994 vært gjenstand for ekstern høring, og er ved utgangen av året oversendt Kommunal- og arbeidsdepartementet med anmodning om samtykke til fastsettelse.

### 3.3 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten er i all hovedsak gjennomført i samsvar med prioriterte satsingsområder for 1994.

Det er gjennomført en rekke gjennomgående tilsynsoppgaver, det vil si tilsyn som er rettet mot flere operatørselskaper innenfor samme problemområde. Disse er ment å gi et bedre grunnlag for å bedømme den generelle tilstand innenfor de enkelte områder.

#### 3.3.1 SAMTYKKER

Samtykkeordningen er et av Oljedirektoratets redskaper for å føre tilsyn med at operatørselskapene er i styring med sentrale beslutningspunkter i sin virksomhet.

Søknad om samtykke til å starte en aktivitet, innebærer at operatørselskapet gir en forpliktende status med hensyn til regelverkskrav til styringssystemene generelt, og den aktuelle aktiviteten spesielt.

Oljedirektoratets samtykke til å starte den aktivitet det søkes om, er et formalisert uttrykk for at direktoratet har tillit til operatørens evne til å kunne gjennomføre aktiviteten i samsvar med myndighetskrav.

I 1994 ble det gitt til sammen 81 samtykker, som fordeler seg slik på de forskjellige samtykketyperne:

- 2 samtykker til undersøkelse
- 17 samtykker til leteboring
- 3 samtykker til detaljprosjektering
- 6 samtykker til fabrikkasjon
- 14 samtykker til installering
- 18 samtykker til bruk
- 8 samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
- 1 samtykke til fjerning
- 12 samtykker til bruk av servicefartøy

#### 3.3.2 SATSINGSOMRÅDER I TILSYNET

I 1994 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter under følgende satsingsområder:

- Nye utbyggingsløsninger og driftsformer
- Håndtering av storulykkesrisiko ved endret bruk av innretninger
- Tiltak for å verne det ytre miljø
- Vedlikeholdsstyring
- Sikkerhet og arbeidsmiljø på flyttbare innretninger
- Begrensning av hydrokarbonlekkasjer
- Boring og vedlikehold av brønner med høyt trykk og høy temperatur
- Boring i miljøfølsomme områder

#### Nye utbyggingsløsninger og driftsformer

Under dette satsingsområdet er det gjennomført tilsyn for å undersøke hvordan operatørselskapene ivaretar krav til sikkerhet og arbeidsmiljø i forbindelse med innsparings tiltak, blant annet tiltak som innebærer bemanningsendringer. I en møteserie i løpet av våren redegjorde tre av operatørselskapene for sin styring av prosesser knyttet til kostnadsreduksjoner. Møtene etterlot et inntrykk av betydelig variasjon i graden av systematisk tilnærming og grundighet i det arbeidet operatørene gjør i slike saker. Det er også markante forskjeller i samarbeidsklimaet mellom arbeidsgivere og arbeidstakere.

På bakgrunn av erfaringene fra møteserien, ble det gjennomført systemrevisjoner mot to operatørselskaper på dette området. Foreløpige konklusjoner indikerer at det er et rimelig godt samarbeidsklima mellom operatørselskapene og arbeidstakerne. Det synes som om partene arbeider systematisk og målrettet for kontinuerlig forbedring, også med hensyn til kostnadsoptimalisering, og at hensynet til sikkerhet og arbeidsmiljø blir tilfredsstillende ivaretatt i disse prosessene. Ytterligere revisjoner mot andre operatørselskaper planlegges for 1995 på dette området.

#### Håndtering av storulykkesrisiko ved endret bruk av innretninger

Større ombygginger og endret bruk av innretninger innebærer spesielle utfordringer med hensyn til ivaretagelse av krav i risikoanalyse- og beredskapsforskriften, særlig med sikte på å unngå at modifikasjoner introduserer nye risikomomenter med potensiale for storulykker. De eksisterende løsningene er bygget etter tidligere detalj-

regelverk, og eventuelle tilhørende analyser er ofte lite anvendelige som grunnlag for vurdering mot gjeldende regelverk.

Som en første fase av arbeidet er det utarbeidet et underlagsdokument som beskriver problemområdene og regelverkskravene, og som har klargjort begrepene større ombygging og endring i bruksformål i sikkerhetsforskriften § 11, og som er lagt til grunn for utvelgelse av tilsynsobjekter og planlegging av selve tilsynsaktivitetene.

#### **Tiltak for å verne det ytre miljø**

Bakgrunnen for satsingsområdet er blant annet at mengden vann som produseres sammen med oljen, øker kraftig mot slutten av et felts levetid. Vannet som produseres må renses slik at det møter kravene knyttet til utslipps-tillatelsen. Med økende mengder vann som skal behandles, stiger også kravene til kapasitet og funksjonsdyktighet i vannrenningsystemet.

Det var planlagt tilsynsaktiviteter som skulle fokusere på selskapenes planer for å kunne løse denne utfordringen. Statens forurensningstilsyn vil være en viktig medspiller ved gjennomføring av disse oppgavene. Aktivitetene har imidlertid måttet utsettes til 1995 på grunn av kapasitetsproblemer.

#### **Vedlikeholdsstyring**

Tilsynsaktiviteter rettet mot operatørselskapenes systemer for vedlikeholdsstyring, viser flere positive trekk. Vedlikeholdsproblematikk vil i årene framover representere en stor utfordring, spesielt til de selskapene som opererer innretninger som nærmer seg sluttproduksjon.

Oljedirektoratet er imidlertid også opptatt av at selskapene allerede i tidlige faser ved prosjektering av nye utbygginger, har en klar strategi og etablerer gode systemer for det framtidige vedlikehold. En rekke beslutninger i de tidlige fasene har avgjørende betydning for mulighetene til å drive forsvarlig og kostnadseffektivt gjennom hele driftsfasen.

Gjennom tilsynsaktivitetene som er gjennomført i 1994, har Oljedirektoratet påvist forbedringspunkter blant annet i kommunikasjonen mellom vedlikeholdsorganisasjonen på land og de enheter som ansvarlige for gjennomføring av vedlikeholdet på selve innretningene.

Det dreier seg om forhold som mangelfull konkretisering av hvordan selskapets overordnede mål for sikkerhet og arbeidsmiljø skal følges opp med hensyn til vedlikehold, utilstrekkelige styringsparametre for målstyrt vedlikehold, og manglende medvirkning fra selskapets sikkerhetsavdeling ved vurderinger av sikkerhetsmessig kritikalitet av systemer og utstyr.

Oljedirektoratet har også gjort en vurdering av forhold knyttet til etterslep i utførelse av vedlikeholdsaktiviteter.

Det har vist seg at tall som viser omfanget av etterslep i forhold til planlagt vedlikehold, ikke uten videre kan sammenlignes mellom forskjellige operatørselskaper. Dette skyldes at selskapene arbeider med forskjellige definisjoner, prioriteringer og vurdering av sikkerhetsmessig kritikalitet.

Oljedirektoratet vil følge opp dette forholdet i 1995, med sikte på å framskaffe et mest mulig ensartet under-

lag for tilsynsaktiviteter rettet mot selskapenes vedlikeholdsstyring.

#### **Sikkerhet og arbeidsmiljø på flyttbare innretninger**

Etter at arbeidsmiljøloven fra 1.1.1993 ble gjort gjeldende også på flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten, forventer Oljedirektoratet nå at operatørene stiller krav til arbeidsmiljøet i forbindelse med bruk av flyttbare innretninger, og at disse blir ivarettatt og fulgt opp.

Tilsynet med hvordan krav til arbeidsmiljø blir ivarettatt på flyttbare innretninger er blitt videreført i 1994, og har bekreftet det tidligere inntrykk med hensyn til manglende kartlegging av arbeidsmiljø, manglende kravspesifikasjoner, uheldig arbeidsplassutforming og manglende handlingsprogram.

Oljedirektoratet registrerer det likevel som positivt at tilsynsaktivitetene som er gjennomført, synes å ha bidratt til at det er kommet i gang prosesser hos rettighetshavere og entreprenører som viser at problemstillingene blir tatt på alvor. Synlige virkninger hittil er et sterkere ledelsesengasjement og bedre styring på områder som blant annet arbeidstid, organisering av vernetjenesten og hovedbedriftsansvar.

#### **Begrensning av hydrokarbonlekkasjer**

Antallet rapporterte hydrokarbonlekkasjer har de siste årene vist en økende tendens. Noe av økningen kan sannsynligvis tilskrives bedret rapportering som følge av Oljedirektoratets og næringens økte fokusering på problemområdet. Like fullt finner direktoratet grunn til bekymring, og har fulgt opp forholdet videre med utgangspunkt i det store skadepotensialet ved ulykker som kan bli utløst av en hydrokarbonlekkasje.

Tilsynsaktivitetene på området har vært rettet mot operatørs tiltak for å sikre at antall og omfang av gasslekkasjer reduseres så langt det er mulig. Aktuelle tiltak omfatter både tekniske og operasjonelle aspekter samt gjennom systematiske risikoanalyseaktiviteter å bidra til at hydrokarbonlekkasjer som likevel kan forekomme, ikke medfører uakseptable konsekvenser.

I 1994 har Oljedirektoratet videreført tilsyn som ble startet mot flere operatørselskaper i 1993, slik at det nå til sammen er gjennomført systemrevisjon mot fire selskaper på dette området.

Gjennom dette tilsynet har Oljedirektoratet fått en detaljert innsikt i selskapenes systemer og tiltak for å hindre utilsiktede hydrokarbonutslipp, og har bare hatt mindre kommentarer til disse. Erfaringene fra denne aktiviteten vil bli videreført i forbindelse med tilsyn rettet mot selskapenes aktiviteter for å kartlegge håndteringen av storulykkesrisiko.

#### **Boring og vedlikehold av brønner med høyt trykk og høy temperatur**

Over en treårsperiode er det gjennomført revisjoner mot fem operatører, spesielt rettet mot styring av aktiviteter i forbindelse med brønner med høyt trykk og høy temperatur (HTHT). Resultatet av en revisjon i 1994 var gjennomgående positivt, og viste at selskapet i dette tilfellet gjennomførte særskilte tiltak innenfor enkelte områder



som går vesentlig utover det som er vanlig praksis ved leteboring under tradisjonelle trykk- og temperaturforhold.

Det ble imidlertid også påvist enkelte forhold som kan forbedres, hovedsakelig på områder som gjelder for all borevirksomhet. Slike forhold kan omfatte oppdatering av styrende dokumentasjon, fastsetting av krav til personellkvalifikasjoner, forståelse av linjeansvar for kvalitets sikring, etc.

Oljedirektoratet er opptatt av at slike forbedringspunkter blir særlig fokusert i forbindelse med boring av brønner med høyt trykk og temperatur, fordi konsekvensene av svikt i slike brønner kan være større enn vanlig.

Direktoratet har merket seg at industrien har nedlagt et betydelig arbeid for å håndtere de særskilte utfordringer som er forbundet med denne type brønnaktivitet, blant annet i form av seminarer, konferanser og spesielle prosjekter. I denne sammenheng kan spesielt nevnes et HTHT-program i regi av Statoil, hvor 12 operatørselskaper har samarbeidet om prosjekter med relevans til dette problemområdet.

### Boring i miljøfølsomme områder

Arbeidet under dette satsingsområdet befinner seg i en utredende fase. I 1994 er det gjennomført en revisjon i forbindelse med leteboring på Møre I utenfor Runde, der formålet med revisjonen i første rekke var å kartlegge relevante problemstillinger.

I forbindelse med planlegging av forestående tilsynsaktiviteter, har Oljedirektoratet benyttet seg av ekstern konsulentbistand for å klarlegge hvilke krav som bør stilles til hvordan selskapenes risiko- og beredskapsanalyser skal ivareta hensynet til miljøfølsomhet i planleggingen av boreoperasjoner med sikte på å finne fram til forebyggende og boretekniske beredskapstiltak.

## 3.4 FAGLIG SAMARBEID I TILSYNET

I kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet er det forutsatt at Oljedirektoratet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten skal benytte seg av faglig kompetanse hos andre myndigheter på områder der direktoratet ikke har egen kompetanse.

I forholdet til de myndigheter som har selvstendig tilsynsmyndighet skal Oljedirektoratet spille en koordinerende rolle.

Samarbeidet med disse etater har på alle vesentlige områder forløpt tilfredsstillende, og bidrar til et effektivt og helhetlig tilsyn med virksomheten.

På bakgrunn av flere hendelser i 1993 hvor måleinstrumenter som inneholder radioaktive kilder er mistet under brønnoperasjoner, er det i 1994 også utarbeidet et utkast til avtale om samarbeid mellom Statens strålevern og Oljedirektoratet.

## 3.5 PERSONSKADER

### 3.5.1 GENERELT

Oljedirektoratet mottar rapporter om personskader og dødsulykker som inntreffer i forbindelse med petroleumsvirksomhet på faste og flyttbare innretninger på norsk kontinentalsokkel. Rapporteringen kan hovedsakelig deles inn i to kategorier :

aktivitet på faste og flyttbare innretninger på norsk kontinentalsokkel. Rapporteringen kan hovedsakelig deles inn i to kategorier :

### Varsling

Ved dødsulykker og alvorlige personskader varsles direktoratet umiddelbart. Varslingen er utgangspunkt for vurdering av videre oppfølging fra direktoratets side. Oppfølgingen skjer blant annet i form av utreise og undersøkelse eventuelt i samarbeid med politiet, eller oppfølging av selskapets egen gransking av ulykken.

### Melding

I tillegg til varsling av alvorlige personskader og dødsulykker mottar Oljedirektoratet melding om personskader som har ført til fravær inn i neste 12 timers skift og om skader som krever medisinsk behandling. Denne rapporteringen er grunnlaget for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen. Rapporteringen er et arbeidsgiveransvar, men operatørselskapene skal ha oversikt over hendelser på sine innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet sammenholdes årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underrapportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. For å beregne skadefrekvenser, sammenstilles personskadene med antall arbeidstimer som blir rapportert kvartalsvis fra de enkelte innretninger eller felt.

En så omfattende rapporteringsordning har flere mulige feilkilder, og direktoratet har registrert en noe varierende forståelse for og kunnskap om rapporteringskriterier og rutiner. De statistiske oversiktene som presenteres i årsberetningen skulle likevel gi et rimelig korrekt uttrykk for skadebildet i petroleumsvirksomheten.

### 3.5.2 SKADETYPER OG ÅRSAKSFORHOLD

Ut fra hendelses- og årsaksbeskrivelsene på personskademeldingene for 1994 har Oljedirektoratet konstatert følgende om skade- og årsakssammenhenger:

- Klem- og sårskader på hender og fingre er fremdeles den vanligste skadetypen. Slike skader skyldes oftest at den skadede har vært uheldig plassert i forhold til utstyr som opereres og må også ses i sammenheng med at direktoratet har registrert en økt andel av arbeidsulykker hvor adkomstproblemer og uheldige ergonomiske forhold er en del av årsaksbildet. Feil bruk av verktøy og utstyr er fortsatt en viktig årsaksfaktor i forbindelse med disse skadene, men dette er mindre framtrædende i registreringene for 1994 enn det var i 1993. Klem- og sårskader som følge av at utstyr og verktøy som håndteres ikke har vært i forskriftmessig stand, har derimot økt.

- Øyeskader utgjorde 14,6 % av totalt antall skader i 1994, mot 21,8 % i 1993. Dette er en betydelig reduksjon, men øynene er fremdeles en av de mest utsatte kroppsdelene.

De fleste øyeskadene forårsakes av luftbårne partikler, særlig i forbindelse med slipe- og sveisearbeider. Luftbårne partikler var blant de hyppigst

registrerte skadeårsakene i 1993, men både totalt og for øyeskader spesielt har denne årsaksfaktoren avtatt. Kjemikaliebehandling og malearbeid som årsak til øyeskader har derimot økt kraftig de siste tre årene, fra ca 8 % i 1992 til 18 % i 1994.

- Hode- og ansiktsskader har også i 1994 økt litt i forhold til året før. Mange av disse er tannskader som oppstår ved uforsiktig håndtering av verktøy og utstyr.
- Det har også vært en økning i akutte belastningsskader på grunn av feil arbeidsstilling, feil løfting og også i forbindelse med skliing og tråkk på ujevnheter. Det var i denne kategorien flest skader på føtter/ankler, mens rygg, armer og skuldre også er utsatt.

### 3.5.3 PERSONSKADER PÅ FASTE INNRETNINGER

Det har ikke vært noen betydelig endring i den totale personskadefrekvensen fra 1993 til 1994 etter at tallene fra 1993 er korrigert for etterrapportering. Oljedirektoratet har registrert 541 personskader i forbindelse med boring etter og produksjon av olje og gass på faste innretninger på norsk kontinentalsokkel i 1994, hvorav en med dødelig utgang.

På Odin omkom en boredekkarbeider da han ble truffet av et produksjonsrør i forbindelse med nedstengning av aktiviteten på innretningen. Produksjonsrøret som hang i en vinsjvaier med løfteutstyr, skulle føres ut og legges ned utenfor boredekket. Løfteutstyret bestod blant annet av en svivel. Bolten gjennom svivelen var sikret med en sikringssplint. Da røret ble ført ut, er det sannsynlig at bolten heftet seg fast i boretårnet. Dette førte til at sikringsplinten knakk, bolten løsnet og røret falt inn over boredekk. Etter hendelsen sendte Oljedirektoratet et likelydende brev til alle operatørselskapene, hvor det slås fast

at bruk av svivel med denne type boltforbindelse er i strid med regelverket og ikke må forekomme. Slike boltforbindelser skal utføres med dobbelt sikring mot utglidning. Ulykken er fortsatt under granskning av politiet.

Skader som har inntruffet utenom arbeidstiden på innretningene (fritidsskader), er ikke medregnet i statistikken. I 1994 er det registrert 13 slike skader på faste innretninger mot 23 for 1993. Fritidsskadene utgjøres hovedsakelig av sår- og bløtdelsskader og forstuingskader i forbindelse med trimaktiviteter. Det har vært en reduksjon på ca 15 % i totalt antall arbeidstimer på faste innretninger fra 1993 til 1994. Reduksjonen har vært størst på Ekofiskfeltet. Ellers har det vært en nedgang i arbeidstimerne i og med at Sleipner, Brage og Draugen har kommet i normal drift. Også på Gullfaks har det i de siste årene vært betydelige reduksjoner i antall arbeidstimer.

#### Tabeller og figurer - faste innretninger

Tabell 3.5.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1976-1994 på faste innretninger og på den flyttbare produksjonsinnretningen «Petrojarl 1» som var i aktivitet på norsk sokkel i 1991. For 1994 er også operasjonene med Mærsk Giant på Hod og Mærsk Gallant på Frøy inkludert i tallene for faste innretninger. Skadefrekvensen for 1994 tilsvarer 25 skader per million arbeidstimer. Skadefrekvensen for 1993 er korrigert som følge av at 4 personskader er blitt etterrapportert. Figur 3.5.3.a viser utviklingen av personskadefrekvensen for perioden 1979 til 1994 for de forskjellige hovedaktivitetene. Fra 1993 til 1994 har det vært en nedgang i skadefrekvens innenfor boring fra 54,4 til 51,7 skader per 1000 årsverk. Innenfor konstruksjon/vedlikehold har det vært en økning i skadefrekvens fra 45,2 til 47,9 skader per 1000 årsverk.

Tabell 3.5.3.a

Skadde/forulykkede per 1000 årsverk (1976-94). Boring og produksjon på faste innretninger.

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl. forulykkede)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall forulykkede	Antall forulykkede per 1000 årsverk
1976	4.876.316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	8.146.948	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14.932.296	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14.986.608	1752	8554	575	67,2	0	0,00
1980	12.237.720	1752	6985	451	64,6	0	0,00
1981	15.612.072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14.790.384	1752	8442	526	62,3	0	0,00
1983	11.473.848	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14.643.216	1752	8358	491	58,7	1	0,12
1985	15.014.640	1752	8570	599	69,9	1	0,12
1986	17.108.280	1752	9765	606	62,1	0	0,00
1987	22.169.458	1612	13753	832	60,5	0	0,00
1988	19.878.727	1612	12332	638	51,7	0	0,00
1989	19.935.637	1612	12367	596	48,2	1	0,08
1990	19.852.093	1612	12315	571	46,4	1	0,08
1991	22.263.572	1612	13811	589	42,6	0	0,00
1992	22.203.641	1612	13774	583	42,3	0	0,00
1993	25.411.735	1612	15764	639	40,5	2	0,13
1994	21.542.463	1612	13364	541	40,5	1	0,07
Totalt/snitt	317.079.654		189169	10105	53,4	17	0,09

Fig. 3.5.3.a  
Personskadefrekvens i perioden 1979 - 94. Boring og produksjon på faste innretninger.

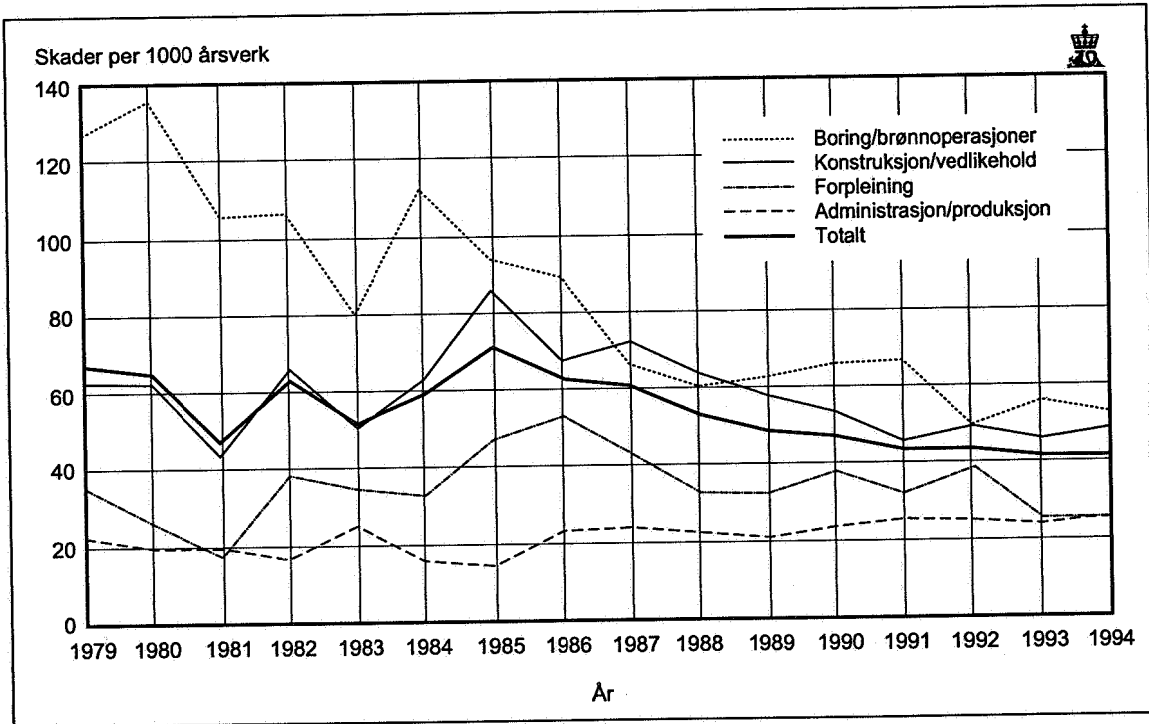
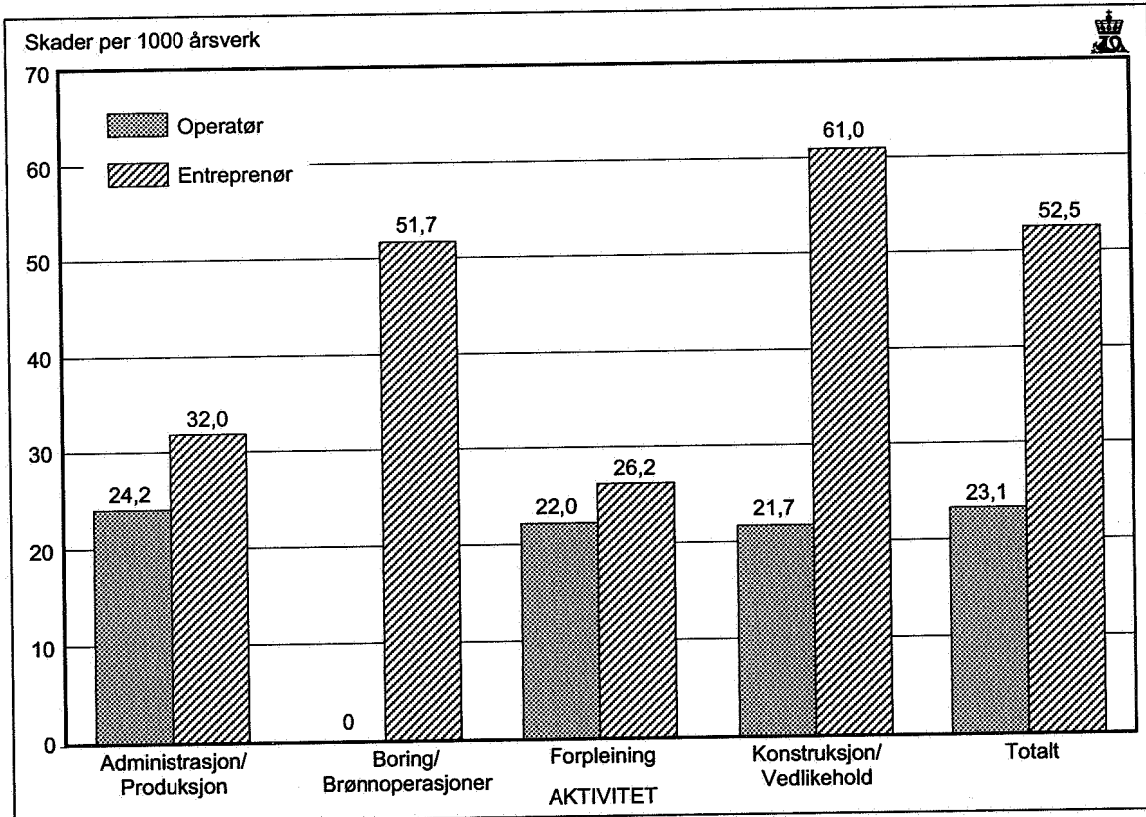


Fig. 3.5.3.b  
Personskadefrekvens 1994 på faste innretninger, fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor hovedaktivitetene.



Forpleining bidrar med den minste andelen til den totale arbeidsmengden på faste innretninger med ca 9,7 % av totalt antall arbeidstimer. I 1994 stod forpleiningsaktiviteten for 5,9 % av skadene. Uttrykt i skadefrekvens gir dette 24,8 skader per 1000 årsverk i forpleiningsaktiviteter, som er det samme som året før. Sårskader i forbindelse med håndtering av utstyr dominerer skadebildet, men bløtdelsskader i forbindelse med fall og kontakt med gjenstander i ro forekommer også hyppig.

Den store reduksjonen i konstruksjonsaktiviteter har ført til en total reduksjon i arbeidsmengden på faste innretninger. Konstruksjon og vedlikehold stod i 1993 for 54,7 % av arbeidstimerne, mens andelen sank til 44,4 % i 1994. Andelen av skader ved konstruksjons- og vedlikeholdsaktiviteter har også gått ned fra henholdsvis 61,0 % til 52,5 %, men skadefrekvensen for denne gruppen har likevel økt. Den største økningen finner vi blant de operatøransatte, men dette må ses i sammenheng med at skadefrekvensen for 1993 var den laveste noensinne. Også for entreprenøransatte har skadefrekvensen økt fra 1993

til 1994. De vanligste skadetyperne er fremdeles sår- og klemskader samt skader som følge av slag mot hender og hode. Videre er det fremdeles en god del øyeskader, selv om andelen av disse har sunket.

Det er tilveksten i arbeidsmengden for funksjonen administrasjon/produksjon som utlikner en del av innskrenkningene innenfor konstruksjon/vedlikehold. Også for denne funksjonen har det vært en økning i skadefrekvens på nesten 2 skader per 1000 årsverk. Økningen gjelder såvel for operatøransatte som for entreprenøransatte.

Figur 3.5.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1994 innenfor hovedaktivitetene.

Tabell 3.5.3.b viser fordeling av skader, årsverk og skadefrekvens på operatør- og entreprenøransatte for perioden 1985 til 1994. I 1994 bidro entreprenørselskapene med 59,2 % av de totale arbeidstimerne på faste innretninger, det laveste noen gang, mot 63,2% for 1993. 76,7 % av skadene rammet entreprenøransatte i 1994, mot 83,1 % i

**Tabell 3.5.3.b**  
**Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1985-1994)**

FUNKSJON		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	2259	2366	2499	2607	3021	Operatør Entreprenør o e o e
	Skader	80	213	603	454	294	500	424	369	482	468	
		19	34	44	47	43	49	53	54	58	73	
	Skader/1000 årsverk	4	0	9	6	6	12	14	15	14	15	
		12,1	26,3	26,0	23,7	20,5	21,7	22,4	21,6	22,2	24,2	
		50,0	0,0	14,9	13,2	20,4	24,0	33,0	40,7	29,1	32,0	
Boring	Årsverk	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o (operatør) e (entreprenør) o e o e
	Skader	1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239	2340	2590	2648	
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Skader/1000 årsverk	130	122	103	110	131	132	147	117	141	137	
		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		93,9	89,0	65,7	58,4	61,6	65,1	65,7	50,0	54,4	51,7	
Forpleining	Årsverk	0	39	94	209	340	396	447	464	498	454	o (operatør) e (entreprenør) o e o e
	Skader	685	817	1073	882	888	868	953	887	956	839	
		0	5	5	4	3	13	13	17	11	10	
	Skader/1000 årsverk	32	40	45	29	36	34	31	34	25	22	
		0,0	128,2	53,2	19,1	8,8	32,8	29,1	36,6	22,1	22,0	
		46,7	49,0	41,9	32,9	40,5	39,2	32,5	38,3	26,1	26,2	
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	2364	2482	2536	2694	1985	o (operatør) e (entreprenør) o e o e
	Skader	3301	3969	6283	4520	4237	3901	4900	4679	5937	3949	
		61	51	49	50	70	61	65	79	39	43	
	Skader/1000 årsverk	353	354	577	391	307	267	266	267	351	241	
		39,5	24,7	20,1	20,8	29,4	25,8	26,2	31,2	14,5	21,7	
		106,9	89,2	91,8	86,5	72,8	68,4	54,3	57,1	59,1	61,0	
TOTALT	Årsverk	3119	3395	4227	4593	4820	5019	5295	5499	5798	5459	o (operatør) e (entreprenør) o e o e
	Skader	5450	6370	9526	7739	7547	7296	8516	8275	9966	7904	
		80	90	98	101	116	123	131	150	108	126	
	Skader/1000 årsverk	519	516	734	536	480	445	458	433	531	415	
		25,6	26,5	23,2	22,0	24,1	24,5	24,7	24,3	18,6	23,1	
		95,2	81,0	77,1	69,3	63,6	61,0	53,8	52,3	53,3	52,5	

**Tabell 3.5.3.c**  
**Arbeidsulykker 1979-94 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke**

Skadehendelse	Yrke	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrument-tekniker	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker/Motormann	Operatør	Platearbeider/Isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert	TOTALT	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse		43	301	38	70	74	385	29	19	50	139	51	75	83	70	104	53	93	4	1681	18,7
Brann, eksplosjon o.l.			1		3		8			1	5	2	4	4			3			31	0,3
Fall til lavere nivå		17	30	12	49	15	111	21	15	57	49	33	38	43	23	35	34	20	3	606	6,7
Fall på samme nivå		34	30	6	57	60	122	23	10	42	42	37	44	63	31	71	46	12	8	738	8,2
Tråkk på ujevnheter/ feiltråkk		32	25	10	70	39	110	23	15	53	48	49	36	63	36	64	61	14	8	755	8,4
Fallende gjenstander		11	48	11	13	14	79	7	1	17	38	7	40	35	25	66	29	6	2	449	5,0
Annen kontakt med gjenstand i ro		27	24	7	61	39	90	33	10	66	65	33	77	57	28	77	43	12	5	754	8,4
Håndteringsulykker		27	91	12	91	122	236	32	18	56	168	47	123	125	53	94	99	33	3	1400	15,6
Kontakt med kjemisk fysikalske		6	17		15	36	70	10	4	102	22	28	23	26	23	10	30	9	1	432	4,8
Overbelastning av kroppsdel		30	49	8	48	37	123	12	12	43	65	48	35	66	29	79	28	20	4	736	8,2
Splinter, sprut		18	34	9	40	22	103	7	3	161	75	33	150	169	21	30	296	7	4	1182	13,2
Elektrisk strøm			2		28		1	1	1		1		2			1	1			38	0,4
Ekstreme temperaturer		1			5	49	6	1		1	8	8	8	11	1	4	19		1	123	1,4
Fall i sjøen							1			1							1		1	4	0,0
Annet		4	3		5	4	11	1	2	3	4	3	6	6		2	4			57	0,6
TOTALT		250	655	113	555	511	1426	200	110	653	729	379	660	751	339	637	747	226	44	8985	100
%		2,8	7,3	1,3	6,2	5,7	15,9	2,2	1,2	7,3	8,1	4,2	7,3	8,4	3,8	7,1	8,3	2,5	0,5	100	

1993. Den totale skadefrekvensen for entreprenøransatte gikk litt ned, mens den for operatøransatte økte med 4,5 skader per 1000 årsverk i forhold til 1993.

Tabell 3.5.3.c viser fordeling av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1979 til 1994.

### 3.5.4 PERSONSKADER PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

Totalt 17 flyttbare innretninger har operert på norsk sokkel i 1994, det samme antall som i 1993. Operasjonene med Mærsk Giant på Hod og Mærsk Gallant på Frøy er ikke inkludert her, men er regnet med i tallene som gjelder for faste innretninger. I forbindelse med lete- og utvinningsboring fra flyttbare innretninger har Oljedirektoratet registrert 110 personskader, som er 25 færre enn for 1993. Sammen med en reduksjon i arbeidsmengde på ca 16 % medfører dette en reduksjon i den totale skadefrekvensen fra 1993 til 1994 på 1,3 skader per 1000 årsverk. Det har ikke vært dødsulykker på flyttbare innretninger i 1994. Direktoratet har registrert 3 fritidsskader for 1994, mot 4 i 1993.

Rapporteringen fra flyttbare innretninger skal foregå etter de samme kriterier som for faste innretninger. Oljedirektoratet har likevel registrert forholdsvis større uregelmessigheter i rapporteringen for flyttbare innretninger blant annet som følge av feiltolkning av rapporteringskriterier. Det har også vist seg vanskeligere å oppnå samme

eterrapportering av hendelser, fordi innretningene skifter oppdragsgivere, er gått i opplag eller ikke lenger opererer på norsk sokkel. Disse forholdene gjør det også vanskelig å oppnå samme nøyaktighetsgrad på arbeidstallet for flyttbare innretninger.

Direktoratet har de siste par årene lagt vekt på kontrollen av disse tallene. Arbeidstimerapporteringen fra operatørene er sammenholdt med riggdøgn registrert i direktoratet og justert i samråd med operatørselskapene, slik at det framkommer et rimelig nøyaktig anslag på gjennomsnittsbemanningen på innretningene. Oljedirektoratet anser derfor at tallene for de siste årene gir et ganske korrekt bilde av forholdene på flyttbare innretninger.

#### Tabeller og figurer - flyttbare innretninger

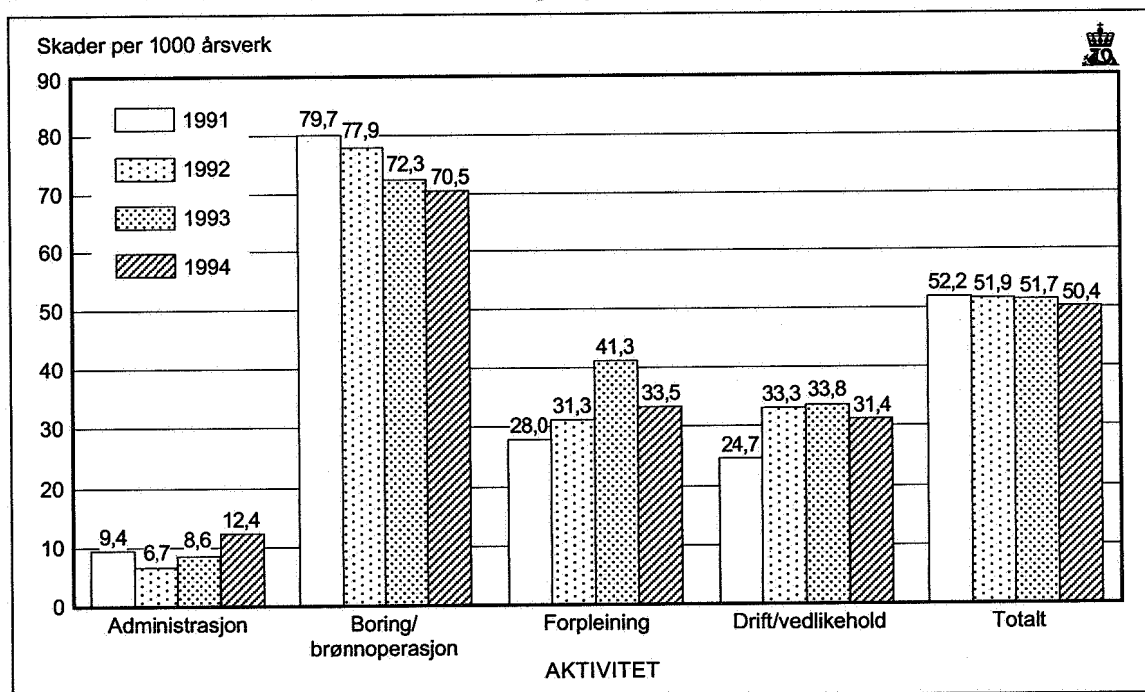
Tabell 3.5.4.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1989 til 1994 på flyttbare innretninger. Skadefrekvensen for 1994 tilsvare ca 31,3 skader per million arbeidstimer.

Figur 3.5.4.a viser en sammenligning av skadefrekvenser innenfor hovedaktivitetene på flyttbare inn-

Tabell 3.5.4.a  
Skade/forulykkede per 1000 årsverk (1989-1994) på flyttbare innretninger

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl. forulykkede)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall forulykkede	Antall forulykkede per 1000 årsverk
1989	3.584.740	1612	2224	92	41,4	2	0,90
1990	4.328.907	1612	2685	139	51,8	1	0,37
1991	4.878.152	1612	3026	157	51,9	0	0,00
1992	4.380.013	1612	2717	140	51,5	0	0,00
1993	4.205.431	1612	2609	135	51,7	1	0,38
1994	3.517.938	1612	2182	110	50,4	0	0,00
Totalt/snitt	24.895.180		15444	773	50,1	4	0,26

Fig. 3.5.4.a  
Skadefrekvens 1991-94 innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger



retninger de fire siste årene. Bore- og brønnaktivitetene står for 55,2 % av arbeidsmengden, men hele 77,3 % av skadene. Dette fører til en forholdsvis høyere skadefrekvens enn for tilsvarende aktiviteter på faste innretninger. De absolutt dominerende skadetyper innenfor boring og brønnoperasjoner er sår-, klem- og slagskader i forbindelse med løfteoperasjoner og håndtering av utstyr på boredekk. Mest utsatt er hender, hode/ansikt og føtter.

Antall skader innenfor funksjonene administrasjon, forpleining, drift og vedlikehold er få, totalt 25 skader. Både innenfor forpleining samt drift og vedlikehold har det vært en nedgang i skadefrekvens for 1994, med størst reduksjon innenfor forpleining.

Når det gjelder forholdet mellom operatøransatte og entreprenøransatte på flyttbare innretninger, står operatøransatte bare for 6,1% av arbeidsmengden, hovedsakelig arbeid av administrativ karakter. Bare én operatøransatt ble skadet i forbindelse med arbeid på flyttbare innretninger i 1994.

Tabell 3.5.4.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1989-1994.

**Tabell 3.5.4.b**  
**Arbeidsulykker 1989-94 på flyttbare innretninger. Skadehendelse / Yrke**

Skadehendelse	Administrasjon	Boredekkarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platearbeider/Isolator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert	TOTALT	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	4	88	16	1	5	73	4	1	9	4			22		4	18	3	252	32,7
Brann, eksplosjon o.l.																		1	0,1
Fall til lavere nivå	1	5	2	1	2	8	2		2		1		5		4	2		35	4,5
Fall på samme nivå	3	9	1	1	2	8	2		1				3			2	1	33	4,3
Tråkk på ujevnheter/ feiltråkk	4	14	6	1	3	14	3		3			1	11			10	1	71	9,2
Fallende gjenstander		21	4		2	10	2		1				5	1	2	4		52	6,8
Annen kontakt med gjenstand i ro		11	5	1	7	7			2	1	1		7		1	7		50	6,5
Håndteringsulykker	5	48	3	1	12	11	2		9		1		14		4	8		118	15,3
Kontakt med kjemisk fysikalske	1	7	1	1	1	3			1			1	2	1	2	4		25	3,2
Overbelastning av kroppsdel	4	21	6	1	4	12	2		1	1			9			7		68	8,8
Splinter, sprut	2	16	1	3	2	7	1	1	5				3		8	5	1	55	7,1
Elektrisk strøm													1			1		2	0,3
Ekstreme temperaturer		1			4				1			1						7	0,9
Annet			1															1	0,1
TOTALT	24	241	46	11	44	154	18	2	35	6	3	3	82	2	25	68	6	770	100
%	3,1	31,3	6,0	1,4	5,7	20,0	2,3	0,3	4,5	0,8	0,4	0,4	10,6	0,3	3,2	8,8	0,8	100	

### 3.5.5 OPPSUMMERING

Heller ikke 1994 forløp petroleumsvirksomheten på norsk sokkel uten en ulykke med dødelig utgang, idet en boredeksarbeider omkom etter å ha blitt truffet av et fallende produksjonsrør. Det var ingen reduksjon av betydning i den totale skadefrekvensen i forhold til 1993. Det synes likevel som om andelen av personskader som regnes som alvorlige, er lavere både på faste og flyttbare innretninger. For faste innretninger er andelen av personskader registrert som alvorlige den laveste noensinne. Flyttbare innretninger har imidlertid også i 1994 forholdsvis flere alvorlige hendelser enn de faste innretningene. En skade defineres som alvorlig dersom den har eller sannsynlig vil resultere i varig mén (f.eks. amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær.

Vurderingen baserer seg ikke på en faglig medisinsk vurdering i ettertid, men på den informasjonen som skademeldingene gir.

Skadefrekvensen for funksjonen boring og brønnaktiviteter på faste innretninger har igjen gått noe ned og ser ut til å ha stabilisert seg under 60 skader per 1000 årsverk. De store konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene i forbindelse med installasjon av nye produksjonsinnretninger ble avsluttet i 1994, men skadefrekvensen for denne funksjonen har likevel økt. Forpleining står for en forholdsvis liten andel av arbeidsmengden og antallet skader, og hadde samme skadefrekvens i 1994 som året før.

Administrasjon/produksjon har hatt en stabil skadefrekvens siden 1986, med en mindre økning på 2 skader per 1000 årsverk i 1994. Skadefrekvensen for flyttbare innretninger ligger også for 1994 i overkant av 50 skader pr 1000 årsverk.

Gjennomgangen av skaderegistreringene for 1994 viste at det må foreligge en forholdsvis stor usikkerhet vedrørende rapporteringskriterier og rutiner for rapportering til Oljedirektoratet. Ut fra erfaringer som er gjort gjennom tilsynsaktiviteter, kan direktoratet ikke se bort fra at dette også kan skyldes en uheldig fokusering på og bruk av skadefrekvenser.

Oljedirektoratet ser det som viktig å fokusere på intensjonen bak regelverkskravene om registrering og rapportering av fare- og ulykkessituasjoner.

Formålet med disse kravene er at aktørene skal utvikle et verktøy som kan brukes til å avdekke områder hvor arbeidstakerne er utsatt for risiko, påvise årsaks-sammenhenger og identifisere tiltak for forebygging. Ensidig fokusering på skadefrekvenser i form av målsettinger og sammenlikninger vil undergrave rapporteringssystemenes verdi, også som egnet indikator på risiko- og sikkerhetsnivå.

Til tross for begrensningene en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem, anser direktoratet fremdeles at de statistiske oversiktene, på et overordnet nivå, gir et rimelig korrekt bilde av situasjonen i petroleumsvirksomheten.

Selv om det ikke har vært en reduksjon i den totale skadefrekvensen for faste innretninger, kan en heller ikke si at tallene for 1994 innebærer noe klart brudd med den nedadgående trenden de siste årene.

### 3.5.6 SKADEOVERSIKT FOR DYKKE-AKTIVITETER

Figurene 3.5.6.a og 3.5.6.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985 til 1994 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke. Ulykke er her definert som alle hendelser som har ført til en eller annen form for personskade. Infeksjoner som for eksempel ytre øregangsbetennelse, blir således også registrert som ulykke.

Av figur 3.5.6.a fremgår det at antall ulykker med personskader ved metningsdykking er tilnærmet uendret i 1994 i forhold til 1993, selv om aktivitetsnivået er halvert. Dette skyldes en opprettholdelse av et relativt stort antall tilfeller av ytre øregangsbetennelse.

Tabell 3.5.6 viser hvordan ulykker med personskade fordeler seg på de ulike skadetyper. I 1994 har det ikke vært rapportert tilfeller av trykkfallsyke ved dykking i petroleumsvirksomheten.

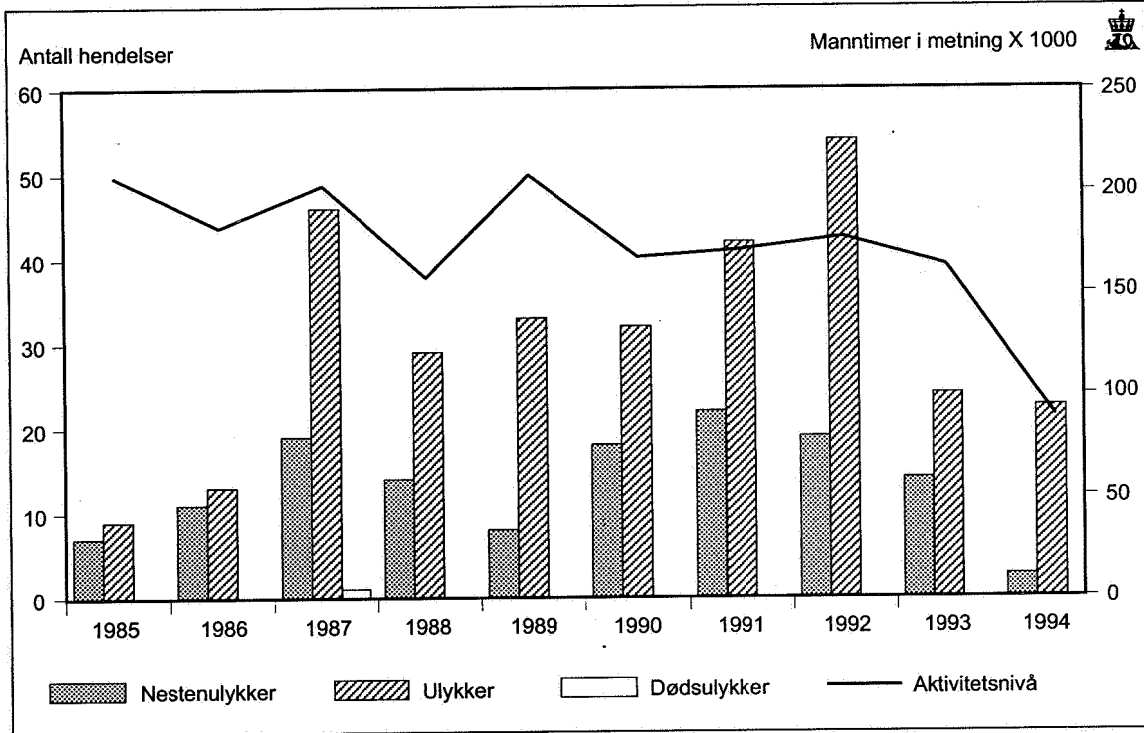
I tillegg til de hendelser som kommer til uttrykk i tabellene, inntraff det en bakteriell epidemi på Friggfeltet som også spredte seg til et dykkefartøy, noe som medførte at fartøyet ble demobilisert.

**Tabell 3.5.6**  
**Personskader i dykking fordelt på skadetyper**

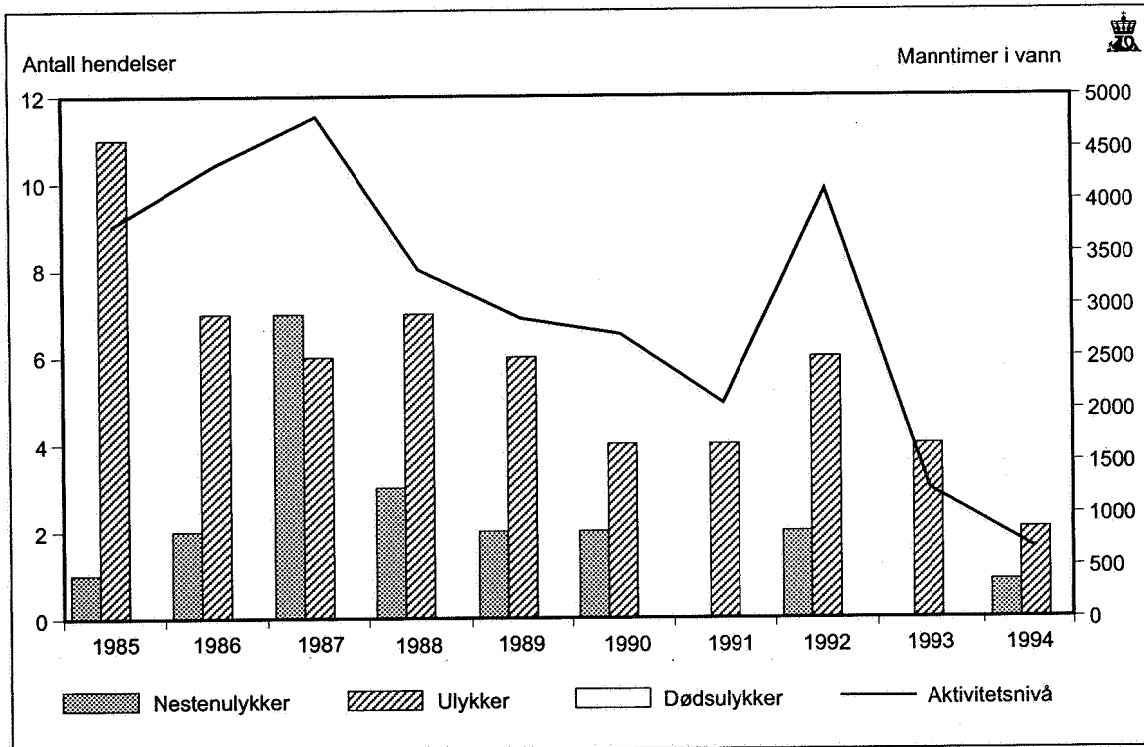
Skadetype	Metningsdykking	Overflateorientert dykking
Ytre øregangsbetennelse	17	1
Varmeskade		
Trykkfallsyke		
Sårskade		
Muskel/leddsmerter		
Kuldeskade		
Knokkelbrudd		
Infeksjon		
Hypoxia/Anexia		
Bevisstløshet		
Barotraume v/kompresjon		1
Barotraume v/dekompresjon		
Annen sykdom/skade	4	
<b>Totalt</b>	<b>21</b>	<b>2</b>



**Fig. 3.5.6.a**  
Hendelser i forbindelse med metningsdykking



**Figur 3.5.6.b**  
Hendelser i forbindelse med overflateorientert dykking



### 3.6 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Oljedirektoratet har fortsatt å fokusere på arbeidsmiljølovens krav at sykdom som kan tilskrives arbeid skal meldes til tilsynsmyndigheten, og merker det som positivt at denne rapporteringsplikten følges stadig mer aktivt opp av selskapene.

Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Det er et mål at selskapene etablerer dette som arbeidsmiljøindikator, og bruker denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

Det ble mottatt 343 meldinger om arbeidsbetinget sykdom. Dette er en økning på nesten 70% fra 1993, og gir en meldefrekvens på 2,3% per årsverk. Denne frekvensen er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustri i Norge, men det er likevel grunn til å tro at det fremdeles foreligger en viss underrapportering, ettersom det fremdeles kommer få meldinger fra enkelte selskaper med mange ansatte på sokkelen. I tillegg til de nominative meldingene nevnt ovenfor, har Oljedirektoratet også mottatt summarisk melding av 35 tilfeller av hørselstap.

For å systematisere innkomne meldinger opprettet Oljedirektoratet i 1992 en egen database over arbeidsbetingede sykdommer. Denne ble forandret i fjor blant annet ved hjelp av det danske Arbejdstilsynet. I denne registreres blant annet vedkommendes tidligere og nåværende arbeidsgivere, yrke, aktuelle arbeidsprosesser, arbeidsmiljøfaktorer som antas å ha forårsaket sykdommen(e), samt tilhørende diagnoser.

Figur 3.6 viser diagnosegruffordelingen (i henhold til ICD-klassifikasjon) av arbeidsbetingede sykdommer registrert i 1994. Tallene for 1993 er vist for sammenligningens skyld. I figuren er tilfeller av støyindusert hørselstap holdt utenfor, fordi disse er meldt både summa-

risk og nominativt. Til sammen ble det i 1994 innmeldt 131 tilfeller av hørselstap, av disse 96 nominativt.

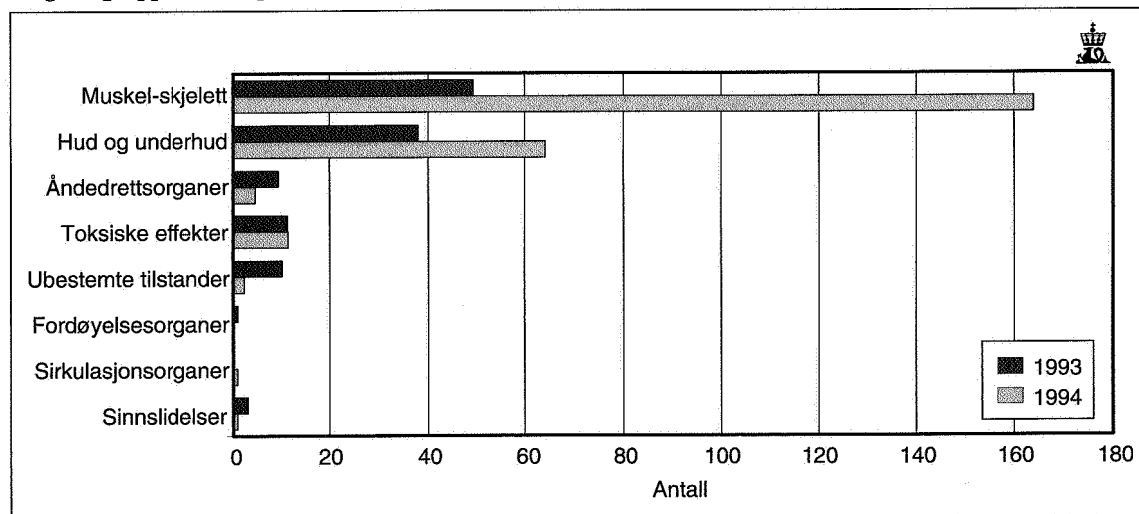
I tillegg til støyindusert hørselstap domineres bildet som tidligere av muskel-skjelettlidelser (inkludert lidelser i bindevev), som vanligvis benevnes som belastningslidelser. En viktig årsak til disse er repetitivt monotont arbeid, arbeid i ubekvemme kroppsstillinger og tungt manuelt arbeid. Andre årsaker til sykdom i denne gruppen er tempo-styrt og statisk arbeid. Nytt i 1994 var flere tilfeller av slitasjeforandringer i kne- og hoftelødd som er tilskrevet gange på hardt underlag eller i trapper.

Den tredje dominerende gruppen sykdommer er hudlidelser. Dette er eksemtilfeller som skyldes eksponering til ulike typer kjemikalier. Denne gruppen domineres av arbeidstakere som har fått eksem på hendene etter å ha vært i kontakt med oljebasert boreslam. Endel tilfeller kan også tilskrives andre organiske forbindelser, inkludert epoxy, og i tillegg kan en viss andel tilskrives kontakt med uorganiske forbindelser som ulike metaller. Noen tilfeller av eksem skyldes eterbasert boreslam. Denne type boreslam har også ført til andre problemer for arbeidstakere som luftveisirritasjoner, kvalme og hodepine. En del eksemtilfeller hos forpleiningsansatte er tilskrevet kontakt med vaskemidler og andre kjemikalier som brukes av denne gruppen arbeidstakere.

Sykdommer i åndedretsorganene er astma og bronkitt samt tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter (som nevnt over), mens diagnosene gruppert som toksiske effekter er en samling av ulike symptomer oppstått etter eksponering for kjemikalier. Inkludert i denne gruppen er tilfeller av teflonfeber.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. I gruppen sinnslidelser finnes tilfeller av nevrosor betinget av psykiske belastninger i arbeidsmiljøet.

Figur 3.6  
Diagnosegruffordeling arbeidsbetingede sykdommer 1993 og 1994



### 3.7 ARBEIDSMILJØ

#### 3.7.1 YRKESHYGIENE

##### Støy

Støy framstår som et relativt omfattende arbeidsmiljøproblem i petroleumsvirksomheten.

For å unngå uakseptable støyforhold, kreves en grundig oppfølging under prosjektering av innretninger. Gode designløsninger med hensyn til støynivå, eksempelvis i tilknytning til ventilasjonsstøy, vil oftest i ubetydelig grad være fordyrende dersom dette inngår som en del av prosjekteringen. Tilsvarende gjelder ved større modifikasjoner på innretningene. Oljedirektoratets erfaring er at det arbeides systematisk med støyforhold under prosjektering av nye innretninger, men at mulighetene for kostnadseffektiv støyforebygging i denne fasen likevel kunne vært bedre utnyttet.

Det er videre Oljedirektoratets erfaring at støymålinger som blir foretatt etter at innretningen er tatt i bruk, i en del tilfeller ikke er representative for en normal driftssituasjon. Dette gjelder i særlig grad flyttbare innretninger. Uklarhet omkring virksomhetens spesifikke krav til støynivå, fører ofte til mangelfull vurdering av behov for tiltak. Selv om hørselvern stort sett blir benyttet ved høyt støynivå, har Oljedirektoratet i noen tilfeller påpekt at det klart skal fremgå i selskapets styrende dokumentasjon at bruk av hørselvern er påbudt i områder med hørselskadelig støynivå.

##### Kjemikalier

Forsvarlig bruk av kjemikalier forutsetter nødvendig informasjon om produktenes helsefare, iverksetting av tekniske tiltak så langt dette er mulig samt bruk av nødvendig personlig verneutstyr. Å benytte de muligheter som foreligger for valg av det minst helsefarlige produkt er i tillegg et sentralt element.

Når det gjelder informasjon om produktenes helsefare, har operatørselskapene interne krav til kvalitetskontroll av yrkeshygieniske produktdatablad i forbindelse med innkjøp av kjemikalier. I praksis blir ofte kjemikalier tatt i bruk uten at det blir vurdert om leverandørens datablad-informasjon er dekkende og uten at vurdering med tanke på valg av det minst helsefarlige produkt er foretatt. At det benyttes flere produkter som er nesten identiske, og at leverandøren endrer produktets sammensetning eller informasjonen på databladet, bidrar til at det på innretningen oppstår vanskeligheter med å finne fram til riktig produktinformasjon. Oljedirektoratet har registrert at databladet fra leverandøren ofte er mangelfullt og i en del tilfeller ikke i overensstemmelse med produktets helsefaremerking.

Det skjer en kontinuerlig og rask utvikling når det gjelder boreslamtyper. Det forekommer at bruk av boreslam medfører helseplager for borepersonell knyttet til hudkontakt og innånding. Oljedirektoratet har registrert at operatørselskapene i varierende grad vurderer de ulike slamtypene med hensyn til helsefare. Dette kan føre til at valg og prioritering av forebyggende tiltak blir foretatt på sviktende grunnlag. Oljedirektoratet er opptatt av at tekniske og operasjonelle tiltak primært skal benyttes og at personlig verneutstyr bare aksepteres som en midlertidig eller sekundær løsning for å sikre arbeidstakernes helse.

##### Stråling

Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens strålevern innhentet opplysninger om naturlig radioaktivitet i forbindelse med operatørselskapenes drift av produksjonsinnretninger på norsk sokkel, i særlig grad knyttet til avleiring i produksjonsutstyr. Opplysningene skal blant annet benyttes i forbindelse med et prosjekt med sikte på utarbeidelse av mer spesifikke retningslinjer på dette området.

#### 3.7.2 ERGONOMISKE FORHOLD

Belastningslidelser (muskel-skjelettlidelser) er det helseproblem som utgjør det største bidraget til sykefraværet og representerer således betydelige kostnader for den enkelte bedrift og for samfunnet. Uheldig ergonomisk tilrettelegging av arbeid og arbeidsplass er en vesentlig årsak til disse lidelsene. Videre kan dårlige ergonomiske forhold føre til nedsatt sikkerhet og arbeidseffektivitet. Gevinstene ved å fokusere sterkere på ergonomiske forhold er store.

Oljedirektoratets vurdering er at oppfølgingen av ergonomiske forhold ikke er viet tilstrekkelig oppmerksomhet. Direktoratets tilsyn har avdekket at ergonomisk fagkompetanse i liten grad blir benyttet til tross for at de fleste virksomheter har tilgang til slik kompetanse gjennom egen eller innleid bedriftshelsetjeneste. Andre medvirkende forhold er mangelfulle ergonomiske kravspesifikasjoner i forbindelse med innkjøp av utstyr og utforming av arbeidsplasser samt utilstrekkelige administrative styringssystemer for kartlegging og oppfølging av ergonomiske forhold i drifts- og prosjekteringsfasen.

Mangelfull tilrettelegging for materialhåndtering og transport, vanskelig tilkomst til utstyr, tungt manuelt arbeid, arbeid i ubekvemme arbeidsstillinger, mangelfull individuell tilpasning av faste arbeidsplasser samt uheldig utforming av teknisk utstyr med tanke på menneske-maskin samspill, er vanlige problemstillinger.

Høsten 1990 satte Oljedirektoratet i samarbeid med Oljeindustriens landsforening (OLF) i gang et prosjektarbeid med å utvikle ergonomiske retningslinjer for sokkelindustrien. Disse retningslinjene foreligger nå i regi av OLF. Retningslinjene har som formål å redusere forekomsten av arbeidsbetingede belastningslidelser på sokkelen ved å angi spesifikke krav til arbeidsplassutforming, arbeidsbelastning, ergonomisk kartlegging, jobbanalyser og til helseovervåking. Oljedirektoratet har forventninger om at disse retningslinjene vil bidra til å forbedre oppfølgingen av ergonomiske forhold. For å oppnå den ønskede virkning er det vesentlig at disse kravene gjøres kjent i næringen og innarbeides i de enkelte virksomhetes internkontrollsystemer.

#### 3.7.3 ORGANISATORISKE FORHOLD

##### Samarbeidsklima

Oljedirektoratet har i beretningsperioden registrert som positivt at flere operatørselskaper arbeider på en god måte med oppfølging av psykososiale forhold. Samarbeidsforholdenes betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø blir i stadig større grad vektlagt.

Det har flere steder foregått bemanningsreduksjoner på sokkelen. Det er store variasjoner mellom operatørselskapene med hensyn til hvordan omorganiseringspro-

sesser, som f.eks. innebærer bemanningsreduksjoner, gjennomføres. I enkelte operatørselskaper er samarbeidsklimaet dårlig omkring disse spørsmål, og partene lykkes ofte ikke i å komme fram til omforente løsninger. Sakene ankes så inn for myndighetene for vurdering av de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvenser av foreslåtte bemanningsendringer. Andre operatørselskaper makter derimot å gjennomføre store omorganiseringsprosesser på en ryddig og omforent måte.

De formelle organ som skal sikre arbeidstakermedvirkning i det forebyggende verne- og miljøarbeid, herunder arbeidsmiljøutvalg og verneombudssystem, er funnet stort sett å fungere i samsvar med intensjonene. På enkelte flyttbare innretninger er det imidlertid blitt påvist mangler som har medført revisjonsanmerkninger fra direktoratets side.

#### **Avgjørelse i saker knyttet til vedtak i arbeidsmiljøutvalg**

Dersom et arbeidsmiljøutvalg finner det påkrevet for å verne om arbeidstakernes liv eller helse, kan utvalget bestemme, med hjemmel i arbeidsmiljøloven, at arbeidsgiveren skal gjennomføre konkrete tiltak for å utbedre arbeidsmiljøet. Hvis arbeidsgiver av ulike grunner finner å ikke kunne gjennomføre arbeidsmiljøutvalgets vedtak, kan spørsmålet i henhold til bestemmelse i arbeidsmiljøloven, fremmes for Oljedirektoratet til avgjørelse.

Oljedirektoratet har behandlet flere slike saker i 1994. Sakene har i hovedsak omhandlet uenighet om bemanningsnivå på innretningene. Direktoratet har gjennomgått sakene nøye og innhentet informasjon fra begge parter. Planleggings-, gjennomførings- og oppfølgingsfasen har vært gjennomgått og forbedret for å sikre at arbeidstakernes medvirkning og arbeidstakernes liv og helse blir ivarettatt. På basis av slike konkrete gjennomganger i hver enkelt sak, har direktoratet konkludert med at det ikke har vært grunnlag for å pålegge arbeidsgiver å stanse planlagte bemanningsreduksjoner.

#### **Kvalitetssikringsfunksjonen**

Oljedirektoratet har i 1994 videreført arbeidet med å vurdere kvalitetssikringsfunksjonen i operatørselskapene, med fokus på kvalitetssikringsenheten og samspillet mellom denne enheten og linjeorganisasjonen. Erfaringene som er gjort i 1994 viser at prioritering, planlegging og gjennomføring av internt tilsyn i selskapene er forbedret.

Når det gjelder linjeledelsens oppfølging av resultater fra tilsyn, er det fremdeles et forbedringspotensiale. Styrende dokumentasjon er fremdeles ikke oppdatert i tilstrekkelig grad, slik at den reflekterer de faktiske styringssystemene.

På grunn av blant annet omfattende omorganiseringer anses oppdatering og forbedring av styrende dokumentasjon som en kontinuerlig prosess. Oljedirektoratet registrerer likevel at selskapene legger ned betydelig arbeid på dette området.

#### **Arbeidstid**

Det har vært en positiv utvikling når det gjelder etterlevelse av arbeidstidsbestemmelsene for operatør- og entreprenør-

ansatte på sokkelen. Systemene som brukes for planlegging, registrering og kontroll med arbeidstid er stort sett gode. Direktoratet har imidlertid registrert brudd på arbeidstidsbestemmelsene vedrørende maksimal arbeidstid per arbeidsperiode, avspasering etter endt oppholdsperiode samt tillatt akkumulert arbeids- og overtid. Oljedirektoratet har også avdekket manglende samsvar mellom ulike arbeidstidslister som dekker samme arbeidsperiode. Direktoratet ser alvorlig på at det benyttes ulike lister som gir motstridende informasjon.

Det er avdekket at enkelte arbeidstakere er klassifisert som å inneha en ledende/særlig selvstendig stilling uten at dette har vært i samsvar med klassifikasjonskriteriene. Direktoratet har gjentatte ganger måttet minne om de strenge kriteriene som foreligger for å unnta arbeidstakere fra arbeidstidsbestemmelsene. Det er eksempelvis ikke et tilstrekkelig kriterium for unntak at arbeidstakere har individuelle lønnsavtaler.

### **3.8 BEREDSKAP**

#### **3.8.1 SEMINAR OM BEREDSKAPSFORSKRIFTEN**

Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten som trådte i kraft i 1992, innebar en markert omlegging i retning av systemorienterte krav, i samsvar med gjennomgående prinsipper som ligger til grunn for Oljedirektoratets øvrige tematiske forskrifter. De ulike operatørselskapene har hatt ulike forutsetninger og har benyttet forskjellige framgangsmåter for å ivareta forskriftens krav til beredskapsadministrasjon.

Oljedirektoratet har mottatt flere signaler om at det har vært vanskelig å forholde seg til den nye forskriften, og arrangerte derfor et seminar hvor næringen og myndighetene utvekslet erfaringer med den nye forskriften. I tillegg til å gi Oljedirektoratet anledning til å formidle informasjon om myndighetenes forventninger, ga seminaret verdifulle tilbakemeldinger fra næringen. Konklusjoner fra seminaret vil utgjøre et viktig bidrag til en planlagt gjennomgang av beredskapsforskriften, med sikte på å vurdere behovet for en eventuell revisjon. Det er utarbeidet en seminarrapport, som inneholder kopi av alle presentasjoner som ble gitt under seminaret.

#### **3.8.2 AKSJONER I FORBINDELSE MED DRIVENDE GJENSTANDER**

Den 13.2.1994 drev et brennende fartøy på ca 1000 tonn i retning av Sleipner A-innretningen. Fartøyet var på dette tidspunkt forlatt av mannskapet. Situasjonen ble bedømt som kritisk, og aktuelle instanser ble satt i beredskap. Flere mulige løsninger ble vurdert, og situasjonen ble brakt under kontroll ved at et fartøy fra Kystvakten fikk sleper ombord på havaristen.

På bakgrunn av hendelsen ble det foretatt en gjennomgang av varslingsrutiner, ansvarsforhold og prosedyrer for håndtering av drivende gjenstander. Dette arbeidet faller sammen med omstrukturering av myndighetenes engasjement i beredskapssituasjoner som følge av at ordnin-

gen med Statens Aksjonsutvalg (AKU) vil opphøre i 1995. Et revidert konsept for håndtering av situasjoner med drivende gjenstander planlegges fremlagt i løpet av 1995.

## 3.9 BORING

### 3.9.1 OVERSIKT OVER BORE- OG BRØNN-AKTIVITETER

I løpet av 1994 ble det påbegynt 21 letebrønner på norsk sokkel, mot 27 i 1993. Dette er det laveste antall leteboringer siden 1978. Geografisk er de påbegynte letebrønnene fordelt med 16 i Nordsjøen og 5 i Norskehavet. Det ble ikke påbegynt noen letebrønner i Barentshavet i 1994.

Det ble i 1994 boret 120 utvinningsbrønner på norsk sokkel. Dette er 15 flere enn i 1993, og det høyeste antall noensinne. Av disse ble 38 boret fra flytbare innretninger, mot 34 året før. Totalt sett har dermed aktivitetsnivået for flytbare boreinnretninger vært tilnærmet like høyt som i 1993. Blant annet som følge av økende alder på mange av brønnene, har det vært en økning i aktiviteter i forbindelse med vedlikehold og rekomplettering, slik at det samlede aktivitetsnivået innenfor bore- og brønnaktiviteter i 1994 har vært noe høyere enn i 1993.

### 3.9.2 BORING PÅ STORE HAVDYP

I 1994 ble Vøringplatået åpnet for leteboring, og det vil ventelig bli tildelt utvinningstillatelser i dette området i forbindelse med 15. tildelingsrunde i 1995. Leteboring vil dermed sannsynligvis kunne starte i løpet av 1996/97. Vøringplatået kjennetegnes blant annet av stort havdyp - fra 800 til 2500 meter. Dette stiller aktørene overfor store utfordringer av operasjonell, teknisk, sikkerhets- og arbeidsmiljømessig natur.

Oljedirektoratet har i årene 1992 til 1994 gjennomført en serie prosjekter for å kartlegge og utrede problemområder knyttet til boring på store havdyp. Prosjektserien konkluderer med at det ikke kan ses tekniske grunner til at industrien ikke skulle være i stand til å gjennomføre leteboring på Vøringplatået på en forsvarlig måte. Boring på store havdyp krever imidlertid en omfattende planleggingsprosess. Industrien gjennomfører for øvrig ytterligere studier for å belyse konkrete tekniske spørsmål forbundet med boring på store havdyp.

**Tabell 3.9.4**  
Antall brønner boret med en maksimal hullvinkel mellom 60° - 90°

År / <	60° - 65°	65° - 70°	70° - 75°	75° - 80°	80° - 90°
1984	2				
1985	3	4			
1986	4	4			
1987	7				
1988	4	1	1	1	
1989	13	1		1	2
1990	8	4	1		3
1991	8	5	5	2	9
1992	9	4	3	3	13
1993	8	4	5	3	31
1994	3	4	1	5	44

### 3.9.3 TYNNHULLSBORING

Tynnhullsboring er en boreteknikk som innebærer at brønnen bores med lavere hull diameter enn det som til nå har vært vanlig i petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har i 1994 gjennomført et prosjekt for å undersøke forhold knyttet til tynnhullsboring ved boring på Svalbard og på norsk sokkel for øvrig. Ved boring på land oppnås det fordeler ved at det kan benyttes en mindre og lettere borerigg, som igjen krever mindre transportvirksomhet, mindre forbruksmaterieell, reduserte mengder avfall og lavere personellbehov. Dette bidrar til lavere kostnader, og gir også fordeler ved reduserte inngrep i og forurensning av naturen.

Bruk av denne teknikken stiller imidlertid store krav til brønnkontroll. Det vil være avgjørende at det kan etableres et tilfredsstillende samspill mellom aktiviteter som brønnplanlegging, foringsrørprogram, borevæskeprogram, system for deteksjon av brønnspark (kick), opplæring og prosedyrer for brønnkontroll. Ved boreoperasjoner til havs arbeides det også med å redusere hull dimensjonene. Boring der borestrengen består av kveilerør i stedet for tradisjonelle borerør er allerede utført fra konvensjonelle innretninger. Industrien er i gang med å realitetsvurdere bruk av modifiserte leteinnretninger og boreskip som er spesialbygd for tynnhullsboring.

### 3.9.4 HØYAVVIKSBRØNNER

Andelen av brønner som defineres som høyavviksbrønner har fortsatt å øke i 1994. Siden 1984 er det til sammen boret 233 brønner med en maksimal hullvinkel over 60°, hele 57 av disse i 1994. Tabell 3.9.4 viser denne utviklingen. Det går her fram at antallet brønner med avvik over 80°, det vil si helt eller tilnærmet horisontale, er i sterk økning. Bak denne utviklingen ligger omfattende forskning og utvikling av ny teknologi, såvel som videreutvikling av eksisterende utstyr og teknikker.

Brønner som bores med stor avbøyning, gir store økonomiske fordeler, først og fremst ved at større deler av et reservoar kan nås fra én produksjonsinnretning. Utviklingen er dermed først og fremst økonomisk motivert, men gjennom forskning og utvikling vinner næringen også kompetanse som har positiv virkning på sikkerheten ved bore- og brønnoperasjoner. Dette området innenfor teknologit utvikling er derfor et godt eksempel på at både sikkerhet og lønnsomhet kan forbedres på en forenlig måte.

## 3.10 NATURDATA

Innsamling av naturdata (strøm, bølger, vind osv) fra Ekofisk, Sleipner, Frigg, Statfjord, Draugen, Ross Rig, Deep Sea Bergen og Polar Pioner har forløpt tilfredsstillende i 1994. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt har Oljedirektoratet ført tilsyn med innsamlingen på disse innretningene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar til å heve kvaliteten på dette tilsynet.

Det har i 1994 vært gjort videre forberedelser til å få startet naturdatainnsamling fra Heidrun-feltet når denne innretningen blir installert sommeren 1995. Det er videre i 1994 gitt pålegg om å samle inn naturdata fra Yme og fra Norne når produksjonen starter på disse feltene i 1995 og 1996.

## 3.11 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

### 3.11.1 INTERNASJONAL STANDARDISERING

I 1990 ble det i regi av Norges Byggstandardiseringsbyrå opprettet en komité som skulle oppdatere den norske standarden NS3479 om laster på konstruksjoner. Oljedirektoratet har vært representert i denne. Etter at arbeidet ble igangsatt ble det også startet arbeid med en europeisk standard (CEN) på området. Etter det har arbeidet i komiteén foregått ved at komiteén har vært en norsk høringsinstans for CEN-standardene. Flere deler av denne standarden har i 1994 blitt vedtatt. De viktigste for bruk i petroleumsvirksomhet til havs er delene om egenvekter, variable laster og vindlaster.

I 1991 opprettet NVS norske referansekomiteer for nye ISO-standarder om «Offshore structures», «Pipeline Transportation System for the Petroleum and Natural Gas Industries» og «Line Pipe». Oljedirektoratet har vært representert i både i nasjonale komiteer og vært norsk representant ved arbeid internasjonalt. ISO 13636 - del 1 om Offshore Structures ble vedtatt i 1994. Arbeid med del 3 om stålkonstruksjoner pågår nå for andre året. Den vil i stor grad bygge på den amerikanske standarden API-RP-2A-LRDF. Arbeidet med del 4 om betongkonstruksjoner startet opp i 1994. Denne vil i stor grad bygge på de norske standardene NS 3420 og NS 3473. Arbeidet med del 5 om flyttbare innretninger vil starte i 1995.

### 3.11.2 VIBRASJONER I FLAMMETÅRN

Det er blitt avdekket flere sprekker i flammertårn på produksjonsinnretningene på Staffjord, Heimdal, Gullfaks B, Odin og Valhall. Sprekkene må ha vært forårsaket av vindvirvler som har fått enkelte staver og større rammer i flammertårnene til å svinge i resonans.

Det har vært nødvendig å foreta en vurdering av om industripraksis er god nok. Som en følge av dette ble det i første omgang foretatt en endring i Oljedirektoratets regelverk, slik at det nå refereres til Deutsche Industrie Norm DIN-4133, som anses å være en bedre egnet referanse på dette området enn den tidligere henvisningen. I 1995 vil Eurocode 1 bli utgitt. Denne er en videre utvikling av den tyske standarden og forventes å bli en enda bedre referanse. Parallelt med dette har Oljedirektoratet i samarbeid med Statoil arbeidet videre med en tilpasning av disse standardene for bruk til havs.

### 3.11.3 «RINGING»

Ringning på konstruksjoner har i 1994 gitt utfordringer i forbindelse med prosjekteringen Troll A-innretningen og vurdering av vannlekkasjene som inntraff på Draugen-innretningen.

Fenomenet som omtales som «ringing» har form av impulslast, det vil si plutselige slag på konstruksjonen. Slaget skaper resonante svingninger, som dempes ut over noen svingningsperioder. Virkningene skriver seg først og fremst fra ekstremt store bølger, men også mindre bølgehøyder kan gjennom «ringing» bidra til utmatting. Effekten gjør seg gjeldende på konstruksjoner med egen-

svingeperioder som er lavere enn bølgeperiodene (ca 15 sekunder). Det vil i praksis si alle bunnfaste konstruksjoner og strekkstagkonstruksjoner, som har egenperioder i området 1-5 sekunder. Halvt nedsenkbare innretninger har egenperioder større enn ca 18 sekunder og blir derfor ikke utsatt for denne virkningen. Det ble i 1992 satt igang et større forskningsprosjekt med Sintef og Det norske Veritas som utførende instanser. Prosjektet ble finansiert av flere av oljeselskapene, Norwegian Contractors, Health and Safety Executive i Storbritannia og Oljedirektoratet. Formålet med prosjektet var å øke forutsigbarheten av «ringing»-effekten og om mulig utarbeide regneverktøy for å beregne belastningene. Da prosjektet ble avsluttet i 1994 var det blitt utviklet metoder som gjør det mulig å forutsi omfanget av «ringing» på slanke, bunnfaste konstruksjoner. For strekkstagkonstruksjoner har en ikke vært i stand til finne metoder som analytisk kan forutsi størrelsen på lastvirkningene. For slike konstruksjoner vil det være nødvendig å gjøre modellforsøk for å få beregne lastvirkningene.

### 3.11.4 KOLLISJONER

I 1994 er det innrapportert én kollisjon mellom fartøy og innretning, da et forsyningsfartøy kolliderte med Brage-innretningen under en losseoperasjon. Årsaken var knyttet til feil ved det dynamiske posisjoneringssystemet på skipet.

De siste 14 årene er det til sammen registrert 30 kollisjoner mellom konstruksjoner og fartøyer. Kollisjonshyppigheten tilsier at en innretning vil bli utsatt for en kollisjon ca hvert 30 år.

Fire av de registrerte kollisjonene er mellom tankere og lastebøyer. Årsaken til disse har vært knyttet til bruken av en bestemt type dynamiske posisjoneringssystem. Dette systemet ble i 1994 tatt ut av bruk.

Det ble i 1994 satt i gang et arbeid sammen med britiske og nederlandske myndigheter for å sammenligne og standardisere beregninger av kollisjonsrisiko.

### 3.11.5 BØLGEHØYDER

Et sikkert datagrunnlag for beregning av bølgehøyder er av stor betydning for industrien. Særlig i forbindelse med innsynkningsproblematikken på Ekofisk er bølgehøyder en helt avgjørende faktor for beslutninger og gjennomføring av tiltak for å opprettholde et forsvarlig sikkerhetsnivå på innretningene. Dersom bølgehøydene anslås for høyt, kan det medføre store kostnader for rettighetshaverne. For lave anslag kan føre til at innretningene blir utsatt for skader i forbindelse med uvær, som i tillegg til å sette menneskeliv i fare, også kan få alvorlige følger for driftsregulariteten.

Beregninger av bølgehøyder og virkninger av bølger er imidlertid svært komplisert. Form og størrelse på bølger avhenger av en rekke forhold. I tillegg til selve bølgehøyden, har også bølgenes form og retning betydning for virkningen på konstruksjoner som blir truffet av bølgenes.

Bølgehøyder i Ekofiskområdet har i 1994 vært gjenstand for flere uavhengige vurderinger både fra flere operatørens og fra Oljedirektoratets side. For de fleste parametre som beskriver bølgers størrelse og form er resultatene noenlunde sammenfallende. Det er imidlertid di-

vergerende syn på bølgekamhøyde med hundre års returperiode. Årsaken til forskjellen ligger i valg av kilde for data (bøye eller radar), valg av fordelinger og den statistiske behandlingen av dataene.

### 3.12 PROSESSUTSTYR

#### 3.12.1 OPTIMALISERING AV VEDLIKEHOLD

Operatørselskapene er i ferd med å gjennomføre omfattende endringer i vedlikehold av prosessutstyret. Endringene omfatter hyppigheten av vedlikeholdsaktiviteter, metoder og kriterier for aksept av tilstand. Oljedirektoratet har i 1994 gjennomført tilsyn for å se til at hensynet til sikkerheten blir forsvarlig ivaretatt ved slike endringer, og vil følge opp dette arbeidet videre framover.

#### 3.12.2 KVALITETSSIKRING AV FABRIKASJON

Enkelte operatørselskaper har erfart at det er nødvendig med en nøye oppfølging av fabrikasjon av utstyr og komponenter som er av betydning for sikkerhet og produksjonsregularitet. I forbindelse med en kvalitetsrevisjon av en leveranse av prosessutstyr, konkluderte et operatørselskap med at det i framtiden vil være nødvendig å spesifisere krav til produktet i større detalj, og at det er behov for nærmere oppfølging i fabrikasjonsfasen for å påse at spesifisert kvalitet blir oppnådd.

En slik utvikling står i en viss kontrast til den alminnelige trend i industrien med hensyn til økt bruk av funksjonskrav til utstyrslieferandører. Oljedirektoratet vil vurdere erfaringene på dette området nærmere, for å se til at industriens bestrebelse for å oppnå kostnadsreduksjoner gjennomføres på en måte som ikke svekker sikkerheten.

### 3.13 LØFTEINNRETNINGER

Oljedirektoratet har i løpet av 1994 registrert flere til dels alvorlige hendelser i forbindelse med operasjon av løfteinnretninger. De direkte årsaker til hendelsene har vært mangelfull kontroll av løfteutstyr, feil bruk av utstyr og svikt i kommunikasjon mellom kranførere og signalgiver/stropper.

Oljedirektoratets har i 1994 gjennomført tilsyn mot operatørens styring av tiltak for å sikre at løfteinnretninger og bruken av disse er forsvarlig, både i boreområdet og i øvrige områder på innretningene. Operatørselskapene har gjennomført opplæringstiltak og kampanjer for å redusere uønskede hendelser ved bruk av løfteinnretninger. Ulykkene og hendelsene i 1994 viser imidlertid at det fortsatt er behov for innsats på dette området.

### 3.14 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

#### 3.14.1 HYDROKARBONLEKKASJER

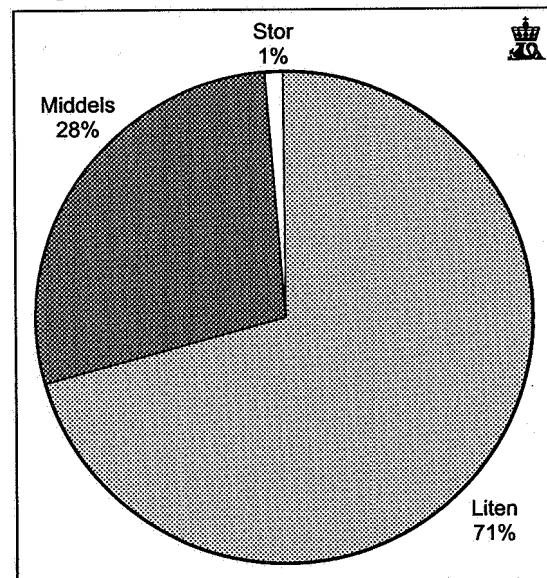
Oljedirektoratet har mottatt rapport om 124 hydrokarbonlekkasjer i 1994, mot 96 i 1993. Av disse har det vært en økning blant små og middels store lekkasjer, men kun én stor hydrokarbonlekkasje. Økningen av små lekkasjer kan tolkes positivt ved at det reflekterer en større villighet til å rapportere inn hendelser som igjen gir større rom for tolkning av årsaksforhold.

Økningen av middels store lekkasjer er Oljedirektoratet ikke fornøyd med og dette medfører at engasjementet med å videreføre et effektivt tilsyn med operatørselskapene må opprettholdes. En del av økningen skyldes at enkelte selskaper har endret rutinene for rapportering.

Hovedkonklusjoner fra tilsynet viser at tidligere satsingsområder bør opprettholdes og at det er viktig å kombinere tekniske tiltak med organisatoriske og motiverende tiltak ved at det legges større vekt på de administrative og jobborganisatoriske sider. Oljedirektoratet ser på dette som en mulighet for å skape en god samarbeidsånd mellom selskap og ansatte, noe som anses som særdeles viktig for å komme problemet til livs.

Operatørselskaper viser engasjement og iverksetter systematiske tiltak for redusere antallet lekkasjer. Disse erfaringene vil bli nyttiggjort i det videre tilsynsarbeidet. Figur 3.14.1.a viser hvordan hydrokarbonlekkasjene fordeler seg etter alvorlighetsgrad.

Figur 3.14.1.a  
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer etter alvorlighetsgrad



Tabell 3.14.1 viser hvor stor andel av hydrokarbonlekkasjene som er blitt detektert av gassdeteksjonssystemene. Tallene viser at deteksjonssystemene bare fanger opp en mindre del av det totale antall lekkasjer, forholdsvis flest i kategoriene store og middels store.

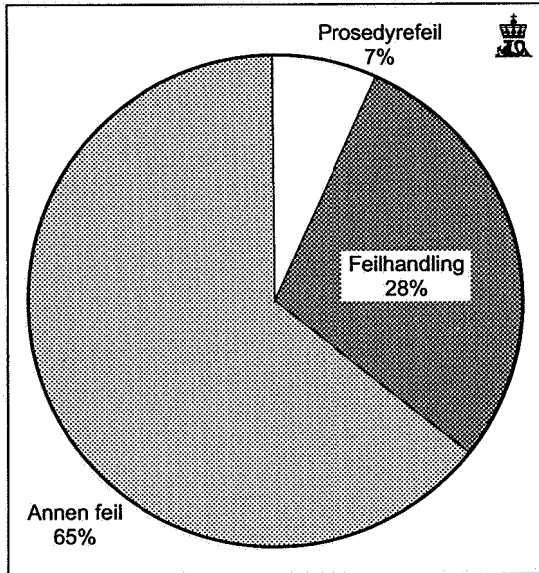
Tabell 3.14.1  
Antall hydrokarbonlekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20%	60%
Liten	88	16	13	3
Middels	35	14	8	6
Stor	1	1	0	1

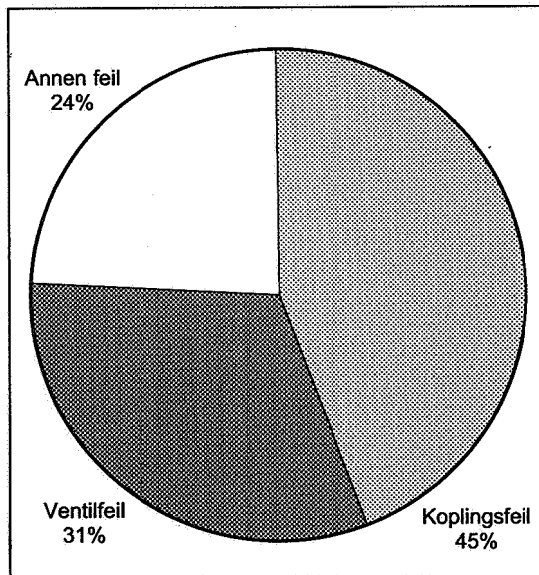
(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

Figur 3.14.1.b og c gir en indikasjon om årsaker til lekkasjene. Ofte er det sammensatte årsaker bak en lekkasje. Inndelingen i figurene er basert på Oljedirektoratets vurdering av hvilke forhold som har vært mest betydningsfulle i de enkelte hendelsene.

**Figur 3.14.1.b**  
Årsak til hydrokarbonlekkasjer - operasjonelle feil



**Figur 3.14.1.c**  
Årsak til hydrokarbonlekkasjer - tekniske feil



### 3.14.2 GASSLEKKASJEN PÅ GULLFAKS A

Den 31.7.1994 inntraff en omfattende gasslekkasje på Gullfaks A under forberedelse av årlig nedstengning for å utføre nødvendig vedlikehold.

Lekkasjen inntraff under trykkavlastning til fakkelsystem fra et gass-system med høyt trykk. Strupeskiiven som skulle sørge for trykkfallet, manglet. Dette førte til

at røret på lavtrykkssiden revnet, og store mengder gass strømmet ut. Lekkasjen varte i ca 12 minutter, og størrelsen på utslippet er blitt anslått til ca 20 000 m<sup>3</sup> gass.

På bakgrunn av denne hendelsen, sendte Oljedirektoratet ut en sikkerhetsmelding for å understreke overfor næringen viktigheten av riktig montering, kontroll/inspeksjon og vedlikehold av strupeskiiver.

### 3.14.3 BRANNER OG BRANNTILLØP

Oljedirektoratet har registrert 38 branner i 1994, mot 56 branner i 1993. Overflater med høy temperatur og varmgang var den hyppigste årsak til antennelsene.

Tabell 3.14.3 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1994. Ingen av brannene er blitt klassifisert som stor (klasse C). Oljedirektoratet konstaterer at brannstatistikken indikerer en synkende tendens og dette kan tolkes på en slik måte at utviklingen er i ferd med å komme inn i en positiv trend.

**Tabell 3.14.3**  
Årsaker til branner fordelt på størrelsesgrupper

Årsaksgruppe	Størrelsesgruppe		
	Liten	Middels	Stor
Sveisearbeid	6	1	
Høy overflate-temp., varmgang	9	6	
Elektrisk feil	6	4	
Andre årsaker	3	3	
<b>Totalt</b>	<b>24</b>	<b>14</b>	<b>0</b>

## 3.15 DYKKING

### 3.15.1 DYKKEAKTIVITET

I løpet av 1994 ble det foretatt 326 overflateorienterte dykk, 703 klokkeløp (metning), 88630 manntimer i metning på den norske kontinentalsokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel som er under norsk jurisdiksjon. Dette er omtrent en halvering av overflateorientert- og metningsdykking sammenlignet med foregående år. Gjennomsnittlig klokkeløpstid for metningsdykking var på 6,3 timer, mens gjennomsnittlig metningsperiode var på 13,9 døgn. Dette innebærer en økning i gjennomsnittlig klokkeløpstid på 0,9 timer, men en reduksjon i gjennomsnittlig metningstid på 1,1 døgn sammenlignet med 1993. Gjennomsnittlig vanntid for overflateorientert dykking var på 1,7 timer. Dykkeoperasjonene har vært utført fra 10 ulike fartøyer/innetninger, se figur 3.15.1.

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Elf, Hydro, Phillips, og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten. Dette arbeidet har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og stigerør, og til assistanse ved installasjon av strukturer.

Når det gjelder personskader i forbindelse med dykkeaktiviteter, vises til oversikt i kap. 3.5.6.



**Figur 3.15.1**  
**Dykkeoperasjoner i 1994**

Operatør	Fartøy/innretning	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
ELF	STENA SEAWELL		████████████████████						██████████	██████			
	SEAWAY OSPREY					██████████	██████████		██████				
HYDRO	SEMI II								██████				
PHILLIPS	SEAWAY PELICAN						██████████	██████████					
	VIKING TROLL						██████	██████████					
	AMETHYST						██████		██████				
	SEAWAY OSPREY								██████				
	REGALIA								██████████				
	HARRIER							██████					
STATOIL	BAR PROTECTOR					██████			██████				
	AMETHYST								██████████	██████████			
	SEAWAY PELICAN							██████████	██████████				
	CASTORO 10						██████████	██████████	██████████				
	CASTORO 6						██████						
	SEMI II						██████			██████			

### 3.15.2 FORSKNING INNENFOR DYKKING

Oljedirektoratet innledet i 1989 et samarbeide med Statoil og Norsk Hydro om et felles forsknings- og utviklingsprogram for dykketeknologi (FUDT). I 1990 kom også Saga med som deltaker i dette samarbeidet. Andre oljeselskaper har også bidratt i sammenhenger knyttet opp mot FUDT, enten som selvstendige selskaper eller gjennom Oljeindustriens Landsforening (OLF). Forskningsaktiviteten som var etablert i FUDT-programmet (dykketeknologi og dykkefysiologi/medisin) ble i 1994 videreført i forskningsprogrammene ALFA og OMEGA, som står for henholdsvis grunnforskning og anvendt forskning. Oljedirektoratet ser det som positivt at oljeselskapene samarbeider for å komme fram til felles løsninger på aktuelle problemstillinger forbundet med dykking i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet er representert i styret for OMEGA, og også i de forskjellige styringskomitéer som er etablert for delprosjekter innenfor dette. Engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø holdes oppdatert om pågående FoU-aktivitet på dette området, og til å opprettholde en nær kontakt med næringen. De senere årene har Oljedirektoratet registrert en positiv utvikling med hensyn til organisering av og kvaliteten i FoU-aktiviteter knyttet til tekniske og helsemessige aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner.

### 3.15.3 ENDRING I KONTRAKTSSTRUKTUR

Det har i den senere tid vært en endring i operatørselskapenes kontraktsformer hva angår bemannede undervannsoperasjoner.

Kontraktene er nå av betydelig kortere varighet enn tidligere, ofte ned mot én til to uker. Fartøyer og personell som benyttes veksler mellom å operere på norsk og utenlandsk sokkel, og opererer ofte på utenlandsk sokkel helt fram til et oppdrag på norsk sokkel påbegynnes.

Disse forhold setter store krav til operatørselskapenes styringssystemer og oppfølging av virksomheten. Erfaring fra tilsyn utført av Statens Helsetilsyn og Oljedirektoratet i 1994 viste blant annet vesentlige mangler ved operatørenes oppfølging av entreprenørselskapene.

### 3.15.4 HARMONISERING AV REGELVERK FOR DYKKING

I forbindelse med harmonisering av standarder innenfor dykking ble det i regi av European Diving Technology Committee (EDTC) arrangert et internasjonalt møte i Luxembourg i april 1994, med finansiell støtte fra EU-kommisjonen. Møtet omhandlet tekniske, operasjonelle, medisinske og utdanningsrelaterte aspekter ved yrkesdykking.

Det kom til uttrykk en positiv holdning til harmonisering av regelverkskrav for dykkeindustrien. På det tekniske og det medisinske området ble det oppnådd stor grad av enighet om utkast til en standard som er tråd med intensjonene i det norske regelverket.

Rapporten som ble utarbeidet etter møtet, vil kunne danne et grunnlag for fremtidig europeisk standardisering av regelverk innenfor dykking.

## 4. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

### 4.1 INNLEDNING

Miljøspørsmål har etter hvert fått en sentral plass i utformingen av energipolitikken. For petroleumsvirksomheten innebærer dette en betydelig innsats forbundet med tiltak for å forhindre og begrense miljøskader som følge av virksomheten. Kostnadene knyttet til miljøtiltak kan tilta og bidra til redusert lønnsomheten på norsk sokkel, om ikke både industrien og myndighetene forholder seg til problemstillingene på en systematisk og gjennomtenkt måte.

Hensynet til miljøet ivaretas som en integrert del av Oljedirektoratets samlede arbeid for å bidra til en forsvarelig forvaltning av norske petroleumsressurser. Oljedirektoratets innsats for vern av miljøet er således rettet mot forebyggende tiltak for å forhindre og begrense forurensningsskader.

Hovedaktiviteter i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, utredninger, tilsyn, samarbeid med andre myndigheter og informasjon. Disse oppgavene står totalt sett for en vesentlig del av direktoratets samlede ressursbruk.

### 4.2 RAMMESETTENDE VIRKSOMHET

I 1994 har Oljedirektoratet videreført aktiviteter på en rekke områder innenfor rammesettende virksomhet som har betydning for beskyttelse av ytre miljø.

Dette omfatter blant annet oppfølging av de vilkår som er satt med hensyn til miljø i stortingsproposisjoner og -meldinger knyttet til åpning av nye områder for petroleumsaktivitet og for utbyggingssaker i forbindelse med samtykkesøknader. Oljedirektoratet har blant annet vært aktivt med i arbeidet med oppfølging av stortingsmelding 26 (1993-94), åpning av nye områder i Norskehavet for leteaktivitet.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens forurensningstilsyn bistått Nærings- og energidepartementet i dets arbeid med utkast til nasjonale handlingsplaner for reduksjon av sur nedbør og klimagasser. Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har i fellesskap vært ansvarlig for å utarbeide og vurdere ulike tiltak for petroleumsvirksomheten. Tiltakene har omfattet mulighetene for å redusere forurensende utslipp til luft fra energiproduksjon, fakkell, kaldventilering, bøyelasting og terminallasting samt formasjonstesting. Arbeidet med de nasjonale handlingsplanene er ennå ikke sluttført, og vil fortsette i 1995.

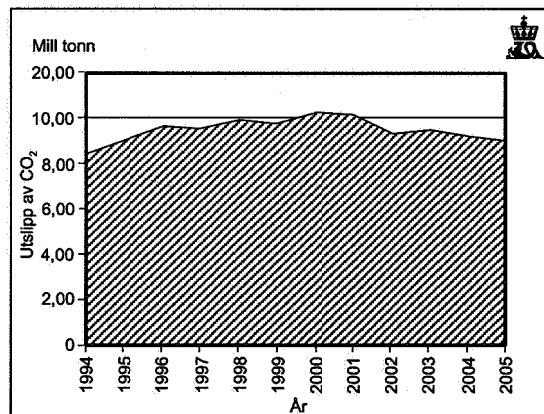
Det er utarbeidet nye prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC (flyktige organiske forbindelser) og metan fra petroleumsvirksomheten. Disse prognosene er blitt utarbeidet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn. Prognoser er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler slik at nasjonale og internasjonale miljøforpliktelser kan føl-

ges opp. Utarbeidelse av prognoser inngår også som en viktig del av arbeidet med nasjonale handlingsplaner for reduksjon av sur nedbør og klimagasser. Figur 4.2 viser direktoratets prognose for CO<sub>2</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten i perioden 1994 til 2005. Utslipp fra aktiviteter som i dag ikke er avgiftsbelagt er også inkludert i prognosen.

I forbindelse med arbeidet med Norsk Sokkels Konkurransesituasjon (NORSOK), har Oljedirektoratet deltatt som observatør i enkelte av arbeidsgruppene rettet mot ytre miljø. I tillegg har Oljedirektoratet bidratt med underlagsmateriale til arbeidet. Oljedirektoratet var også representert med en observatør i referansegruppen til helse, miljø og sikkerhetsarbeidet i NORSOK.

Oljedirektoratet har deltatt, sammen med Nærings- og energidepartementet, i diskusjoner med operatørselskapene i forbindelse med konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift og planer for anlegg og drift. Direktoratet har i sine vurderinger av plan for utbygging og drift ved nye utbygginger i større grad enn tidligere, fokusert på mulighetene for å ta i bruk utslippsreducerende teknologi.

Figur 4.2  
Prognoser for CO<sub>2</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten



### 4.3 TILSYN MED OPERATØRSELSKAPENE

I stor grad har tilsyn med operatørselskapenes aktiviteter knyttet til miljøtiltak vært gjennomført som en integrert del av tilsyn innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynsvirksomheten er orientert mot selskapenes interne styringssystemer, som på en systematisk måte skal sikre at virksomheten gjennom alle faser blir planlagt og gjennomført i samsvar med myndighetskrav og selskapenes egne mål og akseptkriterier.

Oljedirektoratet gjennomførte imidlertid også tilsyn særskilt rettet mot operatørenes forebyggende tiltak ved boring i miljømessig sårbare områder. I 1994 er det således gjennomført en revisjon mot Statoils leteboring på Møre I utenfor Runde. Videre er det satt i gang et arbeid for å kartlegge hvilke krav som bør stilles til hvordan selskapenes risiko- og beredskapsanalyser skal ivareta hensynet til miljørisikoen i planleggingen av boreoperasjoner med sikte på å finne fram til forebyggende og boretekniske beredskapstiltak.

Oljedirektoratet fastsatte i 1990 forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten. Et viktig prinsipp i denne er operatørselskapenes plikt til selv å fastsette sikkerhetsmål og akseptkriterier for risiko. Direktoratet har i 1994 videreført arbeidet med å følge opp næringens aktiviteter med å utvikle akseptkriterier for miljørisiko.

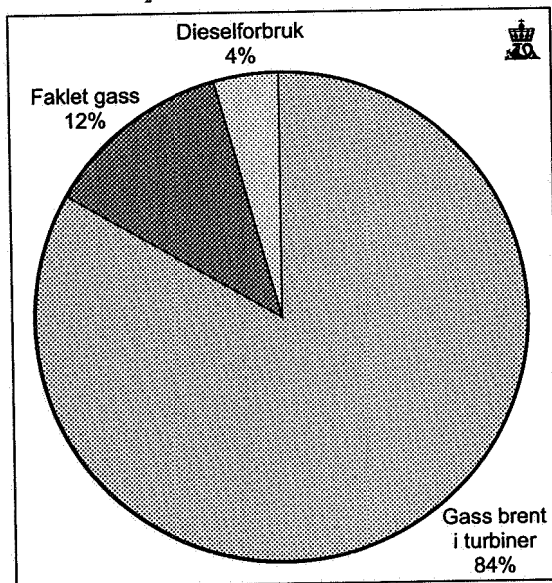
#### 4.4 CO<sub>2</sub>-AVGIFTEN

Oljedirektoratet har fra 1. januar 1991 på vegne av Finansdepartementet vært tillagt ansvaret for håndheving av loven om CO<sub>2</sub>-avgift på norsk sokkel. Foruten å stå for selve innkrevningen av avgiften, føres det også tilsyn med måleutstyr for brensel- og fakkeltgassmåling.

Oljedirektoratet behandler også klagesaker og andre juridiske problemstillinger som har sammenheng med CO<sub>2</sub>-avgiften. Videre foretar direktoratet en løpende vurdering av avgiftens virkning. I dette arbeidet er det lagt opp til årlige møter med operatørselskapene samt analyser av tallmaterialet som innrapporteres til myndighetene.

I 1994 har avgiftssatsen vært 82 øre per Sm<sup>3</sup> naturgass og 82 øre per liter olje eller kondensat. De totale CO<sub>2</sub>-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet i 1994 var 7,3 millioner tonn. Dette representerer en økning i utslippene av CO<sub>2</sub> på 0,3 mill tonn i forhold til 1993. Figur 4.4 viser hvordan utslippene fordeler seg på kilder. Det har

Figur 4.4  
Kilder til CO<sub>2</sub>-utslipp



vært en økning i bruk av naturgass både til fakling og til brensel, samt økt forbruk av diesellolje. Økningen i CO<sub>2</sub>-utslipp har likevel vært mindre enn økningen i petroleumproduksjonen, og dette viser en utvikling mot en mer energiøkonomisk olje- og gassproduksjon.

#### 4.5 TEKNOLOGIUTVIKLING

Petroleumsloven og de underliggende forskriftene setter krav til tekniske løsninger og aktiviteter, men også krav til at sikkerhet og teknologien blir kontinuerlig videreutviklet i samsvar med den teknologiske utvikling og utviklingen i samfunnet for øvrig. Oljedirektoratet følger opp dette på en lang rekke områder. I 1994 har det vært rettet oppmerksomhet mot:

- utvikling av bedre rensemetoder for produsert vann og utvikling av nye metoder for måling av utslipp fra produsert vann i henhold til internasjonale standarder.
- utvikling av teknologi for reduserte utslipp av NOx ved forbrenning.
- forskning og utvikling av mer energieffektiv teknologi for olje- og gassproduksjon.
- redusert behov for brenning av gass (fakling) under produksjon og i forbindelse med brønntesting.
- utvikling og bruk av nye typer boreslam, og arbeid for å fjerne eller minimalisere bruk av oljebasert boreslam,
- ulike metoder for behandling og lagring av oljeforurenset borekaks,
- mer effektive dreneringssystemer,
- nye brannslukningsmidler i forbindelse med utfasing av haloner,
- bruk og håndtering av biocider, tungmetaller og lavradioaktivt materiale,
- sammensetning av offer-anoder for korrosjonsbeskyttelse.

#### 4.6 ANNEN MILJØRETTET VIRKSOMHET

Oljedirektoratet deltar i en rekke nasjonale og internasjonale fora som arbeider med beskyttelse av miljøet. Med denne virksomheten ønsker en både å påvirke slike fora og organer i ønsket retning, samt å bygge opp den kompetansen direktoratet trenger for å ivareta sitt ansvar på dette området. I 1994 har Oljedirektoratet blant annet deltatt i:

- Aksjonsutvalget (AKU)
- International Maritime Organization (IMO)
- North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)
- Standardiseringsorganisasjonene CEN og ISO

Oljedirektoratet har siden 1992 deltatt i fagutvalget for Norsk forskningsråds forskningsprogram MUST. MUST er et program for miljøvennlig og lønnsom utbygging av små petroleumfelt. I tillegg til å være representert i fagutvalget, deltar Oljedirektoratet også som rådgivere ved vurdering av prosjekter som er aktuelle i programsammen-

heng. Programmet vil gå over en periode på fem år, og har en total kostnadsramme på 111 millioner kroner.

Direktoratet forestår også administrasjon og gjennomføring av en årlig skrotoppyrdding i Nordsjøen. I 1994 har denne aktiviteten hatt et budsjett på ca. 4,6 millioner kroner.

#### **4.7 SAMARBEID MED STATENS FORURENSNINGSTILSYN**

I samsvar med forutsetningene i tilsynsordningen for petroleumsvirksomheten, koordinerer Oljedirektoratet den praktiske gjennomføringen av Statens forurensningstilsyns og Oljedirektoratets tilsyn etter henholdsvis forurensningsloven og petroleumsloven, herunder koordinering i forbindelse samtykker og utslippstillatelse. Direktoratet forestår tilsynet med operatørens systematiske tiltak for å ivareta kravene i forskrift om rettighetshavers

internkontroll, samt risikoanalyse- og beredskapsforskriften, som alle er felles for de to etatene.

Den koordinerende rollen som er tillagt Oljedirektoratet, innebærer at direktoratet vurderer de kostnads- og sikkerhetsmessige sider ved mulige tiltak fra miljøvernmyndighetenes side som har betydning for petroleumsvirksomheten.

Videre arbeider Oljedirektoratet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn med å påvirke industrien til erfaringsoverføring i miljøspørsmål. Siktemålet med dette engasjementet er å bidra til utvikling av løsninger som er effektive og gir best mulig økonomi.

Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har gjennomført flere tilsynsoppgaver med utgangspunkt i felles regelverk, og direktoratet har bistått Statens forurensningstilsyn i forbindelse med oljevernøvelser.

## 5. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1994 disponert totalt kroner 14 976 706 til spesielle prosjekter, herav kroner 10 216 842 til Divisjon for ressursforvaltning og kroner 4 370 772 til Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø.

I tillegg ble det disponert kroner 4 721 768 til prosjektet «Opprydding av havbunnen», og kroner 3 537 715 til innsamling av meteorologiske og oceanografiske data i Barentshavet.

### 5.1 RESSURSFORVALTNING

#### 5.1.1 LETING

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Letemodelldatabase	Geoknowledge, Opheim Data
Prosessering av satellittdata, Lofoten	Universitetet i Oslo
Arktisk korrelasjon av perm-karbon lagrekken	Universitetet i Tromsø
Porøsitetutvikling i senpaleozoiske karbonatoppbygginger på Spitsbergen og i Barentshavet	Universitetet i Tromsø
Oljedirektoratets oljeprøvelager	Rogalandsforskning, Institutt for Energiteknikk
Norsk Geokjemisk Standardprøvebank	Oljedirektoratet, norske oljeselskaper, IKO, Geolab N.
Termal påvirkning av kildebergarter	Oljedirektoratet, Bergmesteren for Svalbard

#### Letemodelldatabase

Føring av ressursregnskapet er en av leteavdelingens viktigste oppgaver. Dette regnskapet inkluderer også estimater av de uoppdagede ressursene. Prosjektet har hatt til hensikt å utvikle og implementere programvare for en database for letemodeller og deres ressursestimater. Denne databasen er tilknyttet et ressursestimertingsprogram og blir nå benyttet i Oljedirektoratets letemodellanalyser som ligger til grunn for ressursregnskapet.

Programvaren effektiviserer ressurskartleggingen og bruken av ressursdata, og muliggjør rask oppdatering av de uoppdagede ressursene for hele eller deler av sokkelen.

#### Prosessering av satellittdata, Lofoten

Prosjektet har hatt til hensikt å prosessere digitale satellittdata for å få fram geologiske strukturer i deler av Lofoten og Vesterålen. Disse resultatene blir brukt til å kartlegge forkastningstektonikken sammenhengende fra land og ut på sokkelen. En kan da få mulighet til å studere fokastningssystemene på forskjellige erosjonsnivåer.

#### Arktisk korrelasjon av perm - karbon lagrekken

Prosjektet sammenligner den senpaleozoiske lagrekken

basert på brønninformasjon i Barentshavet Sør og blotninger på Svalbard, Grønland og Arktisk Canada. Studiet har benyttet moderne sekvensstratigrafiske prinsipper for kunne vurdere brønnresultatene for evaluering av denne letemodellen.

#### Porøsitetutvikling i senpaleozoiske karbonatoppbygginger på Spitsbergen og i Barentshavet

Dette er et treårig prosjekt (1994-96) hvor Universitetet i Tromsø står for gjennomføringen. Prosjektet støttes av Norsk Forskningsråd, Amoco, Elf, Norske Shell, Norsk Hydro, Phillips, Saga Petroleum, Statoil og Oljedirektoratet. Studiet har fokusert på diagenetiske problemstillinger i de senpaleozoiske karbonatbergarter på sentral Spitsbergen.

#### Oljedirektoratets oljeprøvelager

Oljedirektoratets oljeprøvelager ble opprettet i 1990. Prøvene frigis av frigivningskomiteen til ulike geokjemiske analyser, og er ment som en hjelp i videre letevirkomhet på norsk sokkel. Prøvene ble flyttet fra frysebokser til Oljedirektoratets nye fryserom i løpet av året. Ved utgangen av 1994 inneholder oljeprøvelageret 510 oljeprøver

(vesentlig DST-prøver) fra 267 brønner. Kun 10 prøver ble levert i 1994, mens 40 prøver ble frigitt til analyser. Oljedirektoratet har utført to spesialstudier i forbindelse med oljeprøvelageret:

1. Fordelingen av tungmetaller i oljer og kildebergarter. Analysene er utført av Rogalandforskning.
2. Bruk av radiogene isotoper av strontium og neodym som tracere. Dette er et FoU-samarbeid med Institutt for Energiteknikk.

#### Norsk Geokjemisk Standardprøvebank

Oljedirektoratet besluttet i 1993 å etablere standardprøver til bruk ved geokjemiske analyser av oljer og kildebergarter. Målsettingen er å heve kvaliteten på geokjemiske analyser av slikt materiale, samt å øke sammenlignbarheten av analyser utført i ulike laboratorier. Selskapene og konsulentene som har utarbeidet «The Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analyses, 3rd edition, 1993» har aktivt deltatt i utvelgelsen av egnede prøver. Som oljestandard ble det valgt olje fra Osebergfeltet hvor Norsk Hydro er operatør, og som kildebergartstandard ble det valgt en triassisk skifer (Botneheiaformasjonen) fra Teistberget på Spitsbergen. Innsamlingen og bearbeidelsen av prøvematerialet finansieres ved like bidrag fra Oljedirektoratet, Norsk Hydro, Saga Petroleum og Statoil.

Ca 1 000 liter av oljestandardprøven ble samlet inn av operatøren i juni 1994 og lagres i Oljedirektoratets fryselager. Ca 900 kg kildebergartsprøve fra Teistberget ble

samlet inn av Norsk Hydro i august 1994. Foreløpige analyser viser at kildebergartsprøven ikke er optimal for alle analysemetoder, og det er besluttet å samle inn en tilleggsprøve fra England i januar 1995. 37 laboratorier fra hele verden skal analysere organiske komponenter, tungmetaller og stabile og radiogene isotoper i både olje- og kildebergartsprøvene. Oljestandardprøven har fått betegnelsen North Sea Oil - 1 (NSO-1), og ble distribuert til laboratoriene i oktober 1994. Begge standardprøvene av kildebergarten planlegges prosessert og distribuert tidlig i 1995. Alle prøvene forventes å være ferdig kalibrert som standarder innen utgangen av 1995.

#### Termal påvirkning av kildebergarter

I flere av sedimentasjonsbassengene på norsk sokkel har magmatisk aktivitet i form av intrusjoner og vulkanisme vært viktige geologiske hendelser. Eksempler er Mørebasenget, Vøringbasenget og Vestbakken vulkanprovinns. På Svalbard er analoge magmatiske bergarter og omgivende hydrokarbonførende kildebergarter tilgjengelig for studier i felt. I 1994 utførte derfor Oljedirektoratet, i samarbeid med Bergmesteren for Svalbard, en systematisk prøveinnsamling av kildebergarter fra særlig utvalgte lokaliteter. Disse prøvene skal analyseres ved bruk av ulike geokjemiske metoder. Målet er å få bedre kunnskap om hvilke effekter magmatisk aktivitet har på petroleumspotensialet i de aktuelle områdene på norsk sokkel.

### 5.1.2 UTBYGGING OG DRIFT

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Sokkelanalysemodell	Bechtel Ltd.
Vilkår for utnyttelse av infrastruktur på britisk sokkel - konsekvenser for utbygging av små felt	Wood MacKenzie
Litostratigrafiske og strukturgeologiske navn på norsk sokkel	Norges geologiske undersøkelse (NGU)
Raw water programme	Capcis
Kostnader for tilknytning av rørledninger og modifikasjoner av en gassbehandlingsterminal	Kværner Engineering A/S
Avgjørende parametre ved valg av utbyggingskonsepter ved framtidige utbygginger på norsk sokkel	Granherne Limited
Seismisk tolkning av Heidrun	Petec a.s
Brønnproblemer i overliggende lag i Ekofiskområdet	Network Stratigraphical consultants
Reservoarstudier	Prof.dr.B.Sellwood, University of Reading
Magnetostratigrafiske undersøkelser av kjernemateriale fra Lundeforrasjonen i Snorre fase II-området	CB MAGNETO A/S

Ekofisk innsynkning	Mervyn Jones Dr, SDR, University College London
Geofysisk tolkning på Ekofisk- og Eldfiskfeltet	Petrolet A/S
Produksjon under kokepunktstrykket	Rogalandsforskning
Økt oljeutvinning, Gullfaks	Rogalandsforskning
Rørsimuleringsmodell - PIPESIM	Baker Jardine and Associates Limited
Reservoarteknisk vurdering av multihull horisontalbrønner	Petec a.s
Albuskjell reservoarmodell	Geomatic
Eldfisk reservoarmodell	Petec a.s
Modellering av væsketransport i sprekker	Prof. R Bruhn, University of Utah
Kostnader for alternative utbyggingsløsninger i Norskehavet	Kværner Engineering A/S
Reservoarteknikk, Norne	Petec a.s
PVT-evaluering av Smørbukk	Scandpower a.s
Seismisk tolkning av Gullfaks Sør	Badleys Earth Sciences Limited
Petrofysisk bistand ved evaluering av Smørbukk	Petec a.s

---

#### **Sokkelanalysemodell**

SARA er en flerperiodisk investeringsanalysemodell. Modellen er utviklet som et støtteverktøy for beslutninger angående utbygging av petroleumforekomstene på norsk sokkel. Modellen brukes spesielt i arbeidet med gassallokering på norsk sokkel.

#### **Vilkår for utnyttelse av infrastruktur på britisk sokkel - konsekvenser for utbygging av små felt.**

Wood MacKenzie har analysert hvordan prinsippene som gjelder for fastsettelse av tariffer for transport og prosesseringsstjenester på britisk sokkel kan virke inn på utbygging av små felt, og på hvilken utbyggingsløsning som velges. Utviklingen på britisk sokkel sammenlignes med utvilingen på norsk sokkel.

#### **Litostratigrafiske og strukturgeologiske navn på norsk sokkel**

Prosjektet er Oljedirektoratets bidrag til Norsk geologiråd for å opprette en database over litostratigrafiske og strukturgeologiske navn på norsk territorium. Database er hos NGU (Norges geologiske undersøkelse) i Trondheim. Database gir informasjon om hvilke navngitte formasjoner som finnes innenfor et geografisk/geologisk område, hvordan de er definert, hvor de er definert i litteraturen, om et navn er brukt tidligere, om enheten har fått revidert definisjon, hvilke formasjoner som er definert i

en gruppe etc. Alle data som er lagt inn på databasen er offentlig tilgjengelige.

#### **Rawwater programme**

Dette prosjektet har som målsetning å kartlegge effekter ved injeksjon av ubehandlet sjøvann i et reservoar. Studien utføres av Capcis ved universitetet i Manchester, og styres av representanter fra oljeselskaper og myndigheter i Norge og Storbritannia. Det ble igangsatt i 1994 og avsluttes i 1996.

#### **Kostnader for tilknytning av rørledninger og modifikasjoner av en gassbehandlingsterminal**

Prosjektet har verifisert og kostnadssatt et anlegg som kan ta ut våte komponenter fra en gass-strøm og levere stabilisert kondensat og gass av salgskvalitet. Gass-strømmens sammensetning er variert for å kunne dekke aktuelle fødestrømmer fra felt på Haltenbanken og fra nordlige Nordsjø.

#### **Avgjørende parametre ved valg av utbyggingskonsepter ved framtidige utbygginger på norsk sokkel**

Prosjektet hadde som formål å få definert de parametre som vil innvirke på valg av utbyggingskonsept ved framtidige feltutbygginger på norsk sokkel. På dette grunnlag ble det satt opp grenseverdier for de områder der de enkelte konsepter er konkurransedyktige.

**Seismisk tolkning av Heidrun**

Formålet med prosjektet har vært å kartlegge erosjonsgrenser og feltets utstrekning. Kartleggingen er en del av Oljedirektoratets evaluering av feltet før produksjonsstart.

**Brønnproblemer i overliggende lag i Ekofiskområdet**

På mange kalkfelt er det problemer med brudd og deformasjon av foringsrøret i produksjonsbrønner i sedimentene over reservoaret. For å kartlegge sedimentene over reservoarnivå, er det utført biostratigrafiske analyser (datering og sonering) av borekaks materiale fra åtte brønner fordelt på tre kalkfelt. Studien ble påbegynt i 1993 og vil bli avsluttet i 1995.

**Reservoarstudier**

Det er utført sedimentologiske og biostratigrafiske studier av 40 meter kjernemateriale tatt i Ekofisk- og Torformasjonene i en brønn som ble boret på en ny struktur. Funnet bekreftet en ny letemodelltype, og resultatene er studien er viktige med hensyn til forståelsen av den geologiske modellen.

**Magnetostratigrafiske undersøkelser av kjerne materiale fra Lundeforrasjonen i Snorre fase II-området.**

Prosjektet ble gjennomført i to faser. I første omgang ble det utført undersøkelser av to brønner i den nordlige delen av Snorre. Prosjektet ble så utvidet til å omfatte ytterligere to brønner. Hensikten med prosjektet var å etablere et stratigrafisk rammeverk til støtte for brønn til brønnkorrelasjoner og reservoarmodellering i et område der geometri og utbredelse av sandsteinslag er vanskelig å forutsi, og tradisjonelle biostratigrafiske analysemetoder ikke gir tilstrekkelig oppløsning for reservoargeologisk modellering.

**Ekofisk innsynkning**

Prosjektet hadde til hensikt å vurdere observasjoner av havbunnsinnsynkning ved Ekofisk. Sentralt i prosjektet var sammenhengen mellom nettouttaket fra reservoaret og innsynkning. Effekten av ulike fluidegenskaper under bestemmelse av bergartskompressibilitet er også blitt undersøkt.

**Geofysisk tolkning på Ekofisk- og Eldfiskfeltet**

Prosjektet har omfattet tolkning av 3D-seismikk over feltene Ekofisk og Eldfisk. På Ekofiskfeltet ble det lagt vekt på den sørlige delen.

**Forprosjekt - Produksjon under kokepunktstrykket**

Prosjektet er ment å gi bedre kunnskap om problemstillinger knyttet til produksjon under kokepunktstrykket. Prosjektet skal i hovedsak gå ut på å oppnå en fysisk forståelse av prosessen, utvikle laboratorie målemetoder og matematisk beskrivelse for å kvantifisere reduksjon av strømningsvevnen og produksjonsgraden av olje og i hvilken grad en kan gjenopprette dem når brønntrykket varierer rundt kokepunktet.

I forprosjektet ble problemstilling og framgangsmåte mer utredet spesifikt. Det ble innhentet opplysninger fra felt i produksjon hvor problemstillingen er aktuell.

**Økt oljeutvinning - Gullfaks**

Prosjektet er en videreføring av prosjektet i 1993. Prosjektets formål er å gi en bedre forståelse av VAG injeksjon kombinert med skum i Cook-formasjonen på Gullfaksfeltet. Separat-samtidig VAG injeksjon (SSWG) teknologien skal defineres for mulig implementering med forskjellige type brønner.

**Rørsimuleringsmodell - PIPESIM**

Prosjektet gjelder innkjøp av simuleringsmodell for dimensjonering av rørsystemer, analyser av strømningsregimer, trykk-og temperaturutvikling etc. Modellverktøyet vil blant annet bli benyttet i forbindelse med konseptvurderinger, herunder innfasing av små felt mot eksisterende anlegg.

**Reservoarteknisk vurdering av multihull horisontalbrønner**

Horisontalbrønner med forgreininger ut i flere retninger er per i dag ikke boret på norsk sokkel. Denne type brønner har imidlertid blitt benyttet med godt resultat i andre land. Et mindre studie er utført der en ser på reservoartekniske analyser av multihull horisontalbrønner. Det er spesielt sett på anvendelse av denne type brønner på Troll Vest.

**Albuskjell reservoarmodell**

Det er bygget en reservoargeologisk modell over Ekofiskformasjonen i den vestlige delen av Albuskjellfeltet. Modellen vil inngå i en reservoarsimuleringsmodell som skal analysere mulige produksjonsforløp ved ulike valg av vertikale og horisontale brønner i denne nokså tette formasjonen. Geomatic har vært engasjert som konsulent for oppbygging av geologisk modell.

**Eldfisk reservoarmodell**

Oljedirektoratet har fått overført reservoarsimuleringsmodeller for Eldfisk Alpha og Eldfisk Bravo som er bygget av Petec a.s for Norsk Agip A/S, Elf Petroleum Norge A/S og Norsk Hydro a.s. For å tilpasse modellene til Oljedirektoratets egne tolkninger samt resultater av nye brønner, har konsulent vært engasjert. Simuleringsmodellen vil bli historietilpasset og brukt til prediksjoner av produksjonsforløp ved ulike valg av utvinningsstrategier.

**Modellering av væsketransport i sprekker**

Professor R. Bruhn fra University of Utah har videreutviklet et numerisk modelleringsverktøy for simulering av permeabilitet gjennom oppsprukne krittreservoarer. I prosjektet har en brukt kartlagte sprekke mønstre fra kalkbrudd i Laegerdorf i Tyskland og sammenholdt disse med kjernedata fra brønner på Ekofiskfeltet for å simulere ulike tredimensjonale strømningsmodeller.

**Kostnader for alternative utbyggingsløsninger i Norskehavet**

Gjennom prosjektet er det utarbeidet estimater for dimensjoner, vekt, investeringer og prosjektgjennomføringstider for ulike utbyggingsløsninger for feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard. Kostnadene inkluderer såvel



investeringer som driftskostnader. Resultatene fra prosjektet har inngått som en del av Haltenbanken områdestudie.

#### Reservoarteknikk - Norge

Konsulentselskapet Petec a.s er benyttet i forbindelse med reservoartekniske studier av Nornefunnet. Arbeidet innbefattet blant annet konstruksjon av en simuleringsmodell basert på Oljedirektoratets kartlegging av funnet. Hensikten med prosjektet var å vurdere alternative utvinningsstrategier for funnet samt vurdere sentrale reservoartekniske inngangsdata. Resultatene fra studien ble benyttet ved Oljedirektoratets behandling av plan for utbygging og drift av funnet.

#### PVT-evaluering av Smørbukk

Konsulentselskapet Scandpower a.s har foretatt en analyse av PVT-data fra Smørbukkfunnet. Arbeidet innbefattet blant annet vurdering av representativitet til væske- og gassprøver, inndeling av feltet i forskjellige fluidregimer samt generering av inngangsdata til komposisjonell reservoarsimulering.

#### Seismisk tolkning av Gullfaks Sør

Reprossering av 3D-seismikk på Gullfaks Sør viste en markert forbedring av datakvaliteten. Ny seismisk kartlegging er utført basert på den represserte 3D-seismikken. Seismikken er korrelert til brønnene i området, og hastighetene fra brønnene har dannet grunnlaget for en hastighetsmodell for dybdekonvertering. Sluttresultatet er dybdekart over topp og bunn av reservoarene. Bergartsvolum av gass- og oljefylte reservoar er beregnet. Strukturgeologiske problemstillinger på funnet er beskrevet.

#### Petrofysisk bistand ved evaluering av Smørbukk

Petec har bistått Oljedirektoratet med datainnsamling og petrofysisk tolkning av Smørbukkfunnet samt permeabilitetsestimering ved bruk av programmet Horizon. Fellet er komplisert med barrierer mellom lagene, forskjellig fluid kontakter og i tillegg er loggene påvirket av utrasning av borehullet. Arbeidet har vært utført i Oljedirektoratets lokaler og ved hjelp av Oljedirektoratets tolkningsverktøy. Resultatet skal brukes i Oljedirektoratets kartlegging og ressursberegning av feltet.

### 5.1.3 DATAFORVALTNING

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Konsulent tjenester frigivning	Petec, Allservice, TK-Service, Tape Technology Norge
Petrofysisk kvalitetskontroll	Petec, Simon Petroleum Technology
Geodata-prosjektet	Se nedenfor
Behandling av våtprøver	Geco-Prakla
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Vedlikehold av programvare	Se nedenfor
Videreutvikling/anskaffelse av programsystem	Se nedenfor
Vurdering av datamodell for produksjonsdata	Tape Technology Norge/Geco-Prakla
Kvalitetskontroll og reformering av OD-seismikk	Tape Technology Norge/Geco-Prakla

#### Konsulent tjenester frigivning

Dette prosjektet omfatter en rekke aktiviteter som knytter seg til bearbeidelse og forberedelse av materiale for frigivning. Det er også benyttet eksternt bistand til kopiering av digitale datasammenstillinger og trykking av kataloger og publikasjoner.

#### Petrofysisk kvalitetskontroll

I forbindelse med gjennomføringen av en total kvalitetsoppgradering av alle loggdata fra de norske letebrønnene (HQLD-prosjektet), er det benyttet eksterne konsulenter. Oljedirektoratet har funnet fram alle papirlogger og tilsvarende magnetbånd for alle letebrønner. Basert på en detaljert kravspesifikasjon, er disse kvalitetskontrollert med tanke på innhold og brønnsponsoridentifikasjon og oversendt en konsulent for framstilling av en komplett digital versjon. Ved årsskiftet er ca 600 av de 780 letebrønnene ferdigbehandlet og distribuert til de oljeselskapene som har finansiert kvalitetsoppgraderingen. Prosjektet fortsetter i 1995.

#### Behandling av våtprøver

Oljedirektoratet mottok i 1992 ca 20 000 ekstra våtprøver fra Statoil fra brønner hvor Oljedirektoratets lagerbeholdning var i ferd med å bli oppbrukt til vitenskapelige analyser. Det er benyttet et eksternt konsulentselskap til å gjennomføre forskriftsmessig pakking og merking av disse, slik at lagring og gjenfinning kan foregå på en effektiv måte. Dette prosjektet startet i 1992 og de siste 4 000 prøvene ble ferdigbehandlet, forskriftsmessig pakket og registrert i løpet av 1994.

#### Well Data Summary Sheet

WDSS-publikasjon nr 19, som inneholder nøkkeldata fra brønner som er frigitt per 1.1.1994, ble utgitt i juni 1994. Alle letebrønner som er mer enn 5 år er således dekket av WDSS-serien som Oljedirektoratet publiserer.

#### Vedlikehold av programvare

For at Oljedirektoratets ca 50 forskjellige programvaresystem som benyttes i Ressursdivisjonen skal være ope-

orative og tilgjengelige for faglige og administrative oppgaver, er det inngått vedlikeholdskontrakter med følgende firma: OIS Contracting, Andersen Consulting, Geodata, Intera, Calcep, Sintef, Rogalandsforskning, Geomatic, Geco-Prakla, Advanced Technology, Platte River, Seres, Z & S Consultants, SSI, Hyprotec og Simon Petroleum Technology.

#### Videreutvikling/anskaffelse av programvare

For å øke tilgangen på effektiv og moderne program-system, er det i 1994 anskaffet eller utviklet nye program fra følgende firma: Geomatic, Current Software, ISI, Delfi Data, Baker Jardine, Geodata og Opheim Data.

Ressursdivisjonen har i løpet av 1994 fullført konverteringen av flesteparten av sine EDB-systemer fra Norsk Data-løsninger til Unix- og MS Windows-løsninger.

#### Vurdering av datamodell for produksjonsdata

I Oljedirektoratet er det satt i gang en prosess for å designe et nytt Petroleum Production Reporting System (PPRS). Dette prosjektet innebærer en vurdering av å basere seg på den standarden som Petrotechnical Open Software Corporation (POSC) har laget for programvare relatert til leting og produksjon av petroleum.

Prosjektet vil også danne basis for at Oljedirektoratet innfører et nytt overføringsformat for produksjonsdata som baserer seg på POSC-standard. Målet er å gi konkrete råd til et prosjekt for standardisering av rapporteringsformat som Oljedirektoratet har igangsatt samt anbefaling av datamodell til prosjektgruppe for et nytt PPRS.

#### Kvalitetskontroll og reformatering av Oljedirektoratets seismikk

Prosjektet innebærer at et konsultantselskap kvalitetskontrollerer og omformaterer Oljedirektoratets prosesserte seismikk til digitalt arbeidsstasjonsformat, av ulike typer som oljeselskapene etterspør. At Oljedirektoratet først foretar reformatering og deretter kopierer ferdige data til oljeselskapene, vil gjøre dataene lettere tilgjengelige enn om hvert selskap selv skal generere sine egne arbeidsstasjonsformat. I 1994 har Oljedirektoratet kunnet tilby 18 av sine seismiske datapakker på både Charisma, GeoQuest- og Landmark-format.

#### 5.1.4 RUTH

RUTH (Reservoar Utnyttelse ved avansert Teknologisk Hjelp) er et forskningsprogram i regi av Norges forskningsråd, hvor programledelsen er lagt til Oljedirektoratet. Målsettingen er primært å bidra til økt oljeutvinning, men også å styrke og videreutvikle norske forskningsmiljø. Totalbudsjettet vil bli ca 105 millioner kroner. Av dette vil staten (Norges forskningsråd) bidra med 55 millioner kroner. Resten kommer fra 18 deltakende oljeselskap. Programmet går over 4 år (1992-95).

RUTH er organisert i seks delprogram, som vist nedenfor, svarende til seks utvinningsmetoder som kan bidra til økt oljeutvinning på norsk sokkel. Rogalandsforskning og IKU Petroleumsforskning a.s er gitt hovedansvar for delprogrammene, men det er etablert samarbeid med en rekke andre forskningsmiljø. Hvert delprogram er inn-

delt i flere delprosjekt. I 1994 ble det brukt ca 27 millioner kroner innenfor programmet, fordelt på 27 enkeltprosjekt.

I forbindelse med programmet er det etablert internasjonalt samarbeid med forskningsinstitusjoner i Frankrike, England og Russland. Det er også etablert samarbeid med operatørselskap om planlegging og evaluering av felt-pilotprosjekt for å kvalifisere ny teknologi. Dette gjelder bruk av skum, polymer-gel og alternerende vann/gass injeksjon (VAG). Som et ledd i dette samarbeidet ble bruk av skum prøvd ut på Oseberg sommeren 1994, og denne testen var vellykket. Videre har to prosjekt belyst miljømessige problemstillinger ved de ulike metodene.

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Bruk av surfaktanter	Rogalandsforskning (RF)
Bruk av polymer-gel	Rogalandsforskning (RF)
Mikrobielle metoder	Rogalandsforskning (RF)
Kombinert gass/vann injeksjon	IKU Petroleumsforskning a.s
Bruk av skum	RF/IKU
Gassflømming	IKU Petroleumsforskning a.s

Det årlige RUTH-seminaret ble arrangert i Oljedirektoratet i september og samlet ca 120 deltakere fra åtte land. I tillegg ble det i 1994 også arrangert flere internasjonale «workshops» innenfor bestemte fagtema. Det foreligger en egen informasjonsbrosjyre for programmet.

#### 5.1.5 PROFIT

Forskningsprogrammet PROFIT (Program for Research On Field Oriented Improved Recovery Technology) ble startet i 1990 og forskningen ble avsluttet i 1994. Også dette er et program som har siktet mot økt oljeutvinning, blant annet ved forbedrede metoder og forbedret modellerings- og prediksjonsverktøy.

Her har Oljedirektoratet deltatt på lik linje med 12 oljeselskap i finansiering og styring av aktiviteten. Oljedirektoratet har i tillegg ivaretatt programadministrasjonen. Forskningsarbeidet har hovedsakelig foregått ved norske forskningsinstitusjoner.

PROFIT har hatt en økonomisk ramme på 68 millioner kroner og har bestått av to hovedprosjekt:

Reservoarkarakterisering	45 millioner kroner 13 delprosjekt
Nærbrønnstrømning	23 millioner kroner 11 delprosjekt

I 1994 ble det utført forskning for ca 15 millioner kroner. Resultater fra foregående års forskning ble presentert på et seminar i Oljedirektoratet i februar 1994.

Innenfor reservoarkarakterisering har viktige deltema bl a vært studium av sprekker og forkastninger, forbedret kartlegging ved seismikk, homogenisering av petrofysiske data og beskrivelse av reservoarusikkerhet.

Nærbrønnstømning har tre deltema: oppsprekking rundt injeksjonsbrønner, induserte barrierer (gel) og horisontale brønner.

Det store flertall av prosjektene har nådd de målene som ble satt, og forskning som er utført og rapportene som er levert reflekterer en høy profesjonell standard. Det er uten tvil framkommet en rekke interessante resultat som vil finne sin anvendelse på felt på norsk sokkel.

Gjennomføringen av PROFIT illustrerer svært godt at selskapene og Oljedirektoratet kan få vesentlig mer igjen for pengene ved en samordnet innsats enn om partene skulle gjennomføre og finansiere prosjekt hver for seg. De faglige diskusjoner som har foregått i arbeidsgrupper som har fulgt opp prosjektene, har vært svært nyttige både for Oljedirektoratet, selskapene og forskningsmiljøene.

Forskningsresultatene fra PROFIT var i utgangspunktet kun tilgjengelige for de deltakende parter. Styret har imidlertid godkjent publisering av en rekke fagartikler ved internasjonale konferanser og i tidsskrift. I tillegg arbeides det ved avslutningen av programmet med en bok som gir et sammendrag av hovedresultatene fra hvert prosjekt. Denne boka blir offentlig tilgjengelig og vil bli solgt fra Oljedirektoratet.

PROFIT blir avsluttet med et seminar i Oljedirektoratet 25. - 26. april 1995 hvor de deltakende parter får presentert resultatene av det femårige forskningsprogrammet.

### 5.1.6 SAFARI

SAFARI, samarbeid om feltanaloger og reservoarinformasjon, er et samarbeidsprosjekt mellom Norsk Hydro, Saga Petroleum, Statoil og Oljedirektoratet. Prosjektet har omfattet innsamling av kvantitative, geologiske data fra avsetninger på land som er analoge med reservoarbergarter på norsk kontinentalsokkel. Prosjektets formål er å bygge opp en database for kvantifisert informasjon om sedimentære og tektoniske reservoarheterogeniteter. De innsamlede data brukes som grunnlagsdata for geomatematiske modelleringsverktøy og referansegrunnlag for konseptuell geologisk modellering, og bidrar i vesentlig grad til å redusere usikkerheter i brønn-til-brønn-korrelasjoner. Målsettingen har vært å oppnå forbedret reservoarbeskrivelse som er en grunnleggende forutsetning for suksess i anvendelse av metoder for økt oljeutvinning. Prosjektet har vært organisert med en styringskomite, og to arbeidsgrupper med ansvar for henholdsvis sedimentære og tektoniske heterogeniteter.

Datainnsamling med hensyn på sedimentære heterogeniteter er foretatt på bakgrunn av behovsanalyser for å kartlegge behovet for analogistudier av ulike typer avsetninger, samt konkretisere den reservoarmessige problematikken. I valg av feltanaloger til aktuelle reservoarformasjoner er det lagt vekt på finne formasjoner med god blotningsgrad og størst mulig likhet med hensyn på sedimentære prosesser og avsetningsmiljø. Det er innsamlet data fra grunnmarine, tidevannspåvirkede avsetninger analoge med formasjonene Cook, Fensfjord, Sognefjord og Tilje. Videre er det samlet inn data fra grunnmarine analoger til Brent, og fra fluviale avsetninger analoge med Lunde- og Staffjordformasjonen.

Det er også foretatt datainnsamling fra moderne systemer basert på analyser av satellittbilder for å supplere heterogenitets-data innsamlet i vertikale snitt med informasjon om heterogeniteter i horisontalplanet. Hensikten har vært å oppnå bedre tredimensjonal modellering av sedimentære heterogeniteter. Studier av moderne systemer er utført på fluviale og deltaiske miljøer.

Data med hensyn på tektoniske heterogeniteter er blitt innsamlet fra områder med samme strukturelle trekk som Tampenområdet. Arbeidet har vært konsentrert om romlig fordeling av forkastningsplan under seismisk oppløsning, og forholdet mellom disse og større blokkbegrensede forkastninger.

Den økonomiske administrasjonen av SAFARI ligger hos Oljedirektoratet. Oljedirektoratet har også hatt ansvaret for koordinering av behovsanalysene.

### 5.1.7 «JOINT CHALK RESEARCH»

Forskningsprogrammet som er et felles krittforskningsprogram, startet i 1982 etter initiativ fra norske og danske myndigheter. Målet var å bedre kunnskapen om reservoarpåførselen ved produksjon fra krittfeltene i Nordsjøen. I perioden 1982 til 1992 ble det gjennomført tre faser av programmet og brukt 43 millioner kroner.

En fjerde, treårig fase (1994-1996) ble påbegynt i 1994 etter at avtale om dette var inngått mellom Oljedirektoratet, Energistyrelsen i Danmark og 7 oljeselskap. Denne fasen har en økonomisk ramme på 17,5 millioner kroner og vil særlig fokusere på følgende tema:

- Karakterisering av krittbergarter og sprekker
- Mekaniske egenskaper av krittbergarter
- Effekt av vanninjeksjon

I ett av de sju prosjektene vil det bli utarbeidet en oversikt over resultatene fra de tre foregående fasene i programmet. Gjennomføringen av dette prosjektet ledes av Oljedirektoratet.

Programmet administreres av Amoco, og styringskomiteen blir ledet vekselvis av Energistyrelsen og Oljedirektoratet. Ledelsen gikk i oktober 1994 over til Oljedirektoratet. Det er gitt ut en egen informasjonsbrosjyre om programmet.

### 5.1.8 GEODATA-PROSJEKTET DISKOS

Oljedirektoratet har inngått et samarbeid med Saga Petroleum, Norsk Hydro og Statoil om systemutvikling og drift av en felles database for geodata. Hensikten er at disse fire partene direkte skal kunne få tilgang til bl a seismiske data fra den felles databasen, hvor Oljedirektoratets og selskapenes data skal lagres. Det skal benyttes moderne høykapasitets lagringsmedier og overføringslinjer, og systemet skal være oppdatert med basisdata og selskapenes rådata. Tilgjengeligheten til data skal styres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått, og kostnadene skal deles mellom brukerne av systemet. Mot slutten av 1994 ble det også undertegnet en avtale med Mobil Exploration Norway om å tre inn i prosjektet.

Samarbeidet ledes av Oljedirektoratet som i desember 1993 inngikk en kontrakt om utvikling av systemet

med IBM EPAC i Stavanger. Systemet skal være operativt i begynnelsen av 1995. Deretter vil også andre oljeselskaper og forskningsinstitusjoner kunne knytte seg til systemet for å lagre egne data eller hente ut de data som andre eier og som de har bruksrett til.

I november 1994 ble det inngått en kontrakt med det nyopprettede firmaet PetroData, som i en periode på minst fem år skal stå for driften av den felles databasen. PetroData er etablert i Stavanger, og er ved årsskiftet i gang med å forberede driften ved utarbeidelse av prosedyrer og installasjon av moderne høykapasitets lagringsrobot og datamaskiner. En tar i løpet av 1995 sikte på å lagre seks TB med data.

### 5.1.9 NYHETSbulLEtin OM Økt OLJE-UTVINNING

I desember 1994 ga Oljedirektoratet ut første nummer av en kvartalsvis nyhetsbulletin om økt oljeutvinning. («The

Norwegian Petroleum Directorate Newsletter on Improved Oil Recovery»). Dette er et ledd i Oljedirektoratets strategi for å spre informasjon om og bidra aktivt til å fremme realisering av lønnsomme prosjekt for økt oljeutvinning. Bulletinen vil informere blant annet om pågående forskning og forskningsresultat, pilotprosjekt på feltene for å prøve ut nye metoder og feltaktiviteter generelt som bidrar til å øke utnyttelsesgraden. Bulletinen henvender seg ikke minst til beslutningstakere i operatørselskapene og vil formidle både faktisk informasjon og Oljedirektoratets synspunkt på hva som kan være riktige strategier og viktige satsingsområder.

## 5.2. SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Petroleumsaktiviteter nord for 74° 30'N	Smedvig, Saga Petroleum
Register over arbeidsbetingede sykdommer	Arbejdstilsynet i Danmark / Oljedirektoratet
Boring på store havdyp	Scanlift as
Sikkerhet og arbeidsmiljø i kaldt klima	Universitetet i Tromsø
Professorat i hyperbarmedisin	Universitetet i Bergen / Oljedirektoratet
Operasjonelle anbefalinger for boring av brønner med høyt trykk og høy temperatur	Rogalandsforskning
Erfaringer med beredskapsforskriften	Technica
Testprosedyre for jetbrann	Sintef - NBL
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)	NEK
Gass-sikkerhetsprogram 1993-96	CMI
Opplevd risiko og sikkerhet	Universitetet i Trondheim
Arbeidsmiljø for dykkere	NUTEC
Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner	Sintef
Forskning og utvikling i dykketeknologi	NUTEC, Sintef
Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessanlegg	Veritec, Sintef
Medlemskap i The Welding Institute	The Welding Institute, UK

Medlemskap i Marine Technology Directorate	Marine Technology Directorate, UK
Høyfast betongs seighet	Sintef - FCB
Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger	Snamprogetti, Sintef
Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten	Cranfield Institute, UK
Korrosjonsbeskyttende belegg	Sintef - korrosjonssenteret
Reststyrke i skadede og korroderte rørledninger	DnV - Veritec
«Ringing» i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten	DnV, NTH
Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning	Veritec
Geoteknisk undersøkelse av havbunn under planlagte rørledninger	Norges Geotekniske Institutt
Korrosjon i transportrørledninger	British Gas
Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi	Oljedirektoratet
Videreutvikling av boredatabasen - DDRS	Pride as
Brosjyre om forvaltning av sikkerhet og arbeidsmiljø på sokkelen	Oljedirektoratet
Internasjonal standardisering i petroleumssektoren	NVS m fl
Vedlikeholdsstyring	Framatome, Sintef
Rekvalifisering av stålkonstruksjoner - fase 2	Sintef
Sammenligning av standarder for stålkonstruksjoner	DnV Industri
Bruk av sertifikater i petroleumsvirksomheten	Sintef

### Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'N

Prosjektet har i 1994 vært delt i to uavhengige delstudier. Det ene omhandler tynnhullsboring på Svalbard, og prosjektet har utredet forskjellige typer tynnhullsteknologi som kan tenkes anvendt i forbindelse med leteboring på Svalbard. Det andre har utredet potensialet for bruk av tynnhullsteknologi i borevirksomhet til havs. Slik teknologi kan vise seg mer økonomisk enn tradisjonelle metoder, og det knytter seg spesiell interesse til mulige besparelser ved å anvende slik boreteknologi på store havdyp.

### Boring på store havdyp

I dette prosjektet er det gjennomført en sammenligning mellom Oljedirektoratets boreforskrift med tilhørende veiledninger og alminnelig industripraksis for boring på store havdyp. Videre er det foretatt en kartlegging av hvilke spesielle områder innenfor dypvannsboring hvor utstyr og/eller prosedyrer skiller seg fra konvensjonell boring. Resultatene fra prosjektet vil bli benyttet i Oljedirektoratets framtidige tilsyn med leteboring på store havdyp, og rapporten vil således bli benyttet som referanse-

dokument ved saksbehandling knyttet til boreoperasjoner blant annet på Vøringplatået.

### Register over arbeidsbetingede sykdommer

Oljedirektoratets database over arbeidsbetingede sykdommer er opprettet for å systematisere innkomne meldinger. Dette registeret vil blant annet bli brukt til å identifisere satsingsområder og å prioritere tilsynsoppgaver. De viktigste elementene i et register av denne typen vil være å ha et godt system for registrering og klassifikasjon av arbeidsmiljøfaktorer.

Et samarbeidsprosjekt har pågått mellom Oljedirektoratet og det danske Arbejdstilsynet for å videreutvikle Oljedirektoratets eksisterende database. Bakgrunnen for dette samarbeidet var å kunne dra nytte av danskernes erfaringer med et vel innarbeidet system og få innsikt i arbeid på dette området i EU-sammenheng, der Danmark spiller en sentral rolle. Arbeidet har resultert i at det er utviklet en ny og forbedret database i Oljedirektoratet.

**Sikkerhet og arbeidsmiljø i kaldt klima**

Oljedirektoratet har via Norges forskningsråd bidratt med støtte til et forskningsprogram ved Universitetet i Tromsø relatert til arbeid i kaldt klima. Prosjektene i programmet tar for seg både grunnforskningsproblematikk og mer klinisk/anvendte problemstillinger, med nær kobling mellom grunnforskningen og løsning av problemer knyttet til kuldeeffekter. Ved å støtte prosjektet har Oljedirektoratet bidratt til nasjonal og internasjonal kompetanseoppbygging innenfor kaldklimaforskning. Slik kunnskap vil kunne komme til nytte under planlegging og utførelse av såvel petro-leumsvirksomhet som arbeid på land.

**Professorat i fysiologi (hyperbarmedisin)**

Oljedirektoratet finansierer en delstilling for en av sine medarbeidere som professor II ved Universitet i Bergen, knyttet til et forskningsprosjekt på området fysiologi. Prosjektet fokuserer på problemstillinger som væskebalanse, hyperbar fysiologi, temperaturregulering og søvn, som er forhold med klar relevans til sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Prosjektet er planlagt å vare til og med 1998, og resultater publiseres i årlige statusrapporter og i norske og internasjonale fagtidsskrifter.

**Operasjonelle anbefalinger for boring av brønner med høyt trykk og høy temperatur**

Boring av brønner med høyt trykk og høy temperatur innebærer spesielle operasjonelle og sikkerhetsmessige utfordringer. Prosjektet tar sikte på å øke forståelsen av problemstillingene, slik at sikkerheten ved boring av slike brønner kan forbedres. Gjennom tidligere prosjekter på området er det samlet inn store mengder data. I dette prosjektet er datamaterialet blitt analysert og det er utarbeidet operasjonelle anbefalinger for gjennomføring av boreoperasjoner ved høyt trykk og høy temperatur. Anbefalingene vil kunne bidra til å forbedre Oljedirektoratets veiledning til boreforskriften innenfor dette området.

**Erfaringer med beredskapsforskriften**

Beredskapsforskriften som trådte i kraft i 1992, innebar en markert omlegging i retning av systemorienterte krav, i samsvar med gjennomgående prinsipper som ligger til grunn for Oljedirektoratets øvrige tematiske forskrifter. De ulike operatørselskapene har hatt ulike forutsetninger og har benyttet forskjellige framgangsmåter for å ivareta forskriftens krav til beredskapsadministrasjon.

Prosjektet har bestått i planlegging og gjennomføring av et seminar hvor næringen og myndighetene har utvekslet erfaringer med den nye forskriften. I tillegg til å gi Oljedirektoratet anledning til å formidle informasjon om myndighetenes forventninger, ga seminaret verdifulle tilbakemeldinger fra næringen. Konklusjoner fra seminaret vil utgjøre et viktig bidrag til en planlagt gjennomgang av beredskapsforskriften, med sikte på å vurdere behovet for en eventuell revisjon. Det er utarbeidet en seminarrapport, som inneholder kopi av alle presentasjoner som ble gitt under seminaret.

**Testprosedyre for jetbrann**

Antenning av en gasslekkasje fra et system under trykk

kan skape en såkalt jetbrann, som kan bidra til at en brann får et særdeles dramatisk forløp, som f.eks. ved Piper A-ulykken på britisk sokkel i 1988. Etter et initiativ fra Health and Safety Executive i Storbritannia ble Oljedirektoratet i 1992 invitert til å delta i en arbeidsgruppe som hadde til oppgave å utarbeide en prosedyre for å bestemme motstandsdyktighet mot jet-brann hos passive materialer for brannbeskyttelse. Dette arbeidet var blant annet basert på en prosedyre utarbeidet av SINTEF/NBL med støtte fra Oljedirektoratet. Arbeidet resulterte i en felles britisk-norsk prosedyre for testing av slike materialer i jet-brann. I 1994 har en ved prosjektet gjennomført praktiske tester for å verifisere prosedyren.

**Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)**

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på elektroområdet utvikles løpende i takt med den teknologiske utvikling og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelsene på å etterkomme forpliktelser etter avtalen om handelshindre innenfor EFTA og EU.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeidet når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

**Gass-sikkerhetsprogram 1993-96**

Christian Michelsens Institutt (CMI) har gjennom flere år i samarbeid med oljeselskaper og myndighetsorganer i flere land forsket på gasssekspløsningsrisiko i moduler på innretninger i petroleumsvirksomheten.

Prosjektet ble startet i 1990 og ble avsluttet i 1993, og hadde en samlet kostnad på ca 34 millioner kroner.

Prosjektet har blant annet ført til utviklingen av en ny og bedre versjon av FLACS-koden, som er en modell som beskriver flammeaksellerasjon for beregning av eksplosjonsovertrykk i moduler. Det er videre utviklet et pc-program for slike beregninger (MicroFLACS) samt en «Gasssekspløsnings-håndbok».

Prosjektet påviste også områder hvor det er behov for videre forskning, og det nye fire-årige programmet skal arbeide videre med problemstillinger omkring gasssekspløsjoner i moduler på petroleumssinnretninger. I 1994 har prosjektet videreutviklet FLACS-koden for å muliggjøre beregning av trykkforplantning i moduler. Videre har prosjektet begynt et arbeid med å modellere effekten av sprinkler- og vannforstøvningsanlegg samt gassfortynning.

**Opplevd risiko og sikkerhet**

Prosjektet er en oppfølging av en studie som ble gjort i 1990 omkring arbeidstakeres egne vurderinger av trygghet mot å bli utsatt for skade som følge av potensielle risikokilder på innretningene og ved utføring av arbeidet. I 1994 er det gjennomført en undersøkelse for å kartlegge eventuelle endringer i personellens vurderinger av risiko og sikkerhet over dette tidsrommet.

Et stort antall personer på innretningene har deltatt i undersøkelsen, som har gitt et verdifullt grunnlag for næringens og direktoratets videre arbeid med å ta stilling til konkrete tiltak og eventuell videre oppfølging av anbefalinger fra prosjektet. Arbeidet vil bli videreført i 1995,

blant annet ved å foreta en sammenligning med resultater fra en tilsvarende undersøkelse på britisk sokkel.

### Arbeidsmiljø for dykkere

Gjennom prosjekter over flere år er det oppnådd resultater med betydelig nytteverdi på området arbeidsmiljø for dykkere. I 1994 er det fokusert på å framskaffe et nytt rensmiddel som er egnet til å fjerne forurensninger i pustegassrør.

Tre alternative stoffer vil i 1995 bli nærmere utredet med hensyn til toksisitet og korrosjonsegenskaper.

### Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner

Erfaringer har vist at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved undervannsoperasjoner som kan forbedres. Prosjektet har tidligere utredet problemområder som batterikapasitet for dykkeklokke i nødsituasjon, nødtrening av dykkepersonell samt dybdemonitorering av dykker, dekompresjonstabeller for overflateorientert dykking og tap av kroppsvæske (dehydrering).

I 1994 har prosjektet fokusert på problemstillinger knyttet til dekompresjon for overflateorientert dykking med klokke. Resultatene vil danne grunnlag for fastsetting av krav til teknisk utstyr, personellkvalifikasjoner og operasjonelle prosedyrer for denne typen dykkevirksomhet.

### Forskning og utvikling i dykketeknologi

Oljedirektoratet har tidligere deltatt i et forskningsprogrammet «Forsknings- og Utviklingsprosjekt i Dykketeknologi» (FUDT). Programmet videreføres nå i form av ALFA- og OMEGA-programmene, for henholdsvis grunnforskning og anvendt forskning og utvikling på området dykketeknologi og dykkemedisin.

Oljedirektoratet har i 1994 deltatt i OMEGA-programmet, som har omfattet en rekke delprosjekter på områder som arbeidsmiljø, trykkendringer, verktøy/utstyr og implementering av forskningsresultater. Deltakelsen i programmet gir Oljedirektoratet tilgang til resultater og påvirkningsmulighet på vesentlige deler av FoU-aktivitet i Norge innenfor dykketeknologi/-fysiologi.

### Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessanlegg

Prosjektet er en videreføring av et arbeid som ble startet i 1992, med sikte på å oppnå forbedringer av flensforbindelser, først og fremst for å bidra til reduksjon av antallet utilsiktede hydrokarbonlekkasjer. Prosjektet har som mål å utarbeide forslag til forbedringer både med hensyn til beregninger og til utførelse av arbeid med flensforbindelser. I 1994 er det gjennomført analyser med utgangspunkt i aktuelle standarders krav til bolttiltrekning. Beregningene viser at standardene gjennomgående aksepterer for lave spenninger til at flensforbindelsene vil være tette ved de belastninger forbindelsen forutsettes å kunne utsettes for.

### Medlemskap i The Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av The Welding Institute (TWI) i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget ak-

tivt innenfor forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskapet gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om utviklingen innenfor material- og sveiseteknikk.

### Medlemskap i Marine Technology Directorate

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group (UEG) - en undergruppe under foreningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen gikk i 1989 inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene organisasjonen administrerer, er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har vært til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskriftsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i prosjekter om veiledning for design og analyser av flytende konstruksjoner, og om veiledning for risikoanalyse for offshore innretninger.

### Høyfast betongs seighet

Prosjektet er en videreføring av et arbeide med å videreutvikle høyfast betong med høy seighet (duktilitet) for anvendelse i konstruksjoner som utsettes for spesielle påkjenninger som støt, trykksjokk, jordskjelv, varme og kulde. Utarbeidelse av spesifikasjoner for dimensjonering og konstruksjonsmessig utforming av høyfast betong som utsettes for spesielle påkjenninger har også inngått i prosjektet. I 1994 har prosjektet fokusert på laster forbundet med skipskollisjoner og fallende gjenstander, og det er blitt utarbeidet forslag til designformel for fallende gjenstander.

### Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger

Kriteriene i eksisterende designkoder inneholder sikkerhetsmarginer som i visse tilfeller kan være unødig konservative, slik at sikkerhetsnivået for rørledninger ikke blir konsistent i forhold til faktorer som vanddybde, havbunnens jevnhet og evne til å motstå erosjon, hvilket medium som transporteres samt hvilke ulykkeslaster som kan forekomme. Et pilotprosjekt ble gjennomført i 1992, og hovedprosjektet er planlagt å vare til og med 1995. Oljedirektoratet deltar i styringsgruppen for prosjektet, som er finansiert av industrien med en total ramme på 5 millioner kroner i 1994.

### Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten

Prosjektet utføres ved Cranfield Institute of Technology i Storbritannia, og er et stort samarbeidsprosjekt med deltakere fra flere land. Prosjektet har tidligere på bred basis undersøkt egenskapene på moderne høyfaste stål med hensyn til praktisk anvendelse i petroleumsvirksomheten til havs. Programmet har pågått siden 1992, og har hatt en samlet kostnadsramme på nær 5 millioner kroner. Programmet ble avsluttet i 1994 med evaluering av oppnådde resultater og utarbeiding av sluttrapporter.

### Korrosjonsbeskyttende belegg

Designlevetiden for innretninger i petroleumsvirksomheten blir stadig lengre, og riktig materialvalg i kombina-

sjon med belegg er avgjørende for å kunne oppnå ønskelig levetid. Hittil har forhold som påvirker katodisk avbinding og effekten av ulike former for overflatebehandling før maling blir påført, vært lite kartlagt. Det finnes heller ingen effektiv metode for aksellerert testing av hvordan disse forhold påvirker sluttresultatet.

Prosjektet, som tar sikte på å gi svar på disse spørsmålene, planlegges å vare fram til 1998, med betydelig støtte fra operatørselskapene og leverandører av belegg.

#### **Reststyrke i skadede og korroderte rørledninger**

Oljedirektoratet har bidratt til dette industrifinansierte prosjektet som har hatt som mål å utvikle metoder for beregning av reststyrke i rørledninger, stigerør og strekkstag som er skadet eller innvendig korrodert. Prosjektet har i første fase spesielt fokusert på ANS/ASME - B31G, og sett på mulige optimaliseringer av beregningsmetoder gitt i denne. Gjennom arbeidet er det tilført verdifull kompetanse innenfor design av rørledninger. Erfaringene vil også kunne få betydning for regelverksutvikling på området, og for direktoratets tilsyn med inntrufne tilfeller av slike skader.

#### **«Ringning» i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten**

Oljedirektoratet har satt i gang og bidrar til dette industrifinansierte prosjektet som har en total økonomisk ramme på 5,3 millioner kroner. Prosjektet har som mål å komme fram til beregningsmodeller som beskriver de såkalte «ringing»-effektene som er observert ved modellforsøk av betongunderstell, slik at effekten kan beregnes på en forutsigbar og standardisert måte. Prosjektet ble avsluttet i 1994 uten at det resulterte i en metode for beregning av «ringing»-effekter. Det vil imidlertid bli vurdert å sette i gang et oppfølgingsprosjekt i 1995.

#### **Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning**

Oljedirektoratet har støttet dette prosjektet, som er finansiert av industri og myndigheter. Prosjektet ble igangsatt i 1993, og siktet på å kartlegge egenskaper ved lettbetong med hensyn til korrosjonsbeskyttelse og -bestandighet i marint miljø. Bedre kunnskaper på dette området er en betingelse for å kunne dra full nytte av den økende anvendelsen av lettbetong i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten, ettersom det hittil er begrensede kunnskaper om langtidsegenskaper for lettbetong marint miljø. Resultater fra prosjektet har ført til at Oljedirektoratet har gjennomført særskilte tilsynsaktiviteter på dette området.

#### **Geoteknisk undersøkelse av havbunn under planlagte rørledninger**

Prosjektet har hatt som mål å utrede ulike geotekniske problemstillinger knyttet til prosjektering, bygging og drift av rørledningssystemer. Prosjektet har blant annet sett på metoder for grunnundersøkelser, jordarters termiske egenskaper, krav til tilbakefyllingsmateriale, problemer knyttet til lokale fordypninger og is-skuringsstriper samt ulike påkjenninger som påvirker rørledningers stabilitet.

#### **Korrosjon i transportrørledninger**

I de senere år er det erfart flere tilfeller av uventede, til

dels kraftige korrosjonsangrep i transportrørledninger både for olje og for gass. De eksisterende beregningsmodeller for vurdering av virkningen av korrosjon i rørledninger, er utviklet for stål med lav flytegrense. For nyere rørledninger som er konstruert av stål med høy fasthet, kan eksisterende beregningsmodeller være for konservative. Prosjektet vil foreta en grundig gjennomgang av eksisterende beregningsverktøy, og eventuelt utvikle nye beregningsmodeller som på en bedre måte kan vurdere virkningen av korrosjonsangrep på rørledningers styrke. Pålitelige beregninger vil bidra til å sikre maksimal kapasitetsutnyttelse i transportssystem som er angrepet av korrosjon. Prosjektet støttes av industri og myndigheter i Storbritannia, USA, Nederland og Norge, og vil gå over tre år med en samlet kostnadsramme på ca 12,5 millioner kroner.

#### **Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi**

Oljedirektoratet har valgt en edb-strategi som innebærer overgang fra terminaler til kraftige pc-er. Denne overgangen har gitt medarbeiderne enklere tilgang til interne informasjonsdatabaser, og har bidratt til at informasjonen kan presenteres på en hensiktsmessig måte. Prosjektet bidrar til kontinuerlig videreutvikling av kompetanse om tilgjengelig edb-teknologi med sikte på å kunne ivareta interne behov for informasjonssystemer som danner en del av grunnlaget for regelverksutvikling, tilsyn og informasjonsvirksomhet innenfor forvaltningsområdet sikkerhet og arbeidsmiljø. Prosjektet bidrar også til effektivisering av direktoratets virksomhet ved å optimalisere bruken av edb i saksbehandlingen.

#### **Videreutvikling av boredatabasen - DDRS**

Oljedirektoratets boredatabank DDRS inneholder systematiserte erfaringsdata fra borevirksomheten på norsk sokkel siden 1984. Bruken av dette materialet utgjør et viktig bidrag i arbeidet med å prioritere oppgaver innenfor tilsyn og regelverksutvikling. Både omfanget av databasen og utviklingen i edb-teknologi har imidlertid gjort det nødvendig å konvertere databasen og programvaren til ny maskinplattform (UNIX) og pc operativsystem. I 1994 er det med bruk av eksterne konsulentbistand, laget en ny datamodell for DDRS. Full konvertering ventes å være gjennomført i 1995.

#### **Brosjyre om forvaltning av sikkerhet og arbeidsmiljø på sokkelen**

Prosjektet har utarbeidet en brosjyre som gir en kortfattet oversikt over prinsippene i regelverket og ordningen med tilsynet i petroleumsvirksomheten. Prosjektmidlene har gått til dekning av trykningsutgifter. Brosjyren foreligger i begge norske målformer og på engelsk.

#### **Internasjonal standardisering i petroleumssektoren**

Oljedirektoratets regelverksfilosofi legger opp til at en stor del av det normative arbeidet skal ivaretas av næringen selv i form av industristandarder. Så langt mulig skal norsk petroleumsvirksomhet bygge på internasjonale standarder. Direktoratets engasjement i standardiserings-



arbeidet skjer gjennom flere delprosjekter, dels i form av støtte til standardiseringsorganisasjoner, i første rekke Norsk Verkstedindustri Standardiseringsentral og Norsk Elektroteknisk Komité, dels ved egen deltakelse i komitéer som utarbeider standarder av særlig stor betydning for petroleumsvirksomhet til havs.

### Ekstreme vindhastigheter i Norge

I regi av den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN er det utarbeidet en europeisk standard (Eurocode) blant annet for beregning av vindforhold på konstruksjoner. Standarden er i utgangspunktet felles for hele Europa. Ekstremverdiene for vindstyrke er imidlertid sterkt stedsavhengig, og det utarbeides derfor vedlegg for de enkelte land som skal angi vindhastigheter både for land og til havs. Prosjektet i Norge har vært støttet av en rekke offentlige institusjoner og firmaer, og har i 1994 hatt en økonomisk ramme på 1,8 mill kroner. Oljedirektoratet tar sikte på å gjøre henvisning til den nye standarden i veiledning om last og lastvirkninger.

### Vedlikeholdsstyring

Formålet med prosjektet er å etablere egnede tilsynsmetoder med bruk av resultatindikatorer som kan legges til grunn for evaluering av resultater fra gjennomført tilsyn mot operatørselskapenes planlegging og styring av vedlikehold. Prosjektet har blant annet sett på om petroleumsvirksomheten kan dra nytte av prinsipper for og erfaringer fra vedlikeholdsstyring i kjernekraftindustri og annen type virksomhet hvor det settes strenge krav til pålitelighet i et langsiktig perspektiv.

### Rekvalifisering av stålkonstruksjoner - fase 2

Gjennom prosjektet er det utviklet en metode for å vurdere styrken av bærende konstruksjoner i stålunderstell etter at disse har vært utsatt for en belastning som er større enn de som lagt til grunn for de opprinnelige beregningene. Metoden vil kunne benyttes i situasjoner hvor en innretning har fått en skade som vanskelig lar seg reparere, eller er blitt utsatt for miljølaste utover design-forutsetningene. Aktuelle problemstillinger er endrede værkriterier, innsynkning av havbunn og ulykkeslaste. Prosjektet ble startet i 1993 med en økonomisk ramme på 3,5 millioner kroner.

### Sammenligning av standarder for stålkonstruksjoner

Det er nylig gitt ut en ny europeisk standard (Eurocode 3) for beregning og dimensjonering av stålkonstruksjoner. I forskrifter om bærende konstruksjoner viser Oljedirektoratet til NS 3472, og det er derfor satt i gang et arbeid for å vurdere i hvilken grad europastandarder er egnet for anvendelse i petroleumsvirksomheten til havs.

### Bruk av sertifikater i petroleumsvirksomheten

Gjennom prosjektet er det utarbeidet en oversikt over ulike typer standarder, sertifiserings- og akkrediteringsordninger i Norge og i EU/EØS-området som er relatert til petroleumsvirksomheten, og hvordan og i hvilket omfang disse brukes. Hensikten er å få belyst hvordan slike dokumenter og ordninger kan få betydning for Oljedirektoratets framtidige tilsynsvirksomhet. Prosjektet har ikke omfattet maritime sertifikater, ettersom det er en etablert praksis for bruk av slike i petroleumsvirksomheten.

## 5.3 OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

### Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1994 i et 1 370 km<sup>2</sup> stort område på Kanten, nord av Vestrebakken, 100 km rett vest av Mørstein fyr. 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 farvannet.

Vaiere, ankere, fiskebruk og diverse kjettinger ble fjernet fra havbunnen. 4 vrak og et minefelt har blitt nøyaktig posisjonert, noe som er til stor nytte for fiskerne.

Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance», ble benyttet ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble utført av Stolt Comex Seaway A/S, Haugesund.

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

## 6. Internasjonalt samarbeid

### 6.1 BISTAND TIL ANDRE LANDS MYNDIGHETER

#### 6.1.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratet har i 1994 deltatt i bistandsarbeid i Tanzania, Mosambik, Namibia, Seychellene, Bangladesh og Nicaragua. Oljedirektoratet har også fortsatt samarbeidet med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP) i forbindelse med gjennomføringen av et prosjekt innenfor petroleumsressursforvaltning.

Oljedirektoratets innsats har i 1994 vært på totalt 4,4 årsverk. I tillegg til assistanse og utredninger innenfor Oljedirektoratets arbeidsområde, har arbeidet også bestått i oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk innsamling, prosessering og data reformatering, vedlikehold av maskinvare og programvare samt oppfølging av konsulenter vedrørende teknisk rådgivning, kontraktsvurdering og forhandlingsstøtte i forbindelse med feltutbygging. Hovedinnsatsen har vært konsentrert om følgende land:

#### a) Bangladesh

Samarbeidet med Bangladesh Petroleum Institute (BPI) har fortsatt også i 1994 om prosjektet BGD 023, som etter planen skal gå fram til sommeren 1995. Assistanse har omfattet ca. 3 månedersverk. Etter anmodning fra BPI, gjennomførte Oljedirektoratet i november 1993 - februar 1994, en utredning om BPIs framtidige rolle innenfor petroleumssektoren i Bangladesh. Myndighetene i Bangladesh, ved Ministry of Energy and Mineral Resources (MOEMR) har utsatt vedtak om BPIs framtidige rolle etter at prosjektet er avsluttet, til den Asiatiske Utviklingsbanken har gjennomført en studie med anbefaling om organiseringen av petroleumssektoren, med særlig vekt på nedstrømsaktivitetene. Studien planlegges igangsatt tidlig 1995 og forventes ferdig i slutten av 1995.

Det var for 1994 planlagt en innsats i prosjektet på 10 månedersverk. Problemer med å få tilgang på nødvendige data fortsatte imidlertid også i 1994. Disse problemer henger sammen med organiseringen av petroleumssektoren og må løses av myndighetene. Da en slik løsning ikke kan forventes før i slutten av 1995, samtidig med at dataproblemen ikke var løst, ble det i mai fra NORADs side besluttet å redusere støtten til det minimum som var nødvendig for å opprettholde BPI som institusjon og samtidig ivareta vedlikehold av innkjøpt utstyr på instituttet. Samtidig ble det vedtatt å gjennomføre en prosjektgjennomgang for å vurdere mulige endringer av prosjektet i den siste fase. I den anledning deltok Oljedirektoratet, sammen med representant fra evalueringsgruppen, i møter med den Asiatiske utviklingsbank, BPI og MOEMR i Dhaka i oktober for å diskutere innhold og

omfang av en eventuell framtidig studie for MOEMR om prosedyrer og prinsipper for myndighetskontroll og oppfølging av letevirksomheten etter petroleum i Bangladesh..

#### b) Namibia

Oljedirektoratet har fortsatt samarbeidet med National Petroleum Corporation of Namibia (NAMCOR) og Ministry of Mines and Energy (MME). Det har i 1994 vært nytt knapt 6 månedersverk.

Arbeidet har også i 1994 vesentlig vært knyttet til utvikling av forskrifter og regelverk for petroleumsaktiviteter. Etter henvendelse fra NAMCOR har Oljedirektoratet vurdert muligheten for å gjennomføre et kurs sammen med Statens forensningstilsyn (SFT) for Government Action Control Group (GACG) i Namibia. Et kursopplegg er blitt foreslått overfor NAMCOR. I forbindelse med opprettelse av geofysisk database og innføring av arkivsystem for geodata i NAMCOR, har Oljedirektoratet besøkt NAMCOR og gjennomgått rutiner for dette arbeidet. Oljedirektoratet er forespurt om å bistå med opplæring ved seinere planlagt innføring av ny programvare for lagring av data. Oljedirektoratet har videre fulgt opp tidligere års arbeid med å opparbeide arkivsystem og -rutiner i NAMCOR, som nå fungerer tilfredsstillende. Det er installert et egnet PC-basert program for dette formål. Oljedirektoratet har på vegne av NAMCOR fulgt opp prosessering av seismiske data innsamlet av NOPEC og NAMCOR i Walvisbassenget i Namibia.

#### c) Tanzania

Oljedirektoratets samarbeid med Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) og Ministry of Water, Energy and Minerals (MWEM) har for 1994 omfattet 8,7 månedersverk.. Aktivitetene har vært konsentrert omkring oppfølging av reformatering, reprosessering og lagring av seismiske teiper og oppfølging av assistanse fra norske konsulenter (Petroteam a.s, Novatech a.s, Statoil) til MWEM i forbindelse med forhandlinger med operatør for utbygging av gassfeltet Songo Songo for transport av gass i rørledning til Dar es Salaam for produksjon av elektrisk kraft for innenlands konsum. Prosjektet er støttet og delvis initiert av Verdensbanken. Videre har Oljedirektoratet stilt ekspertise og utstyr til rådighet for fagfolk fra TPDC, som under et 3 ukers langt opphold ved Oljedirektoratet fikk utarbeidet planjer over mikrofossiler til et fossilatlas som er under utarbeidelse. Arbeidet ble opprinnelig igangsatt under petroleumsprogrammet i Southern African Development Community (SADC), som også er støttet av NORAD. Det er nå en god mulighet for at arbeidet kan bli ferdigstilt som planlagt.

I forbindelse med World Petroleum Congress mottok Oljedirektoratet besøk av en delegasjon fra Tanzania ledet av petroleusministeren.

**d) Mozambique**

Oljedirektoratet har i år nyttet 14,5 månedsverk på assistanse til Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique (ENH). Arbeidet har vært konsentrert om studier for å tilrettelegge Pandegassfeltet i Mosambik for utbygging, samt å bistå ENH og National Directorate of Coal and Hydrocarbons (NDCH) i omorganisering av petroleumsforvaltningen.

Arbeidet har blant annet omfattet: oppfølging av seismisk prosessering, tilrettelegging av seismiske data for videre tolkning på tolkningsstasjon ved Oljedirektoratet, tolkning og rekartlegging av Pandefeltet i samarbeid med at fagfolk fra ENH oppholdt seg ved Oljedirektoratet, reserveberegning, rådgivning ifm plassering av 2 - 4 avgrensingsbrønner på Pande.

Oljedirektoratet har videre assistert ENH under møter med Verdensbanken i Washington, Maputo, London og Stavanger. En representant fra Oljedirektoratet deltar i den såkalte Project Management Unit, en støttegruppe for ENH-ledelsen i forbindelse med gjennomføring av de studier som er planlagt for å tilrettelegge Pandefeltet for utbygging - et prosjekt som er startet av Verdensbanken. Flere av disse studier vil bli finansiert av Norge og gjennomført av norske firma. Oljedirektoratet har vurdert tilbud fra firma/konsulenter for oppdrag definert under den norske støtten til petroleumssektoren i Mosambik. Oljedirektoratet har videre gjennomført en fact-finding reise til Maputo og Pretoria i desember 1994 i forbindelse med støtte til myndighetenes organisering og kontroll av petroleumssektoren. Dette er sterkt aktualisert ifm en eventuell utbygging av Pandefeltet der ENH vil være part. Den kontrollerende myndighet må for framtiden ligge hos NDCH.

**e) Nicaragua**

Oljedirektoratet har nyttet 5,9 månedsverk i assistanse til det nasjonale energikontoret Instituto Nicaraguense de Energia (INE). Assistansen er gitt i forbindelse med forberedelse til gjennomføringen av en kampanje for leting etter hydrokarboner på den nicaraguanske kontinentalsokkel. Kampanjen skal igangsettes når den nye petroleumsloven er vedtatt. Det er forventet at det vil skje i slutten av 1995.

Arbeidet har vært konsentrert om støtte i forbindelse med kopiering av seismiske data og brønndata til data-pakker som skal nyttes i kampanjen. Kopieringen av dataene har foregått i Stavanger og mye av arbeidet har vært utført av personell fra INE som har oppholdt seg ved Oljedirektoratet. Fagfolk fra Oljedirektoratet har videre vurdert mulighetene for reprosessering av eldre seismiske data fra østkysten og testprosessering har vært utført internt i Oljedirektoratet.

INE har fått installert PC-basert programvare for registrering av geofysiske data. En medarbeider i Oljedirektoratet har fått opplæring i bruk av programmet og har forestått installering i INE og opplæring av personell i bruk av programmet. Det har videre vært arbeidet med å planlegge en reformatering av de eldre seismiske data for at disse kan overflyttes og lagres hos INE. Dette arbeidet er planlagt til å starte i 1995.

**f) CCOP**

Oljedirektoratet har også i 1994 fungert som faglig rådgiver for Committee for Co-ordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas (CCOP), som nå har skiftet navn til Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes (CCOP). Dette har vært det siste år av det tre-årige prosjekt Oil and Gas Resource Management (OGRM), som har vært gjennomført av det norske firmaet Geoknowledge a.s. gjennom SINTEF, også med støtte fra den norske petroleumsrådgiveren i CCOP som har vært utlånt og delfinansiert av Statoil og fra Oljedirektoratet som har deltatt som faglig ekspert i workshop i Bangkok. Oljedirektoratet har videre samarbeidet med CCOP om utvikling av forslag til et nytt prosjekt i CCOP, Resource Evaluation Programme (REP), med vekt på faglig opplæring av personell fra Kambodja, Vietnam og Phillipinene, gjennomføring av Petrad seminar i Kina samt videreutvikling av beslutningsgjennomføringen på bakgrunn av Resource Assessment metoder som er blitt innført under det tidligere program.

**g) Diverse rådgivning og administrasjon**

Det er ialt nyttet 13,2 månedsverk til administrasjon og diverse rådgivning i løpet av 1994. Rådgivning har vært knyttet til:

- Vurdering av mulig norsk støtte til petroleumssektoren i SOPAC-landene (South Pacific Applied Geoscience Commission) basert på forespørsel fra SOPAC etter at den britisk finansierte rådgiver sluttet i 1993.
- Vurdering av eventuelt behov for faglig støtte til myndighetene i Eritrea til å administrere og kontrollere petroleumsaktiviteter i landet etter frigjøringen.
- Deltagelse sammen med NORAD på ESMAP møte i Washington angående støtte innenfor petroleumssektoren.
- Deltagelse sammen med NORAD på seminar i Addis Abeba arrangert av Verdensbanken om utnyttelse av gass i Afrika sør for Sahara.
- Faglig rådgivning til ekspertgruppen i SADC i forbindelse med studien om gassutnyttelse i sørlige Afrika.

Etter samtaler og møter med Directorate General of Hydrocarbons (DGH) i India i slutten av 1993, ble det utarbeidet forslag til institusjonssamarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og DGH, med utkast til program for første år av et tre-årig prosjekt. Prosjektet ble også diskutert i forbindelse med besøk av Indias petroleumsminister ved Oljedirektoratet under World Petroleum Congress i mai. Prosjektforslaget kunne ikke godkjennes før finansiering var avklart seint i november. Det ble da gitt klar signal for et mindre prosjekt av ca 1 års varighet. Nødvendig avklaring vil bli foretatt tidlig i 1995.

En delegasjon fra Angola, ledet av Ministeren for Petroleum, besøkte også Oljedirektoratet i forbindelse med WPC. Mulig støtte fra Oljedirektoratet til Ministry of Petroleum (MINPET) ble diskutert og et Memorandum of Understanding ble undertegnet der en fact-finding reise ble foreslått seinere på året. Det ble ikke funnet mulighet

for en slik reise og det ble i samarbeid planlagt at det i forbindelse med vurdering av eventuell fortsatt støtte til petroleumssektoren i Angola, også skulle gjennomføres en prosjektgjennomgang av tidligere prosjekter på petroleumssektoren. Denne skulle starte tidlig i 1995.

Oljedirektoratet har også hatt besøk av formannen i energi- og bergverkskomiteen i Sør-Afrikas nasjonalfor-samling.

Administrasjonen har vært knyttet til koordinering og tilrettelegging av virksomheten internt i Oljedirektoratet, mellom Oljedirektoratet og NORAD og mellom Oljedirektoratet og de samarbeidende institusjoner. Herunder faller kvartalsvis rapportering og fakturering av kostna-den for Oljedirektoratets tjenester til NORAD og til de samarbeidende institusjoner.

### 6.1.2 PETRAD - INTERNASJONALT PRO-GRAM FOR PETROLEUMS-FORVALTNING OG ADMINISTRASJON

Oljedirektoratet gjennomførte i perioden 1.1.1989 til 31.12.1993 et prøveprosjekt for Norad med hensikt å se på mulighetene av å etablere et norsk tilbud som kan bidra til å styrke ledelse i petroleumsektoren. Målgruppen har vært ledere innenfor petroleumsforvaltning og nasjo-nale oljeselskap i utviklingsland. Senere har målgruppen blitt utvidet til å også inkludere ledere fra Russland og land i det tidligere Sovjetunionen.

Prosjektet ble gitt navnet PETRAD - Internasjonalt Program for Petroleumsforvaltning og Administrasjon.

I lys av de gode resultater fra prøveperioden, beslut-tet Regjeringen å anbefale en permanent etablering av Petrad som stiftelse fra og med 1994. Stiftere er Oljedirektoratet og Norad.

I styret for Petrad er oppnevnt:

- Tidligere olje- og energiminister Vidkunn Hveding (formann)
- Oljedirektør Fredrik Hagemann, Oljedirektoratet
- Assisterende direktør Sven A Holmsen, Norad
- Visekonsernsjef Johan Nic Vold, Statoil
- Administrerende direktør Eva R Karal, Teknologisk Institutt

Som sekretær for styret er oppnevnt spesialrådgiver Rei-dar G Trædal, Oljedirektoratet.

Basert på informasjon om behovet for lederopplæring i petroleumssektoren i Afrika, Asia, Latin Amerika og Rus-land/SUS har Petrad siden starten i 1989 gjennomført 51 seminarer og kurs fra en dag til åtte ukers varighet. Disse har vært arrangert både i Afrika, Asia, Russland/SUS og i Norge. Totalt har ca 2500 ledere fra 57 land deltatt.

For å utvikle og gjennomføre virksomheten har Petrad søkt å trekke på den totale norske kompetanse innenfor petroleumssektoren. Til sammen har ca 270 personer fra 50 norske institusjoner bidratt som ressurspersoner og forelesere. I tillegg har Petrad involvert et tyvetalls fore-lesere fra utviklingsland samt eksperter fra en rekke in-ternasjonale organisasjoner.

Petrad programmet har søkt å dekke et bredt spekter av ledelse og administrasjon av petroleumsaktiviteten både oppstrøms og nedstrøms. Opplæringen har vært struktu-rert innenfor fire områder:

- Petroleums rolle i bærekraftig utvikling
- Ressursforvaltning og administrasjon
- Sikkerhets- og miljøforvaltning og administrasjon
- Forvaltning og administrasjon av import, markedsfø-ring, distribusjon og bruk av petroleumsprodukter

Basert på erfaringen med kurs og seminarer har Petrad utviklet to åtte ukers utdanningsprogram:

- Petroleumsforvaltning og ledelse
- Ledelse av petroleumsoperasjoner

Disse er utviklet med bistand av 50 eksperter fra norsk undervisningsmiljø, konsulent- og operatørselskaper.

Kursene ble for første gang avholdt i perioden 9.9.-1.11.1991, og har vært repetert hver høst. De to kursene arrangeres i Oljedirektoratets lokaler med tilsammen ca 45 deltakere fra ca 20 land, deriblant Norge. Kursene har siden starten hatt ca 180 deltakere, og har vært svært et-terspurte. Deltakerne har representert et høyt nivå innenfor statsoljeselskaper og myndigheter.

Petrad har i 1994 også gjennomført følgende semina-rer:

- 'Safety Management' (Filippinene, 2 dager, 80 del-takere)
- 'Exploration Promotion Forum' (inkl. utstilling på WPC, Stavanger, 130 deltakere fra 16 land i Asia/Russland/SUS).
- 'Petroleum Policy for Sustainable Development' (Tanzania, 70 deltakere fra 9 land)
- 'Petroleum Policy and Management' (Kazakhstan, 2 dager, 98 deltakere).
- 'Safety and Environmenal Management' (inkl. bedriftsbesøk, Stavanger, 7 deltakere fra Petroleum Authority of Thailand).
- 'Oil Price Forecasting' (Malaysia, 2 dager, 38 del-takere fra 6 land).
- 'Principles and Mechanisms of Efficient Management in Petroleum Licencing and Exploration', (Russland, 26 deltakere)
- 'Offshore Gas Field Development' (Russland, 20 del-takere)

Tilbakemeldingen på Petrad programmene har vært god, og det er grunn til å tro at den spesielle type skredder-sydd seminarer som er avholdt og arbeidet som følger av avklaringene de gir, får umiddelbare og merkbare øko-nomiske effekter i de land seminarene retter seg mot.

Behovet for Petrad kurs og seminarer er blitt så stort at Petrad har ingen mulighet for å tilfredstille disse. Ved årsskiftet 1994-95 har Petrad under saksbehandling søk-nader om gjennomføring av 44 kurs og seminarer som ønskes av myndigheter og statsoljeselskap i Afrika, Asia og Russland/SUS.

Den kontaktflate som Petrad har opparbeidet seg gjennom prøveperioden er unik.

Norske myndigheter og industri har så smått fått øynene opp for Petrads effektive måte å skape et internasjonalt kontaktnett på høyt nivå og de muligheter dette innebærer.

### **6.1.3 BORIS - UTVIKLING AV SIKKERHETS-REGELVERK FOR PETROLEUMSVIRKSOMHET TIL HAVS I RUSSLAND**

I 1994 startet Boris-prosjektet (Bilateral Co-operation on Development of Russian Regulations Concerning Industrial Safety). Dette er et samarbeidsprosjekt mellom det russiske Gosgortekhnadzor (Tilsynsdirektoratet), som har ansvar for tilsynet med sikkerheten i de fleste sektorer av den russiske industrien, og Oljedirektoratet. Prosjektet skal gå over en treårsperiode. Den norske delen av prosjektet finansieres av Utenriksdepartementet.

I Boris-prosjektet skal Oljedirektoratet bistå Gosgortekhnadzor med å forberede og planlegge utviklingen av et sikkerhetsregelverk for den russiske petroleumsindustrien til havs. Slike regler finnes ikke i dag. Basert på egen erfaring med utvikling av regelverk vil Oljedirektoratet gi råd og veiledning med hensyn til kartlegging og analyse av forhold som vil være styrende for utviklingen av regelverket. De reformer som nå gjennomføres i Russland bidrar til at oppgaven med å utvikle et relevant regelverk, som vil være tilpasset en framtidig russisk petroleumsindustri, er komplisert.

Prosjektets natur krever at det bygges opp et tillitsforhold og god kommunikasjon mellom deltakerne i den russiske og norske del av prosjektet. For å bidra til dette har Oljedirektoratet tilsatt to prosjektmedarbeidere som blant annet behersker russisk språk. Dette har hatt en positiv virkning på samarbeidsforholdene.

Den norske nytteverdien av prosjektet er i første rekke at ved å bidra til utvikling av et effektivt sikkerhetsregelverk for petroleumsvirksomheten i den russiske del av nordområdet, reduseres faren for at større katastrofer eller ulykker skal inntreffe i farvann nær norsk kyst og havområde. Men prosjektet innebærer også en praktisk anledning til å styrke samarbeidsrelasjonene mellom Norge og Russland, noe som vil kunne gi interessante muligheter for norsk industri generelt.

## **6.2 INTERNASJONALT SAMARBEID INNENFOR RESSURS-FORVALTNING**

### **6.2.1 FORSKNINGSSAMARBEID OM ØKT OLJEUTVINNING**

Norge har siden 1979 deltatt i internasjonalt forsknings-samarbeid 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 blir dette samarbeidet nå ivaretatt gjennom det stat-

lige forskningsprogrammet RUTH som ledes fra Oljedirektoratet og Oljedirektoratet er representert i den internasjonale styringskomitéen for dette IEA-samarbeidet. RUTH er nærmere beskrevet i kapittel 5.1.4.

I dette internasjonale samarbeidet går det på omgang mellom deltakerlandene å arrangere en årlig konferanse hvor forskningsresultatene presenteres. I 1994 var det Norges tur til å stå for denne konferansen som ble arrangert i Bergen 28. - 31. september. I løpet av tre dager ble forskningsresultat fra de fremste forskere i verden innenfor området økt oljeutvinning presentert og diskutert. Konferansen samlet ca 40 deltakere, var i regi av RUTH og ble arrangert av Oljedirektoratet.

### **6.2.2 SAMARBEID MED NORDSJØLANDENES MYNDIGHETS-ORGANER**

#### **6.2.2.1 Årlige møter med danske og britiske myndigheter**

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen i hovedsak delt mellom Storbritannia, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt er svært forskjellige er det mange likhetstrekk mellom feltene i Nordsjø-området. Problemstillingene en står ovenfor som myndighetsorgan i forvaltningen av petroleumsressursene er således på mange måter felles i de tre land.

Oljedirektoratet har derfor i en årrekke hatt jevnlig møter med britiske og med danske ressursforvaltningsmyndigheter som for sin sokkel stort sett har det samme ansvarsområdet som direktoratet har for norsk sokkel. For britisk sokkel er det den tekniske del av Oil and Gas division innenfor DTI (Department of Trade and Industry) som har ansvaret for den ressursmessige del av lete-, utbygging- og driftvirksomheten. For dansk sokkel er det Energistyrelsen 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 sin virksomhet. Det har derfor vært svært nyttig for oss å trekke på deres erfaringer når det gjelder økt utvinning, utvikling av småfelt og samordning. Danskene har helt spesielle problemstillinger knyttet til kalkfelt. Det har derfor vært nyttig å få førstehåndsinformasjon om deres erfaringer. Dataforvaltning er et annet område hvor det har vært svært nyttig å utveksle erfaringer. Det er også i denne sammenheng lagt opp til et nært samarbeid.

Årets møte med danskene ble avholdt i Stavanger 18.-19. april. Ved siden av generell oppdatering av erfaringer og framtidige planer var det spesielt brønnteknologi som ble drøftet.

Med britene er det avholdt to møter i løpet av året. I Stavanger den 2.-3. juni samt i London 9.-10. desember. Temaene var denne gangen knyttet til samarbeidsformer, erfaringer som er høstet etter en rekke år med virksomhet og det pågående arbeid for å øke effektiviteten innenfor virksomheten generelt og spesielt i forhold til reduksjon i kostnadsnivå.

### 6.2.3 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 og Isle of Man kommet til. Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene en gang tidligere (1988), og skal arrangere møtet i 1995. Da vil Færøyene og Island bli invitert for første gang.

På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, lete-teknologiske og dataforvaltningsmessige problemstillinger og utfordringer som de ulike land står overfor i sine bestrebelsener etter å finne nye olje- og gassressurser på en effektiv måte.

Den samlede ekspertise og erfaring på disse møtene er stor, og informasjonstilgangen viktig for hvert enkelt deltakerland med hensyn på utforming av optimale letestrategier.

### 6.2.4 ÅRLIGE MØTER MED ANDRE LANDS MYNDIGHETER INNENFOR MÅLING

En del petroleum fra norsk kontinentalsokkel produseres fra felt som ligger på grenselinjen mot Storbritannia (Staffjord, Murchison og Frigg). Dette har medført behov for enhetlig forståelse mellom de to land av hvorledes de mengder som produseres og eksporteres skal bestemmes.

I tillegg til felles verifikasjoner av utstyr og prosedyrer for fiskal måleteknikk, arrangeres et årlig samarbeidsmøte mellom norske og britiske fagmyndigheter.

Norsk gass selges via store gassalgsmålestasjoner i Emden (Tyskland), Zeebrugge (Belgia) og St.Fergus (Storbritannia). Prosedyrer for drift og vedlikehold av målestasjonene er utarbeidet av det respektive operatørselskap i forståelse med fagmyndighet i vertsland og Oljedirektoratet.

Fagmyndighetene innenfor fiskal måleteknikk i Tyskland, Belgia og Storbritannia, følger opp sine anlegg i henhold til krav i nasjonalt regelverk. Oljedirektoratet utøver tilsvarende oppfølging i henhold til norsk regelverk.

Årlig arrangeres samarbeidsmøter mellom Oljedirektoratet og fagmyndighetene innenfor fiskal måleteknikk i Tyskland, Belgia og Storbritannia for å koordinere spørsmål av felles interesse relatert til gassalgsmålestasjonene.

#### 6.2.4.1 Internasjonalt standardiseringsarbeid innenfor måling

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale arbeidet med revisjon av eksisterende standarder og utvikling av nye.

I Europa har den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN ansvaret for standardiseringsarbeidet. Mellom CEN og ISO er det etablert en avtale, «the Vienna Agreement» som sikrer at CEN overtar ISO-standarder der disse finnes. Oljedirektoratet deltar også direkte i standardiseringsarbeid i CEN.

I Norge har Norges Verkstedsindustri Standardiseringsentral, NVS, organisert arbeidsgrupper som følger opp standardiseringsarbeidet på internasjonalt plan, og har sekretærfunksjonen. Oljedirektoratet deltar aktivt også i disse arbeidsgruppene med blant annet formannsvervet i K141 som følger opp ISO TC193 «Natural Gas». Fra 1.1.1995 endrer NVS navn til Norsk Teknologistandardisering, NTS.

### 6.3 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard,
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling,
- bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng for å kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-organer, men også i mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnerne i 1994 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og arbeidsdepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- Marine Technology Directorate (MTD), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- Welding Institute, Storbritannia, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlig konferanse om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlig konferanse om korrosjon og overflatebehandling,
- CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).

#### 6.3.1 NSOAF - NORTH SEA OFFSHORE AUTHORITIES FORUM

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjøland er representert.

NSOAF etablerte i mai 1992 to arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet er representert. En av gruppene skal vurdere om det bør etableres en NSOAF-plan med sikte på

gjensidig aksept av metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav, som f.eks. «Safety Case» som er spesifikke for den enkelte flyttbare innretning. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Den andre gruppen, som har dansk formann, skal søke å harmonisere kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene.

### 6.3.2 EU-KOMMISSJONEN

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EUs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs.

Dette arbeidet er underlagt EUs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and Other Extractive Industries» (SHCMOEI), og ble fram til begynnelsen av 1993 gjennomført av en arbeidsgruppe kalt «Working Party on Oil, Gas and Other Minerals Extracted by Borehole». Arbeidet under SHCMOEI ble omorganisert i 1993 og arbeidsgruppen benevnes nå «Committee on Borehole Operations» - borehulls-komiteén.

I løpet av 1994 ble borehulls-komiteéns mandat og oppgaver gjennomgått for i 1995 å bli underlagt videre behandling i de overordnede organer innenfor EU, herunder å trekke opp linjene for komiteéns videre arbeid.

### 6.3.3 ELEKTROTEKNISKE NORMER OG FORSKRIFTER

Oljedirektoratet deltar i følgende komitéer på dette området:

- a) Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC), Working Group 12 om installasjonsforskrifter for eksplosjonssikkert materiell,
- b) Norsk Elektroteknisk Komité, normkomité (NK) 18 - skipsinstallasjoner,
- c) NEK, NK 31 - elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder,
- d) International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 - Electrical Installations of Ships and of Mobile and Fixed Offshore Units.

Oljedirektoratets deltaker er formann for Working Group 18, som skal utarbeide forslag til en internasjonal standard - «Electrical Installations of Mobile and Fixed Offshore Units».

## 6.4 FOREDRAGSVIRKSOMHET

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1994 vært engasjert som foredragsholdere og møteledere i en rekke konferanser, kurs og innenfor direktoratets arbeidsområde i inn- og utland. Denne virksomheten betraktes som meget viktig i en gjensidig utveksling av informasjon og påvirkning, ikke minst i lys av den økende internasjonalisering av regelverk og lignende.

## 7. Statistikk og oversikter

### 7.1 OVERSIKT OVER SOLGT OG FRIGITT SEISMIKKOLJEDIREKTORATET

**Tabell 7.1.a**  
Oversikt over antall solgte seismiske datapakker (OD-seismikk)

NR	NAVN	1994	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1		34
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2		27
003	TAMPEN-SPUR		22
004	MØRE-SOUTH-84		22
005	TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006	HALTENBANKEN-VEST-84		24
007	FRØYABANKEN-84		27
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2#)		22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3#)		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN		22
012	NORDLAND-IV-85	1	13
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL		21
014	NORDLAND-II-83		23
015	NORDLAND-III-84	1	16
016	TROMS-II		12
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		18
018	FINNMARK-VEST-83		19
019	FINNMARK-VEST-84		20
020	NORDLAND-III-85		15
021	MØRE-SØR-TEST-84#)		5
022	STOREGGA-85	3	10
023	VØRINGPLATÅET	2	14
024	VØRING-BASSENGET-85/86	2	14
025	LOFOTEN-VEST-86	3	16
026	JAN-MAYEN-85		1
028	VØRING-BASSENGET-87	2	14
029	NORDLAND-VI-87	2	17
030	NORDLAND-VII-87		13
031	NORDLAND-V-87	1	12
032	NORDLAND-VI-88	2	17
033	NORDLAND-VII-88		13
034	NORDLAND-V-73-79	1	12
035	NORDLAND-VI-73-79	3	17
036	NORDLAND-VI-89	3	17
037	NORDLAND-VII-89		13
038	NORDLAND-VII-74/75		13
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89#)		1
040	VØRING-BASSENGET-88	3	14
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	3	14
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	3	14
043	MØRE-BASSENGET-88	5	11
044	TYPEPROFILER-BARENTSHAVET#)		2
045	VØRINGBASSENGET-I-90	3	14
046	STOREGGA-90	4	8
047	VIKINGGRABEN-SØR-TEST-91#)		1
048	VIKINGBANKEN-TEST-91#)		3
049	NORSKEHAVET-74/79		1
050	VØRINGBASSENGET-II-ENSIGN-91	3	9
051	VØRINGBASSENGET-II-DIGICON-91	4	9
052	MØREBASSENGET-91	6	10
053	JAN-MAYEN-88		1
054	VØRINGBASSENGET-II-92	4	9
055	MØREBASSENGET-ENSIGN-92	7	10
056	MØREBASSENGET-DIGICON-92	7	10



NR	NAVN	1994	Totalt
057	VESTFJORDEN	2	2
058	VESTFJORDEN-77/78	2	2
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	BARENTSHAVETNORDVESTREGIONAL		2
500	BARENTSHAVETNORDØSTREGIONAL		2

#) Ikke obligatorisk

**Tabell 7.1.b**  
Seismiske data som er frigitt (selskapsseismikk)

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
1	A	NH-8007	BL. 7/11	231,328
2	A	SG-8048	BL. 7/11	689,619
3	A	NH-8302	BL. 7/11	350,404
4	A	NHCN-82	BL. 7/8,11	1400,587
5	A	SH-82	BL. 2/5	872,699
6	A	SG-8052	BL. 2/2	541,722
7	A	BP80-019	BL. 2/1,7/12	985,315
8	A	EL-8180	BL. 2/6,2/9	1023,510
9	A	ST-501	BL. 33/2	696,000
10	A	ST-502	BL. 33/3	1182,771
11	A	ST-503	BL. 33/5,6	1307,000
12	A	NH-754	BL. 33/5	174,000
13	A	NAG-80	BL. 33/6	498,000
14	A	ANO-77	BL. 34/2	195,921
15	A	ANO-77-1	FELT 30,31	357,787
16	A	ANO-77-2	BL. 24/6	9,000

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
17	A	ANO-79	BL. 34/2	923,155
18	A	ANO-80	BL. 34/2	72,566
19	A	SA-530	BL. 35/3	1229,439
20	A	SAG-78	BL. 35/3	186,660
21	A	SG-8130	BL. 35/3	783,153
22	A	GULF-79-2	BL. 35/8,9	1000,323
23	A	GULF-80-1	BL. 35/8	1396,503
24	A	ANO-74	BL. 36/1	1515,589
25	A	SG-8252	BL. 2/2,3	1115,433
26	A	PSL-84-1	BL. 8/10	562,258
27	A	ST-8007	FELT 31	395,000
27	A	SH-8007	FELT 31/32	2495,000
28	A	TO-8513	BL. 29/3	25,287
29	A	TO-8510	BL. 29/3	261,665
30	A	SG-85	BL. 34/4	27,474
31	A	NH-8504	BL. 30/6	421,850

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
32	A	MN-85	BL 35/11	587,980
33	A	NH-8502	BL 30/9	1269,787
34	A	NH-8503	BL 29/3,33/12	24,073
35	A	NH-8202	FELT 31,32	2072,594
36	A	SG-8127	FELT 35,36	813,636
37	A	SG-8133	BL 34/11	350,377
38	A	SG-8425	BL 31/2,3	275,184
39	A	NH-8104	FELT 32,36	1921,288
40	A	ST-8109	FELT 35,36	1318,896
41	A	81-007	FELT 31	339,599
42	A	EL-8307	BL 34/8	2372,612
43	A	ST-8006	BL 30/2,3,6	1948,741
44	A	BP-85	BL 16/8	423,043
45	A	ST-8116	FELT 31,32	2194,671
46	A	G-81	BL 35/8,9	519,484
47	A	GU-82	BL 35/8	681,716
48	A	GU-81	BL 35/8	376,311
49	A	ST-8313	BL 34/10	276,587
50	A	ST-8112	BL 30/2,3	368,311
51	A	ST-8111	BL 30/6,9	347,830
52	A	G-8101	BL 35/8,9	848,026
53	A	BP81-043	BL 29/6,30/4	1375,896
54	A	NH-8502-3D	BL 30/9	22431,769
55	A	NS-79	SYD 62	3710,355
56	A	NS-78	SYD 62	4638,521
57	A	PGE-82	BL 2/7,10	700,213
58	A	NH-8201	BL 2/8,11	1103,320
59	A	PGO-2/10-77	BL 2/10	204,562
60	A	ANO-78-2	BL 2/6,8&3/4	1540,000
61	A	ANO-78-3	VALHAL/HOD	363,927
62	A	ANO-79-1	BL 2/5	90,834
63	A	PGE-80	BL 2/4,7	716,189
64	A	PSL-84-2	BL 2/7	235,360
65	A	ANO-83	VALHALL	393,692
66	A	ST-8421	BL 2/9,12	592,346
67	A	NS-76	SYD 62	3569,609
68	A	ANO-80-1	BL 2/5,8	199,091
69	A	CSSC-78-4	BL 2/2	93,062
70	A	ST-404	BL 1/9	454,590
71	A	EL-8201	BL 3/7	592,000
72	A	SH-72	BL 1/9	83,507
73	A	EL-8186	BL 1/3	1743,788
74	A	PG-2/7-73	BL 2/7	115,142
75	A	EL-8083	BL 3/7	124,002
76	A	GULF-79	BL 2/2,3	420,961
77	A	ST-809	BL 1/9,2/7	28,406
78	A	PGE-80-GE	BL 2/4	25,995
79	A	ST-8013-81	BL 1/9	121,976
80	A	CSSC-78-2	BL 2/2,3	62,829
81	A	ANO-78-1	BL 2/2,5	793,394
82	A	EL-980	BL 2/6	356,736
83	A	PSL-84-3	BL 2/4	440,268
84	A	EL-686	BL 2/6	207,568
85	A	PG-2/4-73	BL 2/4	101,000
86	A	ANO-76	BL 2/4,5	251,148
87	A	ST-601	BL 1/5	110,379
87	A	ST-602	BL 1/2	406,030
87	A	ST-603	BL 7/11	419,115
88	A	N2-70	BL 2/1	226,399
89	A	SH-79-1	BL 1/3,2/1	598,979
90	A	PGE-79	BL 2/4,5	120,029
91	A	A-79	BL 1/6&2/4	344,734
92	A	ANO-80-2	BL 3/4	117,580
93	A	SH-74-1	FELT 1	437,325
94	A	EL-8186-82	BL 1/3	158,842
95	A	CSSC-78-3	BL 3/4	52,681
96	A	CN2-73	BL 2/1	639,479
97	A	CN2-76	BL 2/1	430,723
98	A	SSL-7172	56-58 DEG	3274,995
99	A	CN2-77	BL 2/2	357,822
100	A	SH-79-3	BL 2/2	86,895
101	A	UN-80	BL 2/2	153,508
102	A	C3-74	BL 3/2	173,007

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
103	A	CN7-76	BL 7/12	1124,482
105	A	C3-71	BL 3/2	47,294
106	A	N7-71	BL 7/9,12	202,283
107	A	MOB-79	FELT 10	177,163
108	A	CN7-73	BL 7/12	478,447
109	A	PG-8/10-73	BL 8/8,10,11	180,508
110	A	MOB-81-2	BL 8/12	103,075
111	A	PW-8303	BL 1/2	132,028
112	A	SH-72-5	BL 3/5,8	54,340
113	A	A-80	ALBUSKJELL	76,730
114	A	ST-805	REG 57-62	2682,502
115	A	NERC-83	FELT 8,9	135,554
116	A	ANO-81	HOD	248,398
117	A	EL-8084	BL 1/3,7/12	140,533
118	A	TO-8401	BL 25/4,24/6	168,108
119	A	TO-8605	BL 30/10	563,399
120	A	ST-8410	BL 8/3	592,514
121	A	ST-8629	FELT 12	1033,074
122	A	SH-84-1	FELT 25-31	957,388
123	A	SG-8603	BL 25/6	1406,246
124	A	NH-8603	BL 25/1	338,168
125	A	EL-8603	BL 25/2	139,030
126	A	BN16-86	BL 15/6	331,105
127	A	ST-8516	BL 31/11	570,020
128	A	ST-8502	BL 15/12	505,055
129	A	SBP-85	BL 26/4	565,747
130	A	NA-85	BL 16/10	460,576
131	A	M85-16	BL 15/2,3	20,000
132	A	EL-8504	BL 25/4	962,803
133	A	EL-8503	BL 25/2,5	1654,389
134	A	BP-85-1	BL 34/8	293,181
135	A	PSL-84	BL 16/11	612,945
136	A	ST-8315	BL 16/10	699,141
137	A	SH-83-2	BL 30/11	252,862
138	A	EL-8302	BL 16/6	529,731
139	A	E-83	BL 16/7	454,945
140	A	ST-8215	BL 15/9	99,800
141	A	NH-8204	BL 15/5	154,004
142	A	ST-8004	BL 15/6,9,12	293,107
143	A	ST-8107-GE	FELT 17	2109,984
144	A	ST-8104	BL 15/8	50,779
145	A	SH-81	BL 30/11	577,033
146	A	P-1712-81	BL 17/12	519,839
150	A	EL-8602	BL 30/10	110,000
151	A	TO-8506	BL 24/6,25/4	265,000
152	A	BVI-85	BL 15/2	302,479
153	A	NH-8408	BL 16/10	477,000
154	A	EL-8303	BL 25/4	559,219
155	A	ST-8202	FELT 26,27	259,170
156	A	ST-8201	FELT 26,27	5200,253
157	A	ST-8108	FELT 7	1566,000
158	A	SH-82-2	BL 30/11	353,459
159	A	ST-8122	BL 15/9,16/47	1020,340
160	A	E-82	BL 16/7	308,573
161	A	EL-8206	BL 15/3	1539,390
162	A	MOB-81-3	BL 17/3,4,11	511,656
163	A	ST-8209	BL 15/8	389,000
164	A	NH-8006	BL 15/2	470,649
165	A	ST-8236	BL 15/12	49,494
166	A	SH-82-1	BL 31/2	69,438
167	A	CN-8525	BL 25/7	1157,936
168	A	ST-508	BL 15/5	289,799
169	A	NH-753	BL 15/5	633,000
170	A	ST-8114	BL 30/6,9	31,448
171	A	NH-8406	BL 30/9	109,613
172	A	ST-507	BL 15/2	245,119
173	A	EL-580	BL 15/3	1120,380
174	A	ST-8107-WE	FELT 16,17	937,803
175	A	ST-8118	BL 8/3	356,812
176	A	ST-8619	BL 8/3	78,531
177	A	SH-74-2	BL 17/11	450,270
178	A	PSE-78-1	BL 17/12	381,374
179	A	SB-81	STORD BASIN	2314,596

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
182	A	A35-10-83	BL. 35/10	374,051
183	A	EL-8184	BL. 25/7,10	471,882
184	A	EL-8202	BL. 25/1	431,191
185	A	EL-8304	BL. 34/7	522,899
186	A	EL-8284	BL. 25/7,10	375,177
187	A	G-8102-82	BL. 35/10	36,054
188	A	M-82	FELT 9,10,16	426,240
189	A	NH-8107	BL. 31/4	47,109
190	A	MOB-81-1	FELT 24,25	334,000
191	A	MOB-81-4	BL. 31/8	69,000
192	A	MOB-81-5	FELT 35,36	306,724
193	A	SH-8107	BL. 31/2	168,000
194	A	NSE-81	SYD 62	1253,738
195	A	SG-8232	BL. 34/8	1603,171
196	A	ST-8125	FELT 26,31,32	252,670
197	A	SG-8278	SYD62	496,000
198	A	UH-81	UTSIRAHIGH	883,824
199	A	SH-76-1	BL. 25/12	257,552
200	A	SH-76	BL. 30/11	305,872
201	A	SH-84-2	FELT 34	970,211
202	A	AN30-77	BL. 30/2,3,6	835,608
203	A	CSSC-77	BL. 30/10	503,680
204	A	EL-780	BL. 25/4	366,661
205	A	EL-781	BL. 25/3,4,5	231,475
205	A	EL-782	BL. 25/3,4,5	231,475
206	A	EL-783	BL. 15/3	68,766
207	A	NH-752	BL. 30/7	656,000
208	A	ST-8121	BL. 30/6	20,031
209	A	ST-8123	FELT 30,31,32	47,116
210	A	ST-8105	BL. 15/12	49,057
211	A	NH-760	BL. 15/8	72,192
212	A	CSSC-78	BL. 34/5,7,8	436,887
213	A	SH-77	BL. 25/5	135,781
214	A	SH-77-2	BL. 34/2,5	119,943
215	A	SH-77-1	FELT 30,31	177,785
216	A	EL-580-78	BL. 30/7	22,136
217	A	NH-852	BL. 30/7	428,000
218	A	PSE-78	BL. 8/3	46,340
219	A	ST-810	BL. 24/12	29,328
220	A	MOB-79-1	FELT 16,17	268,560
221	A	PG-1611-77	BL. 16/11	202,116
222	A	SH-79-2	BL. 30/11	235,517
223	A	SH-79-4	BL. 31/2	599,478
224	A	NH-954	FELT 30,31	1059,640
225	A	ST-906	BL. 9/2,3	490,372
226	A	ST-908	BL. 25/7	454,177
227	A	ST-909	FELT 31,32	1061,465
228	A	ST-910	FELT 34,35	586,466
229	A	ST-913	BL. 30/6,9	274,831
230	A	BP80-043	BL. 29/6,30/4	108,000
231	A	EL-8082	FELT 26	1231,765
232	A	NH-80-04	BL. 31/8,9	137,838
233	A	NH-80-05	BL. 35/10,12	967,005
234	A	NH-8002	BL. 33/5	28,000
235	A	NH-8004	BL. 31/8,9	128,322
236	A	NH-8005	BL. 35/10,12	92,234
237	A	NH-8008	BL. 16/7	654,888
238	A	NSE-80	SYD62	1504,247
239	A	SH-8007-ORG	FELT 31/32	3952,116
240	A	CNST-82	SYD FOR60	2589,000
241	A	TLGS-80	SYD 62	3938,069
242	A	CGT-81	CENT.GRABEN	2803,000
243	A	NH-8415	BL. 30/7	266,264
244	A	ST-8404	BL. 6/3,7/1	1005,516
245	A	SH-87-2	BL. 30/5,6	75,502
246	A	SG-8710	BL. 6507/6	827,280
247	A	SG-8820	BL. 34/4	296,559

Pakke	Undersøkelse	Område	Kilometer i pakken	
248	A	EL-8305	FRIGG	363,701
249	A	F-83	BL. 24/6	417,816
250	A	MN-83	BL. 34/7,11	555,260
251	A	MN-83-1	BL. 24/6	157,837
252	A	NH-8366	BL. 31/3	118,578
253	A	SH-7982-83	BL. 31/2	38,931
254	A	SH-83	BL. 34/7	570,624
255	A	SH-83-1	BL. 25/2,5	111,646
256	A	ST-8312	BL. 30/2,3	65,564
257	A	ST-8317	BL. 24/6,25/4	57,897
258	A	SG-8330	BL. 35/3	71,108
259	A	T-8301	BL. 34/7	278,035
260	A	EL-8402	BL. 25/1,2	391,908
261	A	MN-84	BL. 35/11	161,652
262	A	MN-84-1	BL. 25/5,7	299,278
263	A	MN-84-2	BL. 34/8,9,10	686,339
264	A	NAG-84	BL. 34/8	225,564
265	A	NH-8405	BL. 34/8	227,801
266	A	ST-8401	BL. 25/7	656,345
267	A	ST-8405	BL. 34/8,10	241,127
268	A	SG-8595	BL. 30/12	772,232
269	A	ST-8609	BL. 8/3	71,365
270	A	ST-8626	BL. 9/2	489,488
271	A	NH-8702-3D	BL. 2/12	25566,007
273	A	ST-608	BL. 15/5	298,667
274	A	SVT-83	VIKINGTHROUGHG	5764,000
275	A	NSDP-84	REG 56-62	725,000
276	A	SF-77	STATFJORD	549,000
277	A	ST-606	BL. 34/4	1114,000
1	B	SH-84	BL. 6407/9	1238,985
2	B	CN-8502	HALTENBANKEN	1002,000
3	B	NH-8102	TRÆNABANKEN	4699,883
4	B	BP-83	HALTENBANKEN	923,962
5	B	SG-8158	BL. 6507/11,12	236,813
6	B	SG-8258	BL. 6507/11,12	436,561
7	B	SG-8271	BL. 6407/2	638,185
8	B	ST-8110	TRØNDELAV VEST	280,384
9	B	ST-8306	HALTENBANKEN	325,840
10	B	EL-8204	TRÆNABANKEN	2934,451
11	B	ST-8217	TRÆNABANKEN	464,058
12	B	ST-8407	BL. 6609/5	422,139
13	B	EL-8502	NORDLAND 2	652,803
14	B	PW-83	BL. 6609/7	1056,637
15	B	SG-8445	BL. 6507/12	93,613
16	B	SG-8458	BL. 6507/11	162,952
17	B	SG-8558	BL. 6507/11	144,511
18	B	SG-8558-1	BL. 6507/11	92,074
19	B	SG-8658	BL. 6507/11	173,572
20	B	ST-8002	BL. 6507/7,8,9	214,532
21	B	ST-8102	BL. 6507/7,8,9	893,371
22	B	ST-8616	BL. 6407/4	202,161
23	B	ST-8634	BL. 6406/6	240,648
24	B	MN-84-3	BL. 6407/7	647,282
25	B	NH-8411	FRØYABANKEN	289,429
26	B	ST-8403	HALTENBANKEN	926,372
27	B	MN-85-1	NORDLAND2	574,398
28	B	SH-85-1	HALTENVEST	558,463
29	B	NH-8609	BL. 6407/7	171,704
30	B	SH-86-2	BL. 6407/9	154,269
31	B	NE-85A	BL. 6607/08	779,96
32	B	AE-86	BL. 6607/5	679,728
33	B	NH-8409	HALTENBANKEN	423,178
34	B	SG-8710	BL. 6507/6	827,000
35	B	UB-8204	TRÆNABANKEN	1348,000
36	B	UIO-JM-86	JANMAYEN	3186,000
37	B	SH-87-9	BL. 6407/8	236,000
38	B	MG-86	BL. 6407/5	156,000

## 7.2 OVERSIKT OVER DISTRIBUSJON AV FRIGITTE DATA OG DATA-SAMMENSTILLINGER

Borehullsarkivet har mottatt og behandlet 212 bestillinger i løpet av året. 151 av disse var for film/papirkopier av logger. Det ble bestilt 5 391 logger fra 751 brønner. I tillegg ble det mottatt 18 bestillinger på digitale kjerneanalyser fra 168 brønner og retningsdata fra to brønner. Totalt frigav borehullsarkivet data fra 1 020 brønner i 1994.

Dataforvaltningsavdelingens distribusjon av digitale datasammenstillinger har øket betydelig i 1994. 125 digitale datasammenstillinger er blitt solgt fra direktoratet direkte eller fra underleverandører, mot 63 i 1993. De mest

vanlige er brønnlister (lete- og utvinningsbrønner), utvinningstillatelser (nåværende og historiske), leteområder og blokker, rørledninger, installasjoner, feltomriss, oversikt over markedstilgjengelig seismikk og andre sammenstillinger som er oppgitt i Oljedirektoratets publikasjonsliste. I tillegg er flere spesielle sammenstillinger laget på bestilling.

Oljedirektoratets kontinentalsokkelkart ble utgitt i to versjoner i 1994. En mindre versjon ble utdelt på ONS-messen. Kartene ble for første gang interaktivt produsert fra Oljedirektoratets ILGI database. Dette har åpnet nye muligheter for kartproduksjon i Oljedirektoratets regi. Der har vært stor etterspørsel etter kart i forskjellige versjoner internt i Oljedirektoratet og fra oljerelatert industri.

Tabell 7.2.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	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	434
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	205
<b>Norskehavet</b>																														
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	5	87
Avgrensning																		1	6	5	4	1	1	1			2		21	
<b>Barentshavet</b>																														
Undersøkelse															2	3	4	5	7	7	2	5	4	4	1	3	3	2	52	
Avgrensning																		1											1	
<b>Totalt leteboring</b>																														
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	26	24	36	32	35	30	26	24	18	21	26	34	29	20	18	573
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	227
<b>Letebrønner</b>	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	800
<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	989
<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	1789

## 7.3 STATISTIKK OVER LETEBORINGSAKTIVITETEN

Det er per 31. desember 1994 påbegynt 800 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 573 undersøkelsesbrønner og 227 avgrensingsbrønner.

758 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 39 brønner er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert 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 20 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a.

Antall operasjonsdager per selskap i 1994 er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Per 30.11.1994 er det boret 2 577 818 meter ved leteboring, av dette 72 205 meter i 1994. Gjennomsnitt totaldyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1994 er 3 371 meter.

Letebrønn 1/6-1, som ble boret til planlagt dyp i 1992, er den hittil dypeste brønn på norsk sokkel. Shell var operatør, og totaldypet for denne brønnen var 5 567 meter RKB (5 542 meter msl).

Den lengste brønnbanen for en letebrønn boret hittil er 2/12-2 S, som ble boret av Norsk Hydro i 1990. Brønnbanen var 5 757 meter, men brønnen var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som brønn 1/6-6. Gjennomsnitt vanddyp for letebrønner boret i 1994 var 185 m. Det største vanddyp det hittil er boret på i norsk sektor er 523 meter. Letebrønnen var 6607/5-2 og ble boret i 1991 med Esso som operatør.

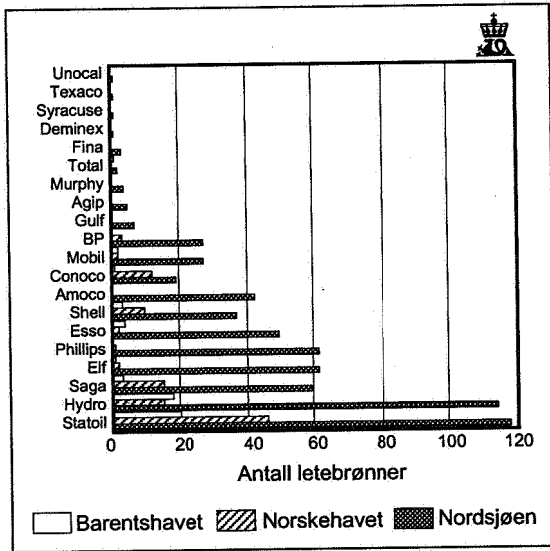
Figur 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanddypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1994.

For boringer på norsk sokkel er det benyttet 76 forskjellige boreinnretninger, 9 under 2 forskjellige navn. Av disse er 52 av typen halvt nedsenkbare, 15 oppjekkable, 5 boreiskip og 4 faste innretninger.

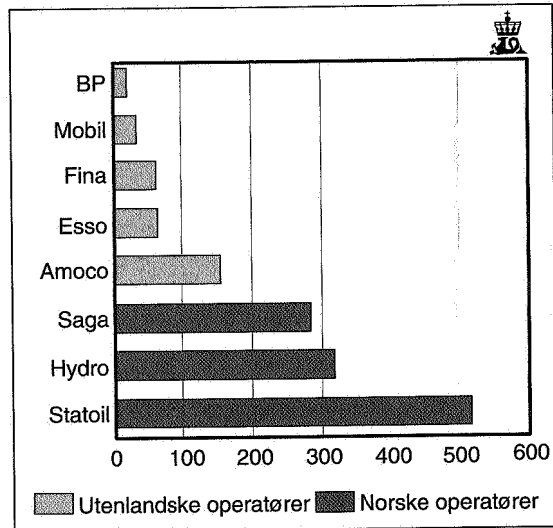
I 1994 har 12 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring på norsk sokkel.

Tabell 7.3.a til 7.3.e inneholder statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

**Figur 7.3.a**  
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



**Figur 7.3.b**  
Operasjonsdager per operatør



**Tabell 7.3.b**  
Letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	68	50	118	40	6	46	19	1	20	127	57	184
Hydro	77	37	114	13	2	15	18		18	108	39	147
Phillips	41	20	61	1		1				42	20	62
Elf	44	17	61	2		2				47	17	64
Saga	48	11	59	15		15	3		3	66	11	77
Esso	29	20	49	2		2	4		4	35	20	55
Shell	26	11	37	5	5	10	3		3	34	16	50
Amoco	28	14	42							28	14	42
Conoco	19		19	4	8	12	1		1	24	8	32
Mobil	18	9	27	2		2	2		2	22	9	31
BP	13	14	27	3		3				16	14	30
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	5		5							5		5
Deminex	1		1							1		1
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Fina	2	1	3							2	1	3
Undersøkelse	434			87			52			573		
Avgrensning		205			21			1			227	
Letebrønner			639		108				53			800

U = undersøkelsesbrønner  
A = avgrensingsbrønner  
L = letebrønner

**Tabell 7.3.c**  
**Letebrønner påbegynt i 1994 (Regionalt fordelt)**

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	4		4	2		2				6		6
Hydro	3	1	4	1		1				4	1	5
Phillips												
Elf												
Saga	2	1	3							3	1	4
Esso	1		1							1		1
Shell												
Amoco	2		2							2		2
Conoco												
Mobil	1		1							1		1
BP				1		1				1		1
Gulf												
Murphy												
Total												
Agip												
Deminex												
Syracuse												
Texaco												
Unocal												
Fina		1	1							1		1
Undersøkelse	13			5						18		
Avgrensning		3									3	
Letebrønner			16			5						21

U = undersøkelsesbrønner

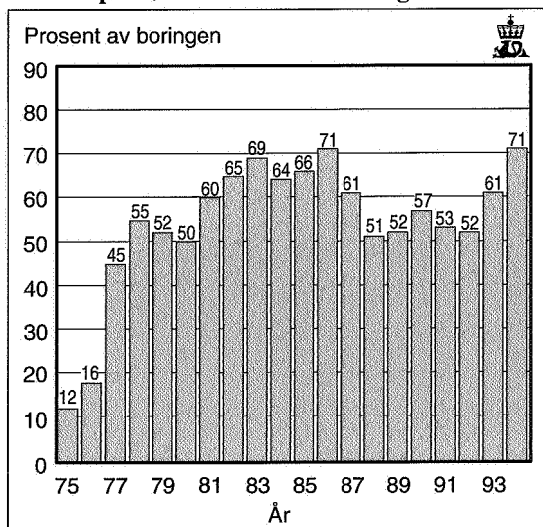
A = avgrensingsbrønner

L = letebrønner

**Tabell 7.3.d**  
**Gjennomsnitt vanddyb og boredyp**

År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)
1966	94	3 015
1967	100	2 682
1968	81	3 303
1969	74	3 276
1970	92	2 860
1971	79	3 187
1972	78	3 742
1973	85	3 075
1974	106	3 163
1975	106	3 173
1976	108	3 314
1977	104	3 450
1978	110	3 432
1979	157	3 444
1980	179	3 209
1981	164	3 243
1982	163	3 457
1983	192	3 287
1984	212	3 247
1985	224	3 367
1986	234	3 248
1987	236	3 386
1988	248	3 598
1989	188	3 331
1990	156	3 619
1991	194	3 639
1992	225	3 560
1993	185	3 474
1994	185	3 371

**Figur 7.3.c**  
**Norske operatørers andel av leteboringen**



Tabell 7.3.e

Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1994

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (var Norjarl)	7		«
Borgny Dolphin (var Fernstar)	27	8	«
Borgsten Dolphin (var Haakon Magnus)	9		«
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (var Deepsea Driller)	27		Halvt nedsenkbar
Chris Cheney	2		«
Deepsea Bergen	41	3	«
Deepsea Saga	16	3	«
Drillmaster	5	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbare
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Stena	22	1	Halvt nedsenkbar
Endeavour	2		Oppjekkbare
Glomar Biscay II (var Norskald)	39	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbare
Gulftide	3		«
Henry Goodrich	2		Halvt nedsenkbar
Hunter (var Treasure Hunter)	6	3	«
Kolskaya		1	Oppjekkbare
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbare
Mærsk Gallant	2		«
Mærsk Giant	1		«
Mærsk Guardian	3	1	«
Mærsk Jutlander	4	1	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbare
Neptune 7 (var Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		«
Nortrym	32	3	«
Ocean Tide	5		Oppjekkbare
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		«
Ocean Viking	28	1	«
Ocean Voyager	2		«
Odin Drill	3		«
Orion	7		Oppjekkbare
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	31	6	«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	31	8	«
Ross Rig	29		«
Ross Rig (ny)	26	3	«
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo 5	1		Halvt 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	«
Transocean 8	15	2	«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Prospect	1	1	«
Treasure Saga	47	4	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	24	5	«
Vildkat Explorer	27	5	«
Vinni	5		«
Waage Drill I	2		«
West Alpha (var Dyvi Alpha)	22	2	«
West Delta (var Dyvi Delta)	37	5	«
West Vanguard	33	11	«
West Venture	12	2	«
West Vision	1		«
Yatzy	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbare
Zapata Nordic	5		«
Zapata Umland	5	1	Halvt nedsenkbar
	795	91	
I tillegg er 5 letebrønner boret fra faste innretninger:			
Cod innretningen	1	1	
Ekofisk B	1		
Sleipner A	1		
Veslefrikk A	2		
	800	92	

Tabell 7.3.f

## Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1994

R = gjenåpning, X = oppgitt av tekniske årsaker, S = skråboret, A, B, C = sideboret ny brønn

Letebrønner	Till.nr Utv.till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Letebrønn type Kompletterings- klassifikasjon	Vanddyp (angitt i meter) KBE i meter	Total dyp Alder på totaldyp	
2/07-29	765	L	56 18 43.62	93.09.18	BP	Undersøkelsesbrønn	72	4900
	145		03 04 55.28	94.01.06	Mærsk Guardian	Olje	41	Perm
24/09-05	778	L	59 29 06.52	93.12.07	Fina	Undersøkelsesbrønn	123	2860
	150		01 55 10.82	94.01.26	West Delta	Olje	29	Kritt
30/09-15	773	L	60 22 18.63	93.12.07	Hydro	Undersøkelsesbrønn	104	2764
	104		02 55 24.80	94.01.05	West Vanguard	Olje	23	Jura
34/08-11	780	L	61 21 46.94	93.12.10	Hydro	Avgrensningsbrønn	332	3140
	120		02 27 37.54	94.02.08	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Jura
6608/10-04	776	L	66 02 25.26	93.12.15	Statoil	Undersøkelsesbrønn	379	2800
	128		08 09 41.74	94.03.06	Ross Isle	Olje/Gass	23	U.Jura
7128/04-01	779	L	71 32 27.33	93.12.17	Statoil	Undersøkelsesbrønn	370	2530
	180		28 04 54.08	94.02.26	Ross Rig	Olje/Gass	24	Pre-Cambr.
9/02-04	S 775	L	57 49 07.48	93.12.25	Statoil	Avgrensningsbrønn	92	4417
	114		04 31 10.74	94.04.11	Deepsea Bergen	Suspendert	23	M.Jura
30/03-06	S 777	L	60 46 57.87	93.12.26	Statoil	Undersøkelsesbrønn	175	6085
	052		02 53 51.96	94.04.20	Veslefrikk A	Suspendert	34	U.Jura
30/12-01	774	L	60 08 44.30	94.01.06	Hydro	Undersøkelsesbrønn	113	3641
	171		02 51 06.54	94.03.07	West Vanguard	Tørt hull	22	Jura
3/04-01	781	L	56 40 53.56	94.01.11	Amoco	Undersøkelsesbrønn	44	3107
	006		04 15 39.09	94.02.26	Mærsk Gallant	Tørt hull	45	Perm
24/09-06	782	L	59 29 01.50	94.02.01	Fina	Avgrensningsbrønn	123	2255
	150		01 57 27.14	94.03.07	West Delta	Olje	29	Tertiær
15/09-20	S 787	L	58 22 01.89	94.02.16	Statoil	Undersøkelsesbrønn	82	3624
	046		01 54 31.98	94.04.03	Sleipner A	Reklass. til prod.	78	
2/04-18	R 762	L	56 41 57.72	94.02.19	Saga	Undersøkelsesbrønn	68	5301
	146		03 09 44.24	94.07.10	Mærsk Guardian	Hydrokarboner	42	Jura
34/07-23	S 783	L	61 20 24.89	94.02.22	Saga	Undersøkelsesbrønn	246	2889
	089		02 04 31.54	94.04.03	Vildkat Explorer	Olje	25	Jura
2/11-10	S 784	L	56 10 35.49	94.02.28	Amoco	Undersøkelsesbrønn	72	4090
	033		03 27 36.57	94.06.14	Mærsk Giant	Reklass. til prod.	47	Kritt
6507/02-03	785	L	65 51 59.90	94.03.14	Hydro	Undersøkelsesbrønn	355	3972
	122		07 39 58.88	94.05.05	West Vanguard	Spor av olje	22	Jura
33/09-17	786	L	61 27 18.58	94.04.02	Mobil	Undersøkelsesbrønn	227	3233
	172		01 50 45.79	94.05.04	Treasure Saga	Tørt hull	26	M.Jura
34/07-23	A 788	L	61 20 24.89	94.04.03	Saga	Avgrensningsbrønn	246	3412
	089		02 04 31.54	94.05.20	Vildkat Explorer	Olje/Gass	24	Jura
30/06-19	R 511	L	60 42 58.03	94.05.15	Hydro	Avgrensningsbrønn	136	3304
	053		02 54 54.18	94.05.25	West Vanguard	Olje/Gass	25	Jura
34/04-08	790	L	61 35 04.02	94.05.22	Saga	Undersøkelsesbrønn	363	3110
	057		02 10 09.73	94.06.21	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	Trias
30/06-22	R 578	L	60 43 57.26	94.05.27	Hydro	Avgrensningsbrønn	179	3336
	053		02 58 53.12	94.06.02	West Vanguard	Olje	25	U.Jura
30/06-21	R 537	L	60 38 34.88	94.06.04	Hydro	Avgrensningsbrønn	112	3100
	053		02 43 47.60	94.06.12	West Vanguard	Olje/Gass	25	U.Jura
30/09-16	789	L	60 15 10.35	94.06.14	Hydro	Undersøkelsesbrønn	101	3550
	104		02 45 00.84	94.08.08	West Vanguard	Olje/Gass	22	U.Jura
6306/06-01	791	L	63 30 01.45	94.06.22	Statoil	Undersøkelsesbrønn	283	1317
	198		06 49 14.42	94.07.05	Ross Rig	Tørt hull	22	Grunnfjell
34/07-16	R2 640	L	61 23 13.06	94.06.23	Saga	Undersøkelsesbrønn	287	2980
	089		02 06 58.84	94.07.05	Vildkat Explorer	Olje	25	Trias
34/07-19	R 698	L	61 23 38.96	94.07.06	Saga	Avgrensningsbrønn	286	2800
	089		02 05 31.46	94.07.12	Vildkat Explorer	Olje	24	U.Jura
34/11-01	792	L	61 04 44.46	94.07.07	Stavanger	Undersøkelsesbrønn	191	4580
	193		02 30 22.74	94.10.25	Ross Rig	Gass/Kondensat	24	U.Jura
25/08-05	S 793	L	59 27 27.10	94.07.21	Esso	Undersøkelsesbrønn	128	3420
	027		02 21 52.15	94.09.21	Dyvi Stena	Suspendert. Olje	25	Trias
25/11-18	794	L	59 09 08.45	94.08.10	Hydro	Avgrensningsbrønn	128	1875
	169		02 28 28.79	94.10.24	West Vanguard	Olje	22	Kritt
6204/11-01	795	L	62 11 16.70	94.10.12	Statoil	Undersøkelsesbrønn	199	2966
	175		04 23 57.80	94.11.14	Deepsea Bergen	Olje/Gass	23	Trias
6407/08-02	796	L	64 17 00.63	94.10.19	BP	Undersøkelsesbrønn	318	1950
	158		07 31 25.28	94.11.25	Dyvi Stena	Olje/Gass	25	Trias
6406/02-01	798	L	64 52 15.16	94.10.30	Saga	Undersøkelsesbrønn	278	
	199		06 36 21.40	00.00.00	Ross Rig		24	
30/08-01S	797	L	60 27 46.96	94.11.01	Hydro	Undersøkelsesbrønn	96	
	190		02 38 06.53	00.00.00	Treasure Saga		26	
33/09-18	799	L	61 15 40.78	94.11.16	Statoil	Undersøkelsesbrønn	145	3253
	037		01 56 07.73	94.12.20	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	
33/09-18	A 800	L	61 15 40.78	94.12.12	Statoil	Undersøkelsesbrønn	145	
	037		01 56 07.73	00.00.00	Deepsea Bergen		23	



**Tabell 7.3.g**  
**Boreaktivitet på Svalbard**

Letebrønn (lokalitet)	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver Boreentreprenør	Total dypde meter	KB elev. over msl meter
7714/2-1 Grønnfjorden I (Nordenskiöld Land)	77 57 34 14 20 36	09.06.63 13.06.64 26.06.65 26.06.67	05.09.63 26.08.64 08.09.65 12.08.67	287	Norsk Polar Navigasjon	971,60	7,50
7715/3-1 Ishøgda I (Van Mijenfjorden)	77 50 22 15 58 00	01.08.65	15.03.66	277	Amoseas Ltd Caltex-gruppen Peter Bowden Drilling	3304,00	18,00
7714/3-1 Bellsund I (Fridtjofsbreen) Berzelivsdalen	77 47 00 14 46 00	23.08.67 29.06.68 07.07.69 10.07.74 16.07.75 22.08.80 01.07.81	02.09.67 21.08.68 16.08.69 18.09.74 20.09.75 05.09.80 10.08.81	299*	Norsk Polar Navigasjon	405,00	
7625/7-1 Hopen I (Hopen)	76 26 57 25 01 45	11.08.71	29.09.71	50	Norske Fina A/S Fina-gruppen Forasol	908,00	9,10
7722 /3-1 Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10 22 41 50	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex-gruppen Forasol	2823,00	84,00
7721/6-1 Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33 21 50 00	29.06.72	12.10.72	108	Norske Fina a/s Fina-gruppen Westburne International Drilling Ltd	2351,00	144,60
7811/2-1 Kvadehuken I (Brøggerhalvøya)	78 57 03 11 23 23	01.09.72 21.04.73	10.11.72 19.06.73	112	Norsk Polar Navigasjon  Terratest a.s/ Parker Drilling Co.	479,00	
7625/5-1 Hopen II (Hopen)	76 41 15 25 28 00	20.06.73	20.10.73	123	Norsk Fina A/S Fina-gruppen Westburne International Drilling Ltd	2840,30	314,70
7811/2-2 Kvadehuken II (Brøggerhalvøya)	78 55 32 11 33 11	18.08.73 22.03.74	19.11.73 16.06.74	186	Norsk Polar Navigasjon  Terratest a.s.	394,00	
7811/5-1 Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36 11 28 40	15.08.74	01.12.74	109	Norsk Polar Navigasjon  Terratest a.s	1113,50	5,00
7815/10-1 Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07 00 15 02 00	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol « «	3180,00	12,00

Letebrønn (lokalitet)	Posisjon Nord Øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver Boreentreprenør	Total dypde meter	KB elev. over msl meter
7617/1-1 Tromsøbreen I (Haketangen)	76 52 30 17 05 30	11.09.76 13.06.77	22.09.76 19.09.77	109	Norsk Polar Navigasjon  Terratest a.s	990,00	6,70
7617/1-2 Tromsøbreen II (Haketangen)	76 52 31 17 05 38	20.07.87 13.06.88	30.10.87 24.08.88	175	Tundra A/S/Polargas Prospektering KB Norsk Polar Navigasjon Deutag Drilling	2337,00	6,70
7715/1-1 Vassdalen II (Van Mijenfjord)	77 49 57 15 11 15	22.01.85	1)		Trust Arktikugol « «	2481,00	15,13
7715/1-2 Vassdalen III (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	30.03.88	01.11.89		Trust Arktikugol « «	2352,00	15,13
7816/12-1 Reindalspasset-1 (Spitsbergen)	78 03 28 16 56 31	17.01.91	18.04.91		Norsk Hydro a.s Store Norske Spitsbergen Kullkompani Deutag/Aker Drilling	2315,00	182,50
7814/12-1 Kapp Laila 1 (Noprdenskiøld Land)	78 06 52 14 43 38	22.02.94	08.05.94		Store Norske Spitsbergen Kullkompani Trust Arktikugol SNSK	503,50	15,00

\*) Boringen er ikke endelig avsluttet

1) Boringen ble avsluttet på grunn av boretekniske problemer

## 7.4 STATISTIKK OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 989 utvinningsbrønner på norsk sokkel. 451 er produksjonsbrønner og 163 er vann- eller gassinjeksjonsbrønner. 357 er ute av drift, suspendert for senere komplettering eller nedstengt av andre grunner. Brønnene er boret fra 49 innretninger.

18 utvinningsbrønner var under boring per 31. desember 1994.

Figur 7.4.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1994. Det produseres/injiseres per 31.12.94 fra 31 felt, som utgjør 45 innretninger.

4 nye felt er satt i produksjon i 1994. Disse er Gullfaks Vest, Lille-Frigg, Staffjord Øst og Tordis. 3 felt er ferdigprodusert; Nordøst Frigg, Odin og Mime. I tillegg er F-innretningen på Albuskjell nedstengt.

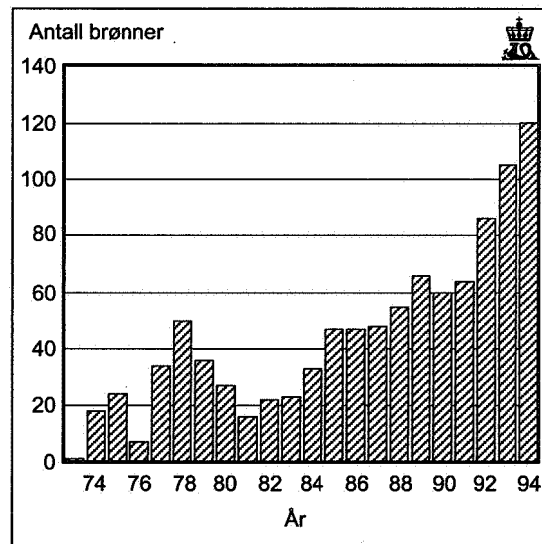
Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 7.4.b. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper. De første utvinningsbrønnene på Trollfeltet og Staffjord Nord ble påbegynt i 1994.

I 1994 er det per 31.12.94 påbegynt 120 utvinningsbrønner på 20 felt. 38 av brønnene er boret fra 9 forskjellige flyttbare innretninger.

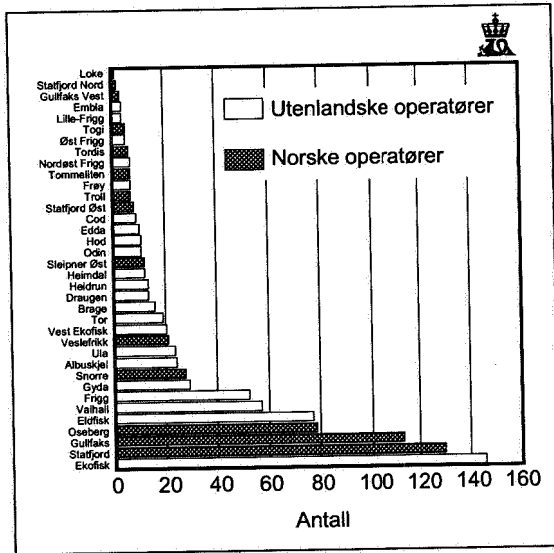
Utvinningsbrønner fordelt på innretninger er vist i figur 7.4.d. Opplysninger om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.4.b og 7.4.c.. Figur 7.4.e viser en over-

sikt over utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger.

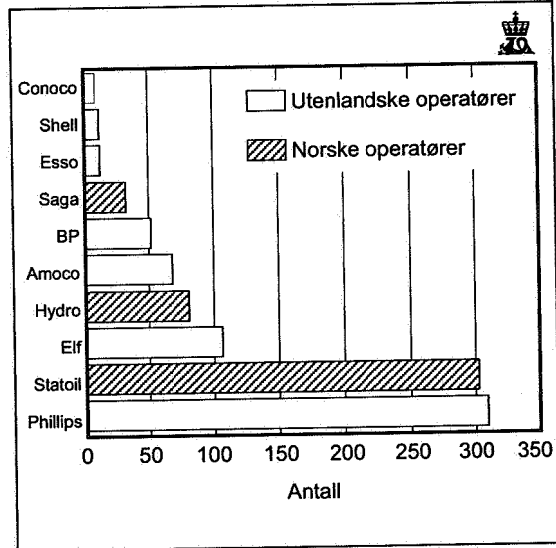
Figur 7.4.a  
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-1994



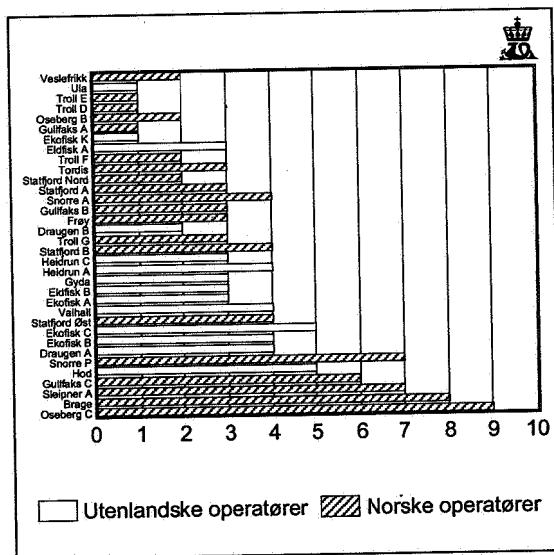
**Figur 7.4.b**  
Utvinningsbrønner per felt



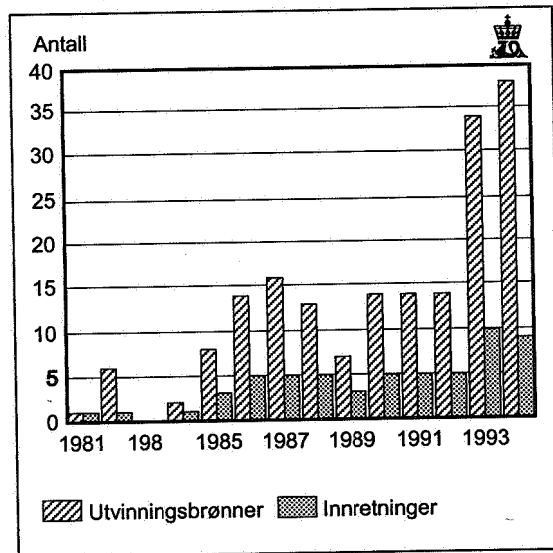
**Figur 7.4.c**  
Utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper



**Figur 7.4.d**  
Utvinningsbrønner boret i 1994 fordelt på innretninger



**Figur 7.4.e**  
Utvinningsbrønner boret fra flyttbare innretninger



**Tabell 7.4.a**  
**Utvinningsboring**

Felt/innretning	Boret	1994	Produserer			Inj/Obs	Borer	Stengt/Susp.
			Olje	Kond.	Gass			
Albuskjell A	11			7				4
Albuskjell F	13							13
Brage	16	8	8			3	1	4
Cod	9			3				6
Draugen A	8	4	4			1		3
Draugen B	3	2				2		1
Draugen C	2					2		
Edda	10		5					5
Ekofisk A	34	3	22					12
Ekofisk B	41	4	23			2		16
Ekofisk C	33	5	19			3	1	10
Ekofisk K	29	1				27	1	1
Ekofisk W	8					8		
Eldfisk A	40	2	21				1	18
Eldfisk B	37	3	19					18
Embla	4		4					
Frigg (UK)	24							24
Frigg	28				15			13
Frøy	7	3					1	6
Gullfaks A	52	1	28			13		11
Gullfaks B	35	3	18			9	1	7
Gullfaks C	26	6	15			5	1	5
Gullfaks Vest	3		1					2
Gyda	29	3	14			9	1	5
Heidrun A	10	4					1	9
Heidrun C	3	3						3
Heimdal	12			5				7
Hod	11	5	5					6
Lille-Frigg	4		3					1
Loke	1				1			
N-Ø Frigg	7							7
Odin	11							11
Oseberg B	47	3	20			8	1	18
Oseberg C	32	9	12			7	1	12
Sleipner A	10	7			7	2	1	
Sleipner D	2				2			
Snorre A	10	4	4			3	1	2
Snorre P	18	7	8			6	1	3
Statfjord A	50	3	25			13		12
Statfjord B	44	4	28			12	1	3
Statfjord C	35		20			11		4
Statfjord Nord	2	2					1	1
Statfjord Øst	8	4		4				4
TOGI	5				5			
Tommeliten	7			6				1
Tor	19		10			2		7
Tordis	6	3	3				1	2
Troll D	1	1						1
Troll E	1	1						1
Troll F	2	2					1	1
Troll G	3	3						3
Ula	23	1	8			7		8
Valhall	57	4	27			1		29
V. Ekofisk	20			7				13
Veslefrikk	21	2	11			7		3
Øst Frigg A	3				3			
Øst Frigg B	2				1			1
<b>989</b>	<b>120</b>		<b>385</b>	<b>32</b>	<b>34</b>	<b>163</b>	<b>18</b>	<b>357</b>

**Tabell 7.4.b**  
**Utvinningsbrønner avsluttet eller påbegynt 1994**

Till.nr	Utvinningsbrønn		Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
697 P	25/02-C-01	H	92.02.25	94.05.07	ELF	MÆRSK JUTLANDER
748 P	25/02-C-02	H	92.10.19	94.03.25	ELF	MÆRSK JUTLANDER
813 P	25/05-A-01		93.05.16	94.03.26	ELF	TREASURE SAGA
824 P	33/09-M-01	H	93.07.07	94.07.05	STATOIL	TREASURE PROSPECT
831 P	33/09-M-02	H	93.08.13	94.08.01	STATOIL	TREASURE PROSPECT
828 P	2/08-A-10	B	93.09.22	94.01.07	AMOCO	VALHALL
843 P	34/07-P-17		93.09.29	94.01.15	SAGA	SNORRE P
839 P	34/07-I-01	H	93.10.15	94.06.01	SAGA	VILDKAT EXPLORER
845 P	33/09-A-27	A	93.10.21	94.03.09	STATOIL	STATFJORD A
855 P	6407/09-C-02	H	93.10.24	94.01.07	SHELL	DYVI STENA
847 P	2/04-C-13	A	93.11.03	94.01.01	PHILLIPS	EKOFISK C
856 P	15/09-A-28		93.11.05	94.01.01	STATOIL	SLEIPNER A
859 P	30/03-A-19		93.11.09	94.01.02	STATOIL	VESLEFRIKK A
857 P	34/07-A-10	H	93.11.09	94.01.01	SAGA	SCARABEO 5
861 P	6407/09-C-01	H	93.11.11	94.01.20	SHELL	DYVI STENA
863 P	33/12-B-16	A	93.11.20	94.01.10	STATOIL	STATFJORD B
865 P	2/01-A-30	A	93.11.21	94.05.16	BP	GYDA
853 P	2/04-B-21	A	93.12.02	94.01.07	PHILLIPS	EKOFISK B
868 P	30/09-B-30		93.12.03	94.09.17	HYDRO	OSEBERG B
867 P	30/06-C-22		93.12.04	94.01.19	HYDRO	OSEBERG C
869 P	6507/07-A-35		93.12.13	94.01.11	CONOCO	TRANSOCEAN 8
837 P	34/10-C-18		93.12.15	94.02.19	STATOIL	GULLFAKS C
875 P	30/09-B-48		93.12.22	94.06.08	HYDRO	OSEBERG B
864 P	25/05-A-04		93.12.23	94.03.03	ELF	TREASURE SAGA
877 P	31/04-A-23		93.12.26	94.02.19	HYDRO	BRAGE
871 P	34/07-I-03	H	93.12.26	94.07.19	SAGA	VILDKAT EXPLORER
878 P	34/10-B-29	B	93.12.26	94.05.03	STATOIL	GULLFAKS B
872 P	15/09-A-26		94.01.04	94.02.15	STATOIL	SLEIPNER A
879 P	34/07-A-03	H	94.01.04	94.03.23	SAGA	SCARABEO 5
880 P	33/09-K-03	H	94.01.06	94.04.05	STATOIL	TREASURE PROSPECT
882 P	34/10-B-30		94.01.07	94.06.17	STATOIL	GULLFAKS B
885 P	6507/07-A-17		94.01.11	94.02.19	CONOCO	TRANSOCEAN 8
870 P	33/12-B-15		94.01.12	94.03.19	STATOIL	STATFJORD B
866 P	34/07-P-12		94.01.18	94.04.08	SAGA	SNORRE P
873 P	2/04-C-12	A	94.01.18	94.03.08	PHILLIPS	EKOFISK C
874 P	2/07-B-19	A	94.01.23	94.04.17	PHILLIPS	EKOFISK B
881 P	30/06-C-24		94.01.25	94.03.27	HYDRO	OSEBERG C
883 P	2/04-B-24	A	94.01.28	94.05.05	PHILLIPS	EKOFISK B
630 P	2/01-A-13		94.01.31	00.00.00	BP	GYDA
884 P	33/09-K-02	H	94.02.04	94.03.30	STATOIL	TREASURE PROSPECT
887 P	2/08-A-07	B	94.02.04	94.05.09	AMOCO	VALHALL
891 P	34/10-C-21		94.02.19	94.07.11	STATOIL	GULLFAKS C
890 P	31/04-A-07		94.02.19	94.04.15	HYDRO	BRAGE
889 P	6507/07-A-50		94.02.19	94.03.16	CONOCO	TRANSOCEAN 8
930 P	2/11-A-05		94.02.28	94.08.02	AMOCO	MÆRSK GIANT
902 P	34/10-C-22		94.03.01	94.04.04	STATOIL	GULLFAKS C
876 P	6407/09-A-01		94.03.07	94.05.23	SHELL	DRAUGEN
900 P	31/02-G-04	H	94.03.18	00.00.00	HYDRO	POLAR PIONEER
897 P	30/03-A-21		94.03.19	94.11.11	STATOIL	VESLEFRIKK A
888 P	6407/09-B-02	H	94.03.22	94.04.08	SHELL	DYVI STENA
896 P	34/07-A-02	H	94.03.24	94.04.29	SAGA	SCARABEO 5
893 P	33/09-A-02	A	94.03.24	94.05.27	STATOIL	STATFJORD A
904 P	15/09-A-24		94.03.27	94.05.21	STATOIL	SLEIPNER A
898 P	2/04-C-08	A	94.03.28	94.04.29	PHILLIPS	EKOFISK C
892 P	30/06-C-24	A	94.03.28	94.04.25	HYDRO	OSEBERG C
901 P	6507/07-A-38		94.03.30	94.04.27	CONOCO	TRANSOCEAN 8
905 P	33/12-B-12		94.04.02	94.05.25	STATOIL	STATFJORD B
894 P	34/10-C-20		94.04.05	94.09.26	STATOIL	GULLFAKS C
903 P	33/09-K-01	H	94.04.07	94.04.25	STATOIL	TREASURE PROSPECT
908 P	6407/09-B-05	H	94.04.10	94.05.15	SHELL	DYVI STENA
895 P	34/07-P-07		94.04.11	94.06.13	SAGA	SNORRE P
906 P	7/12-A-08	A	94.04.13	94.06.24	BP	ULA
899 P	2/04-A-06	A	94.04.16	94.05.20	PHILLIPS	EKOFISK A
909 P	31/04-A-13		94.04.16	94.06.12	HYDRO	BRAGE
911 P	31/02-F-06	H	94.04.19	94.05.14	HYDRO	POLAR PIONEER
912 P	33/09-K-01	A H	94.04.25	94.05.30	STATOIL	TREASURE PROSPECT

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
913 P	2/11-A-07	94.04.28	94.06.14	AMOCO	MÆRSK GIANT
910 P	30/06-C-23	94.05.02	94.06.06	HYDRO	OSEBERG C
916 P	31/02-G-03 H	94.05.15	94.08.01	HYDRO	POLAR PIONEER
917 P	2/01-A-32	94.05.20	94.08.21	BP	GYDA
915 P	15/09-A-09	94.05.23	94.06.12	STATOIL	SLEIPNER A
920 P	6407/09-A-06	94.05.24	94.07.25	SHELL	DRAUGEN
919 P	6507/07-C-02 H	94.05.27	94.06.18	CONOCO	TRANSOCEAN 8
907 P	2/04-B-22 A	94.05.29	94.07.01	PHILLIPS	EKOFISK B
914 P	2/04-C-11 A	94.06.01	94.06.25	PHILLIPS	EKOFISK C
886 P	15/09-A-22	94.06.01	94.06.13	STATOIL	SLEIPNER A
921 P	34/10-A-42	94.06.06	94.09.15	STATOIL	GULLFAK A
924 P	30/06-C-17	94.06.06	94.07.01	HYDRO	OSEBERG C
918 P	2/07-B-08 A	94.06.10	94.09.20	PHILLIPS	ELDFISK B
928 P	2/11-A-07 A	94.06.14	94.07.01	AMOCO	MÆRSK GIANT
922 P	34/07-P-14	94.06.16	94.07.14	SAGA	SNORRE P
926 P	31/04-A-08	94.06.17	94.08.07	HYDRO	BRAGE
929 P	34/07-I-05 A H	94.06.18	94.10.13	SAGA	SCARABEO 5
932 P	6507/07-C-03 H	94.06.19	94.07.15	CONOCO	TRANSOCEAN 8
923 P	2/08-A-30 A	94.06.21	94.08.24	AMOCO	VALHALL
925 P	33/09-A-31 A	94.06.23	94.10.24	STATOIL	STATFJORD A
939 P	30/06-C-17 A	94.07.01	94.07.14	HYDRO	OSEBERG C
935 P	15/09-A-27	94.07.02	94.08.27	STATOIL	SLEIPNER A
938 P	2/11-A-01 B	94.07.09	94.07.25	AMOCO	HOD
934 P	2/04-A-11 B	94.07.12	94.08.05	PHILLIPS	EKOFISK A
941 P	30/06-C-17 B	94.07.14	94.08.29	HYDRO	OSEBERG C
940 P	34/07-P-38	94.07.14	94.08.26	SAGA	SNORRE P
936 P	6507/07-C-01 H	94.07.15	94.07.30	CONOCO	TRANSOCEAN 8
933 P	33/12-B-42	94.08.02	94.11.02	STATOIL	STATFJORD B
943 P	2/11-A-05 A	94.08.02	94.09.16	AMOCO	MÆRSK GIANT
931 P	31/02-G-04 A H	94.08.02	94.12.20	HYDRO	POLAR PIONEER
946 P	31/04-A-08 A	94.08.07	94.08.29	HYDRO	BRAGE
952 P	2/08-A-30 B	94.08.24	94.09.27	AMOCO	VALHALL
951 P	2/01-A-11	94.08.25	94.10.16	BP	GYDA
949 P	2/04-A-15 B	94.08.26	94.09.21	PHILLIPS	EKOFISK A
945 P	2/04-B-18 A	94.08.27	94.09.20	PHILLIPS	EKOFISK B
957 P	15/09-A-05	94.08.28	94.11.11	STATOIL	SLEIPNER A
947 P	30/06-C-02	94.08.30	94.09.22	HYDRO	OSEBERG C
955 P	31/04-A-26	94.08.31	94.09.24	HYDRO	BRAGE
956 P	31/02-B-03 H	94.09.02	00.00.00	HYDRO	POLAR PIONEER
960 P	33/09-E-01 H	94.09.12	94.10.27	STATOIL	TREASURE PROSPECT
950 P	34/10-B-31	94.09.15	94.12.14	STATOIL	GULLFAKS B
944 P	6407/09-A-02	94.09.18	94.11.04	SHELL	DRAUGEN
964 P	31/04-A-25	94.09.25	94.10.15	HYDRO	BRAGE
948 P	30/09-B-06	94.09.25	94.11.27	HYDRO	OSEBERG B
961 P	25/05-A-05	94.09.28	94.11.01	ELF	MÆRSK GALLANT
962 P	31/02-E-06 H	94.09.29	94.10.25	HYDRO	POLAR PIONEER
927 P	2/04-C-09 A	94.09.29	94.11.02	PHILLIPS	EKOFISK C
959 P	30/06-C-26	94.09.30	94.12.18	HYDRO	OSEBERG C
942 P	2/07-B-15 A	94.10.04	94.12.14	PHILLIPS	ELDFISK B
937 P	34/10-C-23	94.10.05	94.11.01	STATOIL	GULLFAKS C
958 P	2/04-A-02 A	94.10.08	94.12.28	PHILLIPS	EKOFISK A
966 P	34/07-P-14 A	94.10.09	94.11.21	SAGA	SNORRE P
970 P	31/04-A-14	94.10.18	94.11.25	HYDRO	BRAGE
953 P	34/07-I-04 H	94.10.21	94.11.21	SAGA	VILDKAT EXPLORER
969 P	31/02-D-06 H	94.10.26	94.12.09	HYDRO	POLAR PIONEER
972 P	34/07-A-07 H	94.10.26	94.11.20	SAGA	SCARABEO 5
968 P	33/09-E-02 H	94.10.28	00.00.00	STATOIL	TREASURE PROSPECT
967 P	2/07-A-13 A	94.11.02	94.12.19	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
965 P	2/08-A-16 D	94.11.02	94.12.07	AMOCO	VALHALL
973 P	25/05-A-06	94.11.02	94.12.21	ELF	MÆRSK GALLANT
977 P	34/10-C-23 A	94.11.02	94.11.23	STATOIL	GULLFAKS C
974 P	6407/09-A-02 A	94.11.05	94.12.01	SHELL	DRAUGEN
954 P	15/09-A-21	94.11.11	00.00.00	STATOIL	SLEIPNER A
975 P	2/04-C-06 B	94.11.16	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK C
976 P	30/03-A-06 A	94.11.21	94.12.25	STATOIL	VESLEFRISK A
984 P	34/07-A-08 H	94.11.21	00.00.00	SAGA	SCARABEO 5
981 P	34/07-I-02 H	94.11.22	00.00.00	SAGA	VILDKAT EXPLORER
980 P	34/10-C-24	94.11.24	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS C
985 P	34/07-P-31	94.11.27	94.12.31	SAGA	SNORRE P

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
986 P	31/04-A-18	94.11.27	00.00.00	HYDRO	BRAGE
979 P	30/09-B-06 A	94.11.28	94.12.25	HYDRO	OSEBERG B
971 P	33/09-A-21	94.12.02	94.12.21	STATOIL	STATFJORD A
982 P	33/12-B-33	94.12.06	00.00.00	STATOIL	STATFJORD B
983 P	6507/07-A-14	94.12.15	00.00.00	CONOCO	TRANSOCEAN 8
978 P	34/10-B-32	94.12.15	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS B
987 P	2/04-K-06	94.12.19	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK K
990 P	30/06-C-26 A	94.12.20	00.00.00	HYDRO	OSEBERG C
994 P	25/05-A-06 A	94.12.22	00.00.00	ELF	MÆRSK GALLANT
992 P	2/07-A-07 B	94.12.27	00.00.00	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
991 P	30/09-B-34	94.12.25	00.00.00	HYDRO	OSEBERG B
996 P	34/07-P-31 A	94.12.31	00.00.00	SAGA	SNORRE P

Tabell 7.4.c

## Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
879 P	34/07-A-03 H	94.01.04	94.03.23	SAGA	SCARABEO 5
880 P	33/09-K-03 H	94.01.06	94.04.05	STATOIL	TREASURE PROSPECT
885 P	6507/07-A-17	94.01.11	94.02.19	CONOCO	TRANSOCEAN 8
884 P	33/09-K-02 H	94.02.04	94.03.30	STATOIL	TREASURE PROSPECT
889 P	6507/07-A-50	94.02.19	94.03.16	CONOCO	TRANSOCEAN 8
930 P	2/11-A-05	94.02.28	94.08.02	AMOCO	MÆRSK GIANT
900 P	31/02-G-04 H	94.03.18	94.12.20	HYDRO	POLAR PIONEER
888 P	6407/09-B-02 H	94.03.22	94.04.08	SHELL	DYVI STENA
896 P	34/07-A-02 H	94.03.24	94.04.29	SAGA	SCARABEO 5
901 P	6507/07-A-38	94.03.30	94.04.27	CONOCO	TRANSOCEAN 8
903 P	33/09-K-01 H	94.04.07	94.04.25	STATOIL	TREASURE PROSPECT
908 P	6407/09-B-05 H	94.04.10	94.05.15	SHELL	DYVI STENA
911 P	31/02-F-06 H	94.04.19	94.05.14	HYDRO	POLAR PIONEER
912 P	33/09-K-01 A H	94.04.25	94.05.30	STATOIL	TREASURE PROSPECT
913 P	2/11-A-07	94.04.28	94.06.14	AMOCO	MÆRSK GIANT
916 P	31/02-G-03 H	94.05.15	94.08.01	HYDRO	POLAR PIONEER
919 P	6507/07-C-02 H	94.05.27	94.06.18	CONOCO	TRANSOCEAN 8
928 P	2/11-A-07 A	94.06.14	94.07.01	AMOCO	MÆRSK GIANT
929 P	34/07-I-05 A H	94.06.18	94.10.13	SAGA	SCARABEO 5
932 P	6507/07-C-03 H	94.06.19	94.07.15	CONOCO	TRANSOCEAN 8
936 P	6507/07-C-01 H	94.07.15	94.07.30	CONOCO	TRANSOCEAN 8
943 P	2/11-A-05 A	94.08.02	94.09.16	AMOCO	MÆRSK GIANT
931 P	31/02-G-04 A H	94.08.02	94.09.01	HYDRO	POLAR PIONEER
956 P	31/02-B-03 H	94.09.02	00.00.00	HYDRO	POLAR PIONEER
960 P	33/09-E-01 H	94.09.12	94.10.27	STATOIL	TREASURE PROSPECT
961 P	25/05-A-05	94.09.28	94.11.01	ELF	MÆRSK GALLANT
962 P	31/02-E-06 H	94.09.29	94.10.25	HYDRO	POLAR PIONEER
953 P	34/07-I-04 H	94.10.21	94.11.21	SAGA	VILDKAT EXPLORER
969 P	31/02-D-06 H	94.10.26	94.12.09	HYDRO	POLAR PIONEER
972 P	34/07-A-07 H	94.10.26	94.11.20	SAGA	SCARABEO 5
968 P	33/09-E-02 H	94.10.28	00.00.00	STATOIL	TREASURE PROSPECT
967 P	2/07-A-13 A	94.11.02	94.12.19	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
973 P	25/05-A-06	94.11.02	94.12.21	ELF	MÆRSK GALLANT
984 P	34/07-A-08 H	94.11.21	00.00.00	SAGA	SCARABEO 5
981 P	34/07-I-02 H	94.11.22	00.00.00	SAGA	VILDKAT EXPLORER
982 P	6507/07-A-14 H	94.12.15	00.00.00	CONOCO	TRANSOCEAN 8
994 P	25/05-A-06 A	94.12.22	00.00.00	ELF	MÆRSK GALLANT
992 P	2/07-A-07 B	94.12.27	00.00.00	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN

## 7.5 MÅLENHETER FOR OLJE OG GASS

Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerne ISO-standardbetingelser (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.

Tidligere har Oljedirektoratet angitt (jmfør Oljedirektoratets årsberetninger 1975-93) at for svært mange olje- og gassammensetninger på norsk sokkel vil energien i 1 tonn olje omtrent tilsvare energien i 1 000 Sm<sup>3</sup> gass. Fram til og med 1993 oppga derfor Oljedirektoratet de samlede ressursanslagene i tonn oljeekvivalenter (t.o.e.), slik at 1 t.o.e. tilsvarte 1 tonn olje eller 1 000 Sm<sup>3</sup> gass.

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

gass. Basert på en nærmere gjennomgang av brennverdiene for kjente olje- og gassammensetninger på norsk sokkel, har Oljedirektoratet kommet til at energiinnholdet i gjennomsnitt tilsvarer energiinnholdet i 1 Sm<sup>3</sup> olje.

Fra og med 1.1.1995 har Oljedirektoratet derfor valgt å oppgi de samlede petroleumsressursene i Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (Sm<sup>3</sup> o.e.). Når vi skal summere eller sammenligne olje- og gassmengder vil vi derfor benytte følgende omregning fra og med 1.1.1995:

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.

Omregning fra vektenhet NGL til Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter er derimot noe mer komplisert, 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. Dette er basert på at energiinnholdet i 1 tonn av en gjennomsnittlig NGL/kondensatblanding fra norsk sokkel tilsvarer energiinnholdet i 0,769 Sm<sup>3</sup> olje.

Denne nye omregningsmåten for konvertering av olje og gass til Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter har klare fordeler. For det første kan de oppgitte tallverdiene for olje (millioner Sm<sup>3</sup>) og gass (milliarder Sm<sup>3</sup>) summeres direkte. NGL-anslagene må regnes om, men dette gjelder i hovedsak kun for felt. For det andre vil det bli lettere å sammenligne Oljedirektoratets totale ressursanslag med andre anslag.

## 7.6 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1994 180,4 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> o.e. Produksjonen i 1993 var 160,8 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> o.e. I tabellene 7.6.a - 7.6.y og i figurene 7.6.a og 7.6.b er produksjonen nærmere framstilt. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.6.a norsk andel av produksjonen. I tabellene for olje er NGL inkludert for Brage, Ekofiskområdet, Embla, Gullfaks, Gyda, Hod, Murchison, Sleipner Øst, Snorre, Statfjord, Statfjord Øst, Tommeliten Gamma, Tordis, Ula, Valhall og Veslefrikk. Tallene for gass i tabell 7.6.a angir solgte mengder for alle felt.

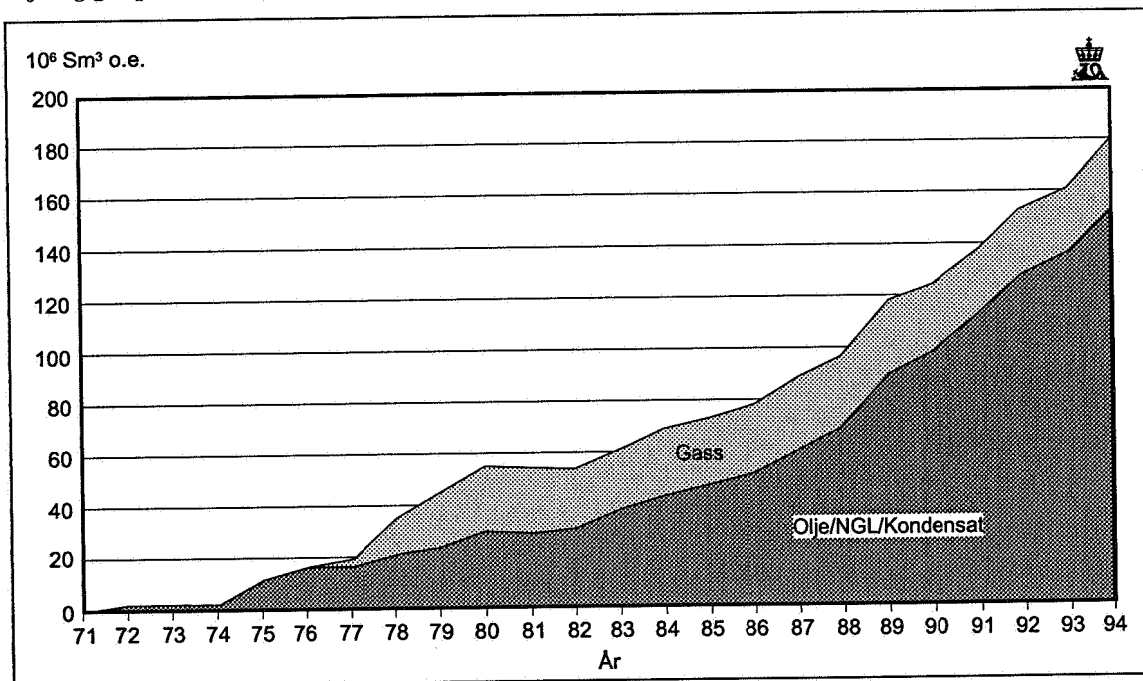
I tallene for Brage, Friggområdet, Gullfaks, Heimdal, Sleipner, Snorre, Statfjord, Statfjord Øst, Tordis og Veslefrikk er kondensat inkludert.

**Tabell 7.6.a**  
**Produksjon i millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter**

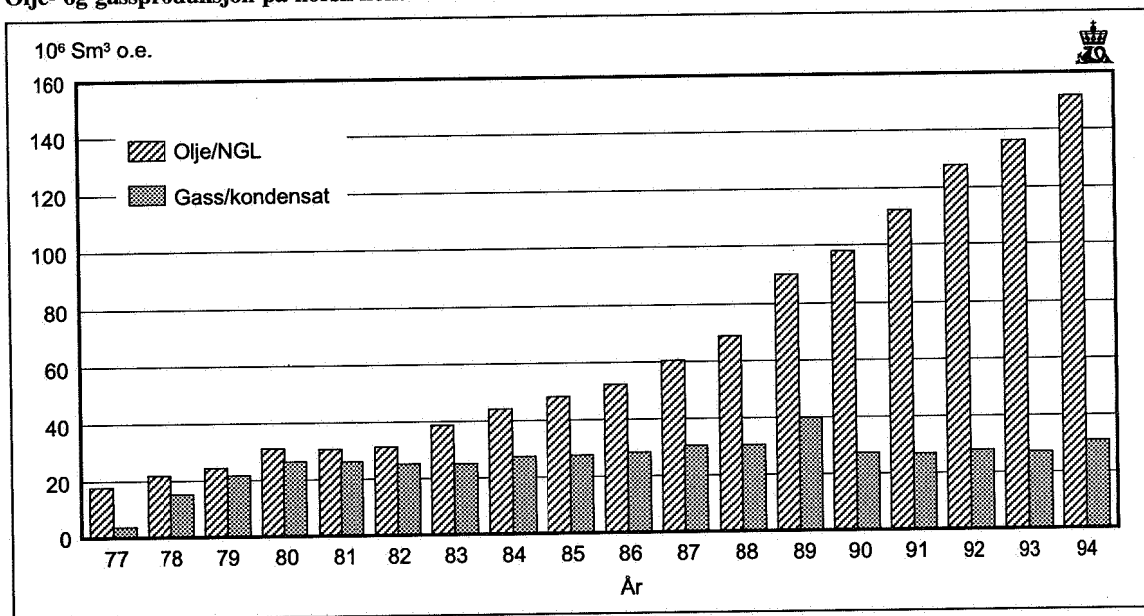
1994	Olje/NGL	Gass/kond.	Sum
Brage	5,463	0,200	5,663
Draugen	3,887	0,000	3,887
Ekofisk-området	13,782	7,169	20,951
Embla	1,478	0,428	1,906
Frigg-området	0,388	3,202	3,590
Gamma Nord	0,155	0,000	0,155
Gullfaks	30,564	2,088	32,652
Gullfaks Vest	0,472	0,000	0,472
Gyda	4,069	0,475	4,544
Heimdal	0,000	3,742	3,742
Hod	0,642	0,139	0,781
Murchison	0,233	0,004	0,237
Oseberg	29,056	0,000	29,056
Sleipner Øst			
(inkludert Loke)	1,232	6,247	7,479
Snorre	10,244	0,514	10,758
Statfjord	32,591	3,323	35,914
Statfjord Øst	0,619	0,034	0,653
Tommeliten Gamma	0,337	0,993	1,330
Tordis	1,581	0,097	1,678
Troll	0,061	0,000	0,061
Ula	5,698	0,349	6,047
Valhall	3,266	0,667	3,933
Veslefrikk	4,611	0,268	4,879
Sum 1994	150,429	29,939	180,368
Sum 1993	134,757	26,080	160,837
Sum 1992	126,545	26,679	153,224
Sum 1991	111,050	25,826	136,876
Sum 1990	97,169	26,309	123,478
Sum 1989	88,567	29,519	118,086
Sum 1988	67,197	29,202	96,404
Sum 1987	59,004	28,963	87,967
Sum 1986	50,845	26,673	77,518
Sum 1985	46,665	26,259	72,924



Figur 7.6.a  
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971-1994



Figur 7.6.b  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-1994



**Tabell 7.6.b.**  
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofiskområdet

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	1169	817	1,0	99	1066	109	596
FEB	1046	715	0,5	88	955	96	538
MAR	1136	761	1,2	97	1040	104	546
APR	1113	740	1,0	88	1020	99	553
MAI	1176	769	0,5	87	1085	102	520
JUN	1145	738	1,0	87	1050	98	596
JUL	1167	771	1,2	85	1086	86	614
AUG	788	468	1,7	47	738	52	364
SEP	1302	814	1,8	84	1199	106	668
OKT	1364	857	1,1	92	1272	116	727
NOV	1353	826	0,4	93	1252	115	717
DES	1373	839	1,0	94	1267	117	729
ÅRSSUM	14132	9115	12,1	1041	13030	1200	7168

**Tabell 7.6.c.**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Friggområdet

1994	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Gass St.Fergus	Stabil olje Sture	Kondensat St.Fergus
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	376	1	0	8	377		2
FEB	353	1	0	8	351		2
MAR	386	1	0	9	382		2
APR	391	1	0	9	389		2
MAI	379	36	1	9	377	26	2
JUN	268	58	1	9	255	59	2
JUL	212	54	1	8	200	55	1
AUG	53	2	0	1	58	2	0
SEP	244	51	2	1	237	52	1
OKT	145	62	2	1	129	64	1
NOV	229	66	2	1	230	68	1
DES	204	61	1	1	201	63	0
ÅRSSUM	3240	394	10	65	3186	389	16

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82%, Nordøst Frigg, Odin, Øst Frigg og Lille-Frigg 100%.

**Tabell 7.6.d.**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra 30/6 Gamma Nord

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	19	56	0,1	0,1	18
FEB	16	49	0,1	0,1	15
MAR	17	52	0,1	0,3	16
APR	17	55	0,2	0,1	16
MAI	10	29	0,1	0,9	10
JUN	16	48	0,2	0,3	15
JUL	17	55	0,1	0,3	16
AUG	17	59	0,1	0,0	16
SEP	4	14	0,1	0,0	4
OKT	3	5	0,0	0,0	2
NOV	17	50	0,1	0,4	16
DES	14	44	0,2	0,2	13
ÅRSSUM	167	516	1,4	2,7	157

**Tabell 7.6.e.**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1994	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kond. Kårstø	Gass Salg
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	2639	277	7	25	41	209
FEB	2436	255	6	24	38	194
MAR	2697	286	4	26	47	195
APR	2702	284	7	26	42	213
MAI	2795	298	5	26	45	215
JUN	2593	288	5	24	38	133
JUL	2657	290	9	25	39	148
AUG	1369	143	18	12	19	78
SEP	2534	256	5	24	35	163
OKT	2732	280	7	24	36	160
NOV	2547	265	4	23	36	155
DES	2611	278	4	24	34	155
ÅRSSUM	30312	3200	81	283	450	2018

NGL/Kond. Kårstø og gassalgstall er inkludert Gullfaks vest.

**Tabell 7.6.f**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gyda

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	314	45	0,4	3	293	33	37
FEB	270	39	0,3	3	252	28	33
MAR	276	40	0,1	4	258	28	33
APR	282	42	0,1	4	262	28	34
MAI	337	47	0,2	4	312	33	40
JUN	390	53	0,1	4	362	39	44
JUL	382	52	0,2	4	355	35	45
AUG	199	26	0,3	1	184	17	22
SEP	403	53	0,3	3	368	41	45
OKT	443	58	0,5	3	409	46	50
NOV	412	55	0,2	4	380	43	47
DES	408	55	0,2	4	374	42	46
ÅRSSUM	4116	565	3,0	41	3809	413	476

**Tabell 7.6.g**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1994	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Gass Salg	Kondensat Kinneil
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	357	57	0,1	4	344	48
FEB	329	53	0,0	4	315	45
MAR	318	51	0,0	4	300	47
APR	283	46	0,1	4	304	41
MAI	205	33	0,0	3	222	31
JUN	204	33	0,0	3	251	30
JUL	206	33	0,1	3	222	31
AUG	104	17	0,2	2	136	15
SEP	204	33	0,0	3	270	32
OKT	244	40	0,0	3	296	36
NOV	280	45	0,0	3	286	40
DES	315	51	0,0	4	324	45
ÅRSSUM	3049	492	0,5	40	3270	441

**Tabell 7.6.h**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Hod

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	64	15	0,2	1	61	4	14
FEB	47	9	0,1	1	45	3	10
MAR	59	14	0,1	1	56	3	13
APR	56	14	0,1	1	53	3	13
MAI	55	14	0,0	1	52	3	13
JUN	55	13	0,0	1	52	3	12
JUL	60	13	0,1	1	57	3	12
AUG	35	5	0,1	1	33	2	4
SEP	57	15	0,1	1	53	4	15
OKT	59	11	0,1	1	56	4	12
NOV	53	12	0,1	1	50	3	11
DES	52	12	0,1	1	49	3	11
ÅRSSUM	652	147	1,1	12	617	38	140

**Tabell 7.6.i**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks Vest

1994	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN		
FEB		
MAR		
APR		
MAI	39	4
JUN	58	6
JUL	61	7
AUG	25	2
SEP	65	6
OKT	73	7
NOV	73	7
DES	77	8
ÅRSSUM	471	47

**Tabell 7.6.j**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	NGL S.Voe/St.Fer	Gass St.Fergus
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	25	4	0,2	1,2	24	1	1
FEB	23	3	0,1	1,2	22	1	0
MAR	32	4	0,4	1,2	31	1	1
APR	20	3	0,3	0,9	19	0	0
MAI	23	3	0,1	1,2	21	0	0
JUN	10	2	0,5	0,3	9	0	0
JUL	19	3	1,1	0,4	18	0	0
AUG	12	2	0,7	0,3	11	0	0
SEP	18	3	0,9	0,5	17	0	0
OKT	22	3	0,4	0,9	20	0	0
NOV	21	3	0,1	1,1	19	0	1
DES	19	2	0,4	0,9	19	0	1
ÅRSSUM	244	35	5,1	9,9	230	3	4

Tallene er norsk andel av Murchison.

**Tabell 7.6.k**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	Stabil olje Sture
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	2478	346	1	21	2471
FEB	2252	322	1	20	2244
MAR	2440	373	3	20	2434
APR	2334	381	2	20	2321
MAI	2496	399	3	20	2496
JUN	2407	402	2	21	2402
JUL	2488	438	2	21	2479
AUG	2487	427	2	21	2482
SEP	2411	444	3	20	2400
OKT	2457	461	6	20	2450
NOV	2398	409	2	19	2394
DES	2491	398	2	22	2485
ÅRSSUM	29139	4800	29	245	29058

**Tabell 7.6.l**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Snorre

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Olje prod. Stabilisert	Gass Salg	NGL/kond. Kårstø
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	770	80	5	5	762	55	52
FEB	842	88	2	6	837	62	53
MAR	1031	114	2	7	1019	51	62
APR	815	89	6	6	812	19	50
MAI	1046	115	2	7	1044	7	60
JUN	849	87	7	6	849	29	47
JUL	661	62	6	5	653	31	39
AUG	605	60	5	4	601	17	38
SEP	403	40	2	3	400	23	21
OKT	1010	108	5	6	1002	57	66
NOV	878	93	3	6	881	46	55
DES	1003	109	5	7	1012	57	68
ÅRSSUM	9913	1045	50	68	9872	454	611

**Tabell 7.6.m**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1994	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kond. Kårstø	Gass Salg
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	2760	634	6	38	118	281
FEB	2672	618	5	35	110	252
MAR	2904	689	5	38	131	301
APR	2491	588	6	32	109	264
MAI	2655	632	8	35	106	241
JUN	2822	665	6	34	119	251
JUL	2911	669	7	36	110	257
AUG	2746	636	8	34	113	219
SEP	2327	529	8	28	104	198
OKT	2590	623	8	36	113	249
NOV	2409	580	9	34	122	275
DES	2498	619	8	36	138	356
ÅRSSUM	31785	7482	84	416	1393	3144

Tallene er norsk andel av Statfjord.

**Tabell 7.6.n**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten Gamma

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	45	113	29	12	104
FEB	39	98	25	10	90
MAR	43	106	28	11	98
APR	39	101	25	10	93
MAI	39	97	25	10	90
JUN	32	86	20	9	79
JUL	29	80	19	7	74
AUG	17	45	11	4	41
SEP	29	77	19	8	71
OKT	33	90	22	9	83
NOV	36	91	23	10	84
DES	35	94	22	10	86
ÅRSSUM	416	1078	268	110	993

**Tabell 7.6.o**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Troll

1994	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	272	5	0,0	3	5
FEB	318	6	0,0	4	6
MAR	204	4	0,1	2	3
APR	304	6	0,5	4	5
MAI	327	7	0,0	4	7
JUN	324	7	0,0	4	6
JUL	319	7	0,0	4	6
AUG	321	7	0,0	4	6
SEP	312	6	0,0	4	6
OKT	258	6	0,0	4	5
NOV	296	6	0,0	4	5
DES	54	1	0,0	1	1
ÅRSSUM	3309	68	0,6	42	61

**Tabell 7.6.p**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	596	48	0,4	6	570	40	37
FEB	511	41	0,6	5	489	35	31
MAR	472	38	0,3	5	449	33	29
APR	553	45	0,3	5	527	37	35
MAI	539	43	0,6	6	514	36	33
JUN	544	45	0,2	5	523	36	34
JUL	520	43	0,4	5	501	30	34
AUG	201	16	0,4	2	193	11	12
SEP	451	37	0,8	5	430	29	28
OKT	427	35	3,8	5	411	28	23
NOV	448	37	0,5	5	428	29	28
DES	443	37	0,4	5	421	29	27
ÅRSSUM	5705	465	8,7	59	5456	373	351

**Tabell 7.6.q**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	285	64	0,7	5	272	14	59
FEB	254	56	0,5	5	243	13	51
MAR	277	58	0,3	5	264	14	54
APR	254	54	0,4	5	241	13	50
MAI	297	64	0,3	5	284	14	60
JUN	277	62	0,2	5	265	13	57
JUL	281	64	0,6	5	269	13	59
AUG	162	31	0,8	3	155	8	28
SEP	285	57	0,4	5	271	13	53
OKT	308	68	0,4	5	295	15	63
NOV	320	71	0,3	6	305	17	66
DES	308	71	0,4	5	292	16	66
ÅRSSUM	3308	720	5,3	59	3156	163	666

**Tabell 7.6.r**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Veslefrikk

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass salg	Stabil olje Sture
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	363	51	1	3	24	35	365
FEB	343	48	1	4	22	33	342
MAR	368	45	1	4	22	28	368
APR	343	45	2	4	20	20	341
MAI	384	56	2	4	24	4	388
JUN	400	49	0	4	22	15	403
JUL	367	45	2	4	20	14	366
AUG	256	31	1	2	15	10	256
SEP	411	50	1	4	21	15	413
OKT	407	49	2	4	22	26	407
NOV	381	47	1	4	22	27	380
DES	417	50	1	4	23	26	415
ÅRSSUM	4440	566	15	45	257	253	4444

**Tabell 7.6.s**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Brage

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass salg	Stabil olje Sture
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	415	25	1	3	12	17	408
FEB	388	25	0	4	13	16	386
MAR	424	27	1	4	14	18	419
APR	409	26	0	4	13	14	402
MAI	467	29	1	4	14	15	463
JUN	464	29	0	4	15	14	459
JUL	482	34	1	4	17	16	477
AUG	480	32	0	4	16	14	474
SEP	467	32	0	4	15	15	462
OKT	477	33	1	4	16	19	473
NOV	465	32	0	4	17	18	459
DES	478	30	2	4	14	18	469
ÅRSSUM	5416	354	7	47	164	194	5351

**Tabell 7.6.t**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Embla

1994	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL Teesside	Gass salg	Stabil olje Teesside
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	155	47	0	0	10	44	148
FEB	140	43	0	0	9	40	132
MAR	147	44	0	0	10	41	139
APR	134	42	0	0	9	39	127
MAI	128	37	0	0	8	34	121
JUN	122	39	0	0	8	36	116
JUL	120	39	0	0	7	37	115
AUG	26	8	0	0	1	7	25
SEP	123	38	0	0	7	35	118
OKT	129	40	0	0	9	38	123
NOV	133	42	0	0	9	39	127
DES	131	42	0	0	9	39	124
ÅRSSUM	1488	461	0	0	96	429	1415

**Tabell 7.6.u**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Draugen

1994	Olje prod. Stabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	139	6	4	1
FEB	35	1	1	1
MAR	66	2	1	1
APR	165	7	2	3
MAI	127	5	1	2
JUN	316	14	1	3
JUL	341	18	1	4
AUG	525	29	0	4
SEP	518	29	0	4
OKT	526	29	1	5
NOV	525	27	1	3
DES	604	31	0	3
ÅRSSUM	3887	198	13	34

**Tabell 7.6.v**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Sleipner Øst

1994	Kondensat produksjon	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass Salg
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	285	266	3	9	334	316
FEB	264	249	4	7	283	273
MAR	244	230	5	7	264	253
APR	229	212	4	6	256	248
MAI	323	298	3	9	358	281
JUN	365	335	5	9	402	307
JUL	281	253	2	7	314	264
AUG	198	180	2	5	212	195
SEP	480	426	2	11	485	288
OKT	572	522	1	10	580	484
NOV	559	510	1	10	559	510
DES	550	500	1	10	544	533
ÅRSSUM	4350	3981	33	100	4591	3952

NGL/Kond. Kårstø og salg gass mengder er inkludert Loke.



**Tabell 7.6.w**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Løke

1994	Kondensat produksjon	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN	47	51	0	2
FEB	24	25	0	1
MAR	24	26	1	1
APR	29	31	1	1
MAI	43	46	1	1
JUN	39	42	1	1
JUL	30	34	0	1
AUG	23	25	0	1
SEP	27	31	0	1
OKT	29	32	0	1
NOV	28	31	0	1
DES	22	24	0	0
ÅRSSUM	365	398	4	12

**Tabell 7.6.x**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Tordis

1994	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	Gass Salg
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN						
FEB						
MAR						
APR						
MAI						
JUN	103	11		1		
JUL	135	13		1		7
AUG	82	8		1		6
SEP	229	23		2		6
OKT	309	31	1	2	12	23
NOV	338	33	1	2	13	25
DES	361	34	1	3	15	26
ÅRSSUM	1557	153	3	12	40	93

**Tabell 7.6.y**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Staffjord Øst

1994	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	NGL/Kond. Kårstø	Gass Salg
	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
JAN				
FEB				
MAR				
APR				
MAI				
JUN				
JUL				
AUG				
SEP	6	1		
OKT	129	19	5	10
NOV	214	31	5	11
DES	262	38	5	11
ÅRSSUM	611	89	15	32

## 7.7 RETTIGHETSHAVERE I AKTIVE UTVINNINGSTILLATELSER

Tabell 7.7.

Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser per 31.  
desember 1994

UTV. TILDELT TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
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 A/S O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 % 50,000000 %
006 65/09/01 11/09/01	2/5 2/8 3/4	AMERADA HESS NORGE A/S O AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE A/S. ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	28,333000 % 28,333000 % 15,000000 % 28,333000 %
008 65/09/01 11/09/01	2/6 18/10	O SAGA PETROLEUM A.S.	100,000000 %
009 65/09/01 11/09/01	9/5	O ELF PETROLEUM NORGE A/S. ELF REX NORGE A/S NORSK AGIP A/S PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY TOTAL NORGEA.S	60,392000 % 3,420000 % 5,220000 % 14,780000 % 16,188000 %
011 65/09/01 11/09/01	1/3 1/6	O A/S NORSKE SHELL	100,000000 %
018 65/09/01 11/09/01	1/5 2/4 2/7 7/11	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. ELF REX NORGE A/S NORMINOL A/S NORSK AGIP A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE FINAA/S O PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY TOTAL NORGEA.S	1,000000 % 7,594000 % 0,855000 % 0,304000 % 13,040000 % 6,700000 % 30,000000 % 36,960000 % 3,547000 %
019 65/09/01 11/09/01	7/12	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS CONOCO NORWAY INC. DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S KS PELICAN & CO A/S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION A/S	57,500000 % 10,000000 % 12,500000 % 5,000000 % 15,000000 %
019 B 77/09/12 11/09/01	2/1 7/12 7/12	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS CONOCO NORWAY INC. DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S KS PELICAN & CO A/S NORSKE AEDC A/S NORSKE MOECO A/S	26,625000 % 9,375000 % 50,000000 % 4,000000 % 5,000000 % 5,000000 %
024 69/05/23 15/05/23	25/1	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	20,000000 % 26,420000 % 32,870000 % 20,710000 %
025 69/05/23 15/05/23	15/3	O ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	53,200000 % 10,000000 % 36,800000 %

UTV. TILL.	TILDELT GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
026	69/05/23 15/05/23	25/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	5,000000 % 41,420000 % 32,870000 % 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 A/S O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 % 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 23/05/15	25/10	ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 % 50,000000 %
029	69/05/23 15/05/23	15/6	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000 %
030	69/05/23 15/05/23	30/10	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000 %
031	69/05/23 15/05/23	2/10	NORSK AGIP A/S NORSKE FINA A/S O PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY	18,260000 % 30,000000 % 51,740000 %
032	69/05/30 15/05/30	2/9	AMERADA HESS NORGE A/S O AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE A/S. ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION A/S	25,000000 % 25,000000 % 15,000000 % 25,000000 % 10,000000 %
033	69/05/30 15/05/30	2/11	AMERADA HESS NORGE A/S O AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE A/S. ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	25,000000 % 25,000000 % 25,000000 % 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 21/07/11	25/4	O ELF PETROLEUM NORGE A/S. MARATHON PETROLEUM NORGE A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S UGLAND CONSTRUCTION COMPANY A/S	33,702000 % 46,904000 % 6,920000 % 6,611000 % 5,541000 % 0,322000 %
037	73/08/10 09/08/10	33/9 33/9 33/12	A/S NORSKE SHELL AMERADA HESS NORGE A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 % 1,042000 % 50,000000 % 1,042000 % 10,000000 % 15,000000 % 11,042000 % 1,875000 %
038	75/04/01 11/04/01	15/12 15/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 50,000000 %
040	75/04/01 11/04/01	29/9 30/7 30/7	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 28,800000 % 6,800000 % 14,400000 %

UTV. TILL.	TILDELT GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
043	76/08/06 12/08/06	29/6 30/4	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 50,000000 %
044	76/08/27 12/08/27	1/9	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP A/S NORSKE FINA A/S PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	50,000000 % 9,130000 % 15,000000 % 25,870000 %
046	76/12/03 14/09/03	15/8 15/8 15/9	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	49,600000 % 9,000000 % 30,400000 % 10,000000 % 1,000000 %
048	77/02/18 13/02/18	15/5	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	10,900000 % 50,000000 % 21,800000 % 17,300000 %
050	78/06/16 16/06/30	34/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S.	85,000000 % 9,000000 % 6,000000 %
051	79/04/06 15/04/06	30/2	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 25,000000 % 25,000000 %
052	79/04/06 15/04/06	30/3 30/3	DEMINEX (NORGE) A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE DEMINEX A/S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION A/S TOTAL NORGE A.S	11,250000 % 55,000000 % 9,000000 % 2,250000 % 4,500000 % 18,000000 %
053	79/04/06 17/04/06	30/6 30/6	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S	59,400000 % 9,333000 % 7,000000 % 12,250000 % 7,350000 % 4,667000 %
054	79/04/06 30/09/01	31/2	O A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S TOTAL NORGE A.S	25,900000 % 58,800000 % 3,105000 % 4,900000 % 5,190520 % 2,104480 %
055	79/04/06 17/04/06	31/4	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NESTE PETROLEUM A/S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	46,000000 % 17,600000 % 13,200000 % 23,200000 %
057	79/04/06 15/04/06	34/4	AMERADA HESS NORGE A/S DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S. O SAGA PETROLEUM A.S.	4,900000 % 24,500000 % 41,400000 % 4,900000 % 9,600000 % 14,700000 %
062	81/03/27 21/03/27	6507/11	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S O SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 10,000000 % 5,000000 % 10,000000 % 25,000000 %

UTV. TILDELT TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL	
064	81/03/27 17/03/27	7120/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	50,000000 % 5,000000 % 25,000000 % 15,000000 % 5,000000 %
065	81/08/21 22/01/01	1/3 1/3	A/S NORSKE SHELL BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	15,000000 % 8,333000 % 50,000000 % 16,667000 % 10,000000 %
066	81/08/21 20/01/01	2/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 50,000000 %
067	81/08/21 18/01/01	2/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK AGIP A/S PHILLIPS PETROLEU NORSK A/S	50,000000 % 40,000000 % 10,000000 %
069	81/08/21 18/01/01	7/8	DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S DNO OLJE A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S O NORSKE CONOCO A/S	5,000000 % 50,000000 % 5,000000 % 15,000000 % 25,000000 %
070	81/08/21 18/01/01	7/11 7/11	AMOCO NORWAY OIL COMPANY DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S.	14,700000 % 51,000000 % 24,500000 % 9,800000 %
072	81/08/21 18/01/01	16/7	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	50,000000 % 40,000000 % 10,000000 %
073	82/04/23 18/04/23	6407/1	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 16,667000 % 33,333000 %
074	82/04/23 18/04/23	6407/2	DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM A/S NORSK AGIP A/S O SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 % 50,000000 % 15,000000 % 15,000000 % 10,000000 %
077	82/04/23 18/04/23	7120/7	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S SAGA PETROLEUM A.S. TEXACO EXPLORATION NORWAY A/S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 15,000000 % 10,000000 % 5,000000 % 10,000000 % 10,000000 %
078	82/04/23 18/04/23	7120/9	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 15,000000 % 25,000000 % 10,000000 %
079	82/08/20 18/08/20	30/9	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S.	73,500000 % 16,000000 % 10,500000 %
085	83/07/08 30/09/01	31/3 31/5 31/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S O SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S	82,000000 % 2,000000 % 9,000000 % 6,000000 % 1,000000 %

UTV. TILDELTE TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
085 B	92/09/11 31/9 95/09/11 32/4	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	82,000000 %
		ELF PETROLEUM NORGE A/S.	2,000000 %
		O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	9,000000 %
		O SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S	6,000000 % 1,000000 %
086	84/03/09 6/3 20/03/09	AMERADA HESS NORGE A/S	10,000000 %
		O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	10,000000 %
		NORSKE CONOCO A/S	30,000000 %
088	84/03/09 24/6 22/03/09	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		O TOTAL NORGE A.S	50,000000 %
089	84/03/09 34/7 24/03/09	DEMINEX (NORGE) A/S	2,800000 %
		DEN NORSKE STAT OLJESELSKAP A.S	55,400000 %
		DNO OLJE A/S	0,700000 %
		ELF PETROLEUM NORGE A/S.	5,600000 %
		ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	10,500000 %
		IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S.	9,600000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	8,400000 %
O SAGA PETROLEUM A.S.	7,000000 %		
090	84/03/09 35/11 24/02/09	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	40,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	10,000000 %
091	84/03/09 6406/3 20/03/09	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	45,000000 %
		SAGA PETROLEUM A.S.	5,000000 %
092	84/03/09 6407/6 20/03/09	BRITOLIL NORGE A/S	2,000000 %
		O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		DNO OLJE A/S	8,000000 %
		MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	40,000000 %
093	84/03/09 6407/9 24/03/09	O A/S NORSKE SHELL	21,000000 %
		BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	14,000000 %
		DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	65,000000 %
094	84/03/09 6506/12 24/03/09	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	51,000000 %
		MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	14,700000 %
		NESTE PETROLEUM A/S	9,800000 %
		NORSK AGIP A/S	9,800000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	4,900000 %
TOTAL NORGE A.S	9,800000 %		
095	84/03/09 6507/7 24/03/09	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	75,000000 %
		NESTE PETROLEUM A/S	5,000000 %
		O NORSKE CONOCO A/S	20,000000 %
097	84/03/09 7120/6 20/03/09 7120/6	AMERADA HESS NORGE A/S	11,250000 %
		DEMINEX (NORGE) A/S	10,000000 %
		DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	56,250000 %
		O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	22,500000 %
099	84/03/09 7121/4 20/03/09	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	12,500000 %
		TOTAL NORGE A.S	37,500000 %
100	84/03/09 7121/7 20/03/09	DEMINEX (NORGE) A/S	4,000000 %
		O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
		DNO OLJE A/S	1,000000 %
		ELF PETROLEUM NORGE A/S.	35,000000 %
		SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION A/S	10,000000 %

UTV. TILL.	TILDELT GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
101	85/03/01 22/03/01	16/10	DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK AGIP A/S	5,000000 % 50,000000 % 45,000000 %
102	85/03/01 95/03/01	25/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 30,000000 % 20,000000 %
103	85/03/01 21/03/01	25/7	AMERADA HESS NORGE A/S BRITTOIL NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSKE CONOCO A/S	10,000000 % 10,000000 % 50,000000 % 30,000000 %
104	85/03/01 95/03/01	30/9	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S DNO OLJE A/S NORSK AGIP A/S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 5,000000 % 5,000000 % 30,000000 % 5,000000 % 5,000000 %
107	85/03/01 21/03/01	6407/7	NORSK AGIP A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S A/S NORSKE SHELL O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	10,000000 % 50,000000 % 20,000000 % 20,000000 %
108	85/03/01 22/03/01	7120/1	O A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	40,000000 % 50,000000 % 5,000000 % 5,000000 %
109	85/03/01 22/03/01	7120/2 7120/3	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S	55,000000 % 15,000000 % 20,000000 % 10,000000 %
110	85/03/01 21/03/01 7121/5	7120/5 7121/5	AMERADA HESS NORGE A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE FINA A/S	8,330000 % 50,000000 % 20,000000 % 16,670000 % 5,000000 %
112	85/07/26 21/07/26	25/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 21,800000 % 17,300000 % 10,900000 %
113	85/08/23 21/08/23	2/12	O AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 % 50,000000 %
114	85/08/23 22/08/23	9/2	DEMINEX (NORGE) A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S PETROSAGA AS SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 % 65,000000 % 10,000000 % 15,000000 %
115	85/08/23 21/08/23	9/3	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S DNO OLJE A/S NORSKE CONOCO A/S O TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 5,000000 % 15,000000 % 30,000000 %
116	85/08/23 22/08/23	15/12 15/12	AMERADA HESS NORGE A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S	10,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 30,000000 %

UTV. TILDELTE TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL	
117	85/08/23 22/08/23	25/6	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S AMERADA HESS NORGE A/S NORSKE FINA A/S O SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 10,000000 % 15,000000 % 25,000000 %
120	85/08/23 23/08/23	34/7 34/8	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A.S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 13,000000 % 18,000000 % 13,000000 % 6,000000 %
121	86/02/28 22/02/28	6407/5	BRITTOIL NORGE A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S DNO OLJE A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	2,000000 % 50,000000 % 8,000000 % 20,000000 % 20,000000 %
122	86/02/28 25/02/28	6507/2	AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	10,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 10,000000 % 20,000000 %
124	86/02/28 25/02/28	6507/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S DNO OLJE A/S NESTE PETROLEUM A/S NORSKE CONOCO A/S	60,000000 % 5,000000 % 10,000000 % 25,000000 %
127	86/02/28 23/02/28	6607/12	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. NORSKE FINA A/S	50,000000 % 35,000000 % 15,000000 %
128	86/02/28 96/02/28	6608/10 6608/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S NORSK AGIP A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 10,000000 % 10,000000 % 15,000000 % 15,000000 %
132	87/04/10 23/04/10	6407/10	NORSK AGIP A/S A/S NORSKE SHELL DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	10,000000 % 10,000000 % 10,000000 % 50,000000 % 20,000000 %
134	87/04/10 95/04/10	6506/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S NORSK AGIP A/S TOTAL NORGE A.S.	50,000000 % 10,000000 % 30,000000 % 10,000000 %
135	87/04/10 23/04/10	7124/3 7124/3 7125/1 7125/1	AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O SAGA PETROLEUM A.S.	35,000000 % 50,000000 % 15,000000 %
138	87/05/29 23/05/29	7122/6	AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S O TOTAL NORGE A.S.	8,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 32,000000 %
142	87/05/29 95/05/29	29/9 30/7 30/10	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O ELF PETROLEUM NORGE A/S. SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 40,000000 % 10,000000 %



UTV. TILDELTE TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL	
143	88/07/08 95/07/08	1/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	15,000000 %
			O PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	25,000000 %
			AMOCO NORWAY A/S	10,000000 %
144	88/07/08 95/07/08	1/5 1/6 1/6	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	25,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			O NORSKE CONOCO A/S	25,000000 %
145	88/07/08 24/07/08	1/9 2/7	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	30,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			NORSK AGIP A/S	10,000000 %
			NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	10,000000 %
146	88/07/08 95/07/08	2/4	AMERADA HESS NORGE A/S	10,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			ELF PETROLEUM NORGE A/S.	20,000000 %
			O SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 %
147	88/07/08 95/07/08	3/7 3/8	O A/S NORSKE SHELL	50,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
148	88/07/08 24/07/08	7/4 7/7	AMERADA HESS NORGE A/S	25,000000 %
			AMOCO NORWAY A/S	10,000000 %
			O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			TOTAL NORGE A.S	15,000000 %
150	88/07/08 24/07/08	24/9	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	30,000000 %
			O NORSKE FINA A/S	10,000000 %
			SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 %
152	88/07/08 95/07/08	33/12	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	30,000000 %
			O DEN NORSKE MSTATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S.	10,000000 %
			SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 %
153	88/07/08 95/07/08	35/9 36/7	A/S NORSKE SHELL	12,000000 %
			DEMINEX (NORGE)A/S	8,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	20,000000 %
			PETROSAGA AS	10,000000 %
154	89/03/03 95/03/03	6205/3 6305/12	AMOCO NORWAY A/S	10,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			ELF PETROLEUM NORGE A/S.	10,000000 %
			O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	30,000000 %
156	89/03/03 95/03/03	6406/11	AMERADA HESS NORGE A/S	10,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	20,000000 %
			O SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 %
157	89/03/03 95/03/03	6406/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			DNO OLJE A/S	15,000000 %
			NORSKE CONOCO A/S	10,000000 %
			PETROSAGA AS	10,000000 %
			PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	15,000000 %
158	89/03/03 96/03/03	6407/8	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	36,000000 %
			BRITTOIL NORGE A/S	4,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 %
			TOTAL NORGE A.S	10,000000 %

UTV. TILDELT TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL	
159	89/03/03 96/03/03	6507/3	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 20,000000 % 10,000000 % 20,000000 %
163	91/03/01 97/03/01	2/10 2/10	AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP A/S O SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 30,000000 %
164	91/03/01 97/03/01	2/1 7/12 7/12 8/10	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION A/S	30,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 10,000000 %
166	91/03/01 97/03/01	15/6	A/S NORSKE SHELL O DEMINEX (NORGE) A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	10,000000 % 30,000000 % 60,000000 %
167	91/03/01 97/03/01	16/1	AMOCO NORWAY A/S O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	10,000000 % 50,000000 % 30,000000 % 10,000000 %
168	91/03/01 96/03/01	25/10	AMERADA HESS NORGE A/S BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE FINA A/S	20,000000 % 15,000000 % 50,000000 % 15,000000 %
169	91/03/01 97/03/01	25/8 25/11	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE CONOCO A/S	50,000000 % 10,000000 % 30,000000 % 10,000000 %
170	91/03/01 25/03/01	30/6	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S TOTAL NORGE A.S	50,000000 % 30,000000 % 20,000000 %
171	91/03/01 97/03/01	30/12	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 30,000000 % 20,000000 %
172	91/03/01 25/03/01	33/9 33/9	AMERADA HESS NORGE A/S DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. NORSKE CONOCO A/S	10,000000 % 50,000000 % 25,000000 % 15,000000 %
173	91/03/01 97/03/01	35/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE A/S. MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	50,000000 % 15,000000 % 20,000000 % 15,000000 %
174	91/03/01 96/03/01	35/12	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S. O SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 10,000000 % 10,000000 % 30,000000 %
175	91/03/01 97/03/01	6204/10 6204/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S NESTE PETROLEUM A/S PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 % 10,000000 % 10,000000 % 20,000000 % 10,000000 %
176	91/03/01 97/03/01	6407/11 6407/12	O A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S NORSKE FINA A/S	30,000000 % 50,000000 % 10,000000 % 10,000000 %

UTV. TILDEL TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL	
177	91/03/01 97/03/01	6610/2 6610/3	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	30,000000 %
			O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
			SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 %
180	91/03/01 97/03/01	7128/4	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	20,000000 %
			O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
			NORSK AGIP A/S	20,000000 %
			TOTAL NORGE A.S.	10,000000 %
181	91/03/01 97/03/01	7128/6 7128/9 7129/4	AMOCO NORWAY A/S	15,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
			ELF PETROLEUM NORGE A/S.	10,000000 %
			O NORSKE CONOCO A/S	25,000000 %
182	91/03/01 97/03/01	7219/7 7219/8	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
			ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	20,000000 %
			O SAGA PETROLEUM A.S.	30,000000 %
183	91/03/01 97/03/01	7229/11 7229/12	O A/S NORSKE SHELL	30,000000 %
			AMERADA HESS NORGE A/S	10,000000 %
			AMOCO NORWAY A/S	10,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
185	91/09/13 95/04/06	31/7	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	46,000000 %
			ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	17,600000 %
			NESTE PETROLEUM A/S	13,200000 %
			O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	23,200000 %
186	93/09/10 99/09/10	7/10 7/11	O AMOCO NORWAY A/S	25,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	50,000000 %
			SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 %
			TOTAL NORGE A.S.	15,000000 %
187	93/09/10 99/09/10	15/2 15/3 15/3	O AMOCO NORWAY A/S	25,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	55,000000 %
			NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	20,000000 %
188	93/09/10 99/09/10	17/3	AMERADA HESS NORGE A/S	15,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	40,000000 %
			O ELF PETROLEUM NORGE A/S.	25,000000 %
189	93/09/10 99/09/10	25/8 25/9	NORSK AGIP A/S	20,000000 %
			O AMERADA HESS NORGE A/S	20,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	55,000000 %
			PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	15,000000 %
190	93/09/10 99/09/10	30/8	SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	60,000000 %
			O ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	15,000000 %
191	93/09/10 99/09/10	31/1 31/2 31/4 31/5	NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	25,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	60,000000 %
			MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	10,000000 %
			NESTE PETROLEUM A/S	10,000000 %
192	93/09/10 99/09/10	34/5	O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	20,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	55,000000 %
			O MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	25,000000 %
193	93/09/10 99/09/10	34/11	NORSKE CONOCO A/S	20,000000 %
			O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	15,000000 %
			DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S.	65,000000 %
			NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S.	20,000000 %

UTV. TILDELT TILL. GYLDIG TIL	BLOKKER	RETTIGHETSHAVERE (O = operatør)	ANDEL
194	93/09/10 99/09/10 35/4 35/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	55,000000 %
		ELF PETROLEUM NORGE A/S.	10,000000 %
		O NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	25,000000 %
		SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 %
195	93/09/10 99/09/10 35/8	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	25,000000 %
		DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	45,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	15,000000 %
		NORSKE CONOCO A/S	15,000000 %
196	93/09/10 99/09/10 35/6 36/4	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS	25,000000 %
		DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	45,000000 %
		IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S.	10,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	20,000000 %
197	93/09/10 99/09/10 6306/2 6306/5	AMERADA HESS NORGE A/S	15,000000 %
		AMOCO NORWAY A/S	15,000000 %
		DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	45,000000 %
		O NORSKE CONOCO A/S	25,000000 %
198	93/09/10 99/09/10 6306/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	65,000000 %
		ELF PETROLEUM NORGE A/S.	15,000000 %
		NORSK HYDRO PRODUKSJON A.S	20,000000 %
199	93/09/10 99/09/10 6406/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	60,000000 %
		MOBIL DEVELOPMENT NORWAY A.S.	15,000000 %
		O SAGA PETROLEUM A.S.	25,000000 %
200	93/09/10 99/09/10 6608/7 6608/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	65,000000 %
		NESTE PETROLEUM A/S	15,000000 %
		PHILLIPS PETROLEUM NORSK A/S	20,000000 %
201	93/09/10 99/09/10 7018/3 7019/1	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	40,000000 %
		ENTERPRISE OIL NORWEGIAN A/S	20,000000 %
		NESTE PETROLEUM A/S	10,000000 %
		O NORSK AGIP A/S	30,000000 %
202	93/09/10 99/09/10 7227/11 7227/12 7228/7 7228/10	AMERADA HESS NORGE A/S	25,000000 %
		O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	55,000000 %
		SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 %

## 7.8 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1994

### LOVER, FORSKRIFTER OG VEILEDNINGER

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1994. En ajourført samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1.1.1994.
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om bærende konstruksjoner i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Lov om petroleumsvirksomhet
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø mv
- Forskrift om utvidelse av virkeområde for enkelte forskrifter for undersøkelse og leteboring i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.
- Forskrift om naturdata i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Grenseflater til sokkelovgivningen.

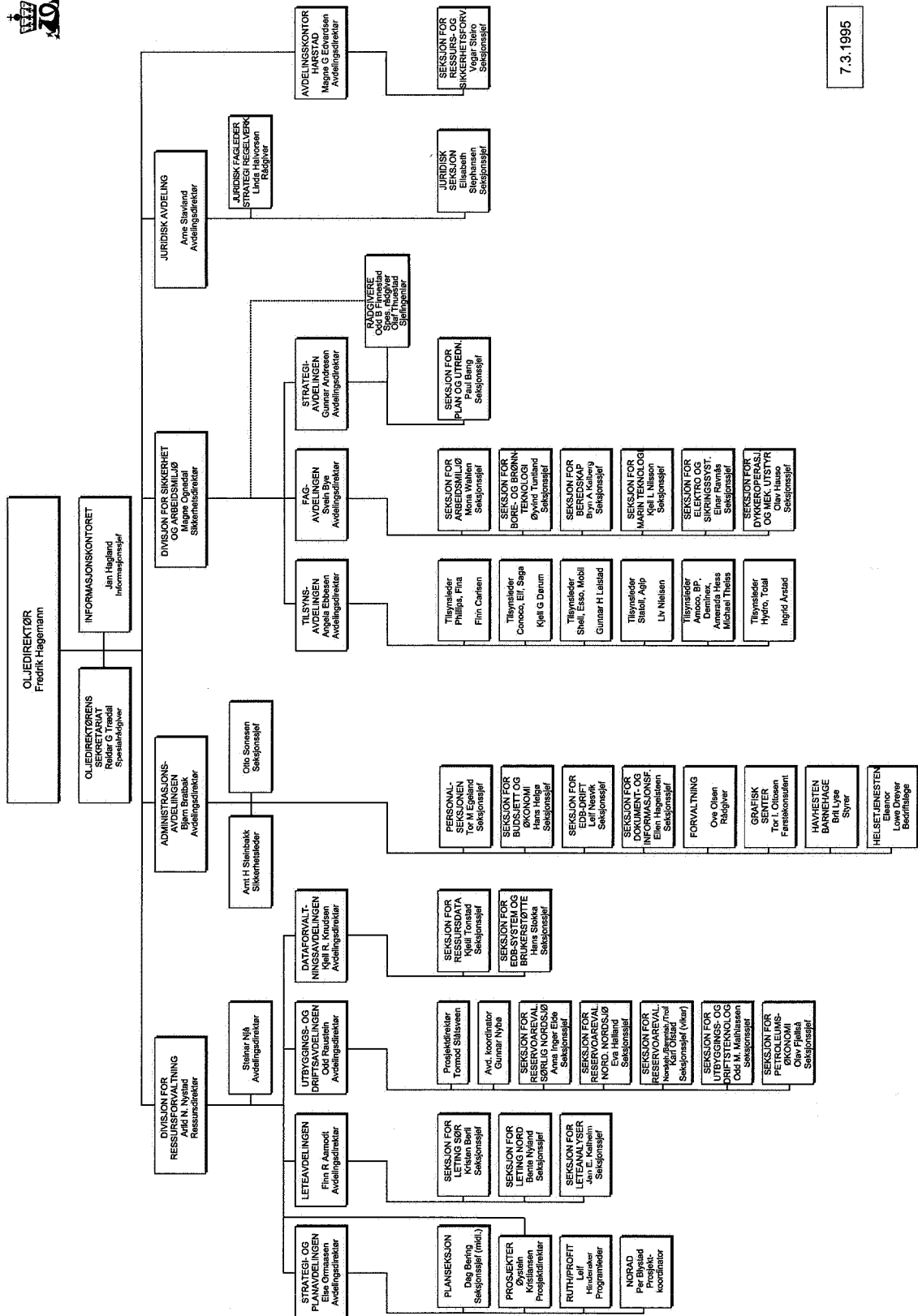
### STUDIER - RAPPORTER

- Kroppens væskebalanse under hyperbare forhold
- Rapport fra seminaret «Erfaringer med beredskapsforskriften»

### ANDRE PUBLIKASJONER

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Well Data Summary Sheets, vol 19.
- NPD - Contribution no. 38.  
En stratigrafisk undersøkelse av øvre del av brønn 7316/5-1 (Bjørnøya Vest).
- Oljedirektoratets årsberetning 1993.
- NPD Annual report 1993.
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole list.
- Borehole list - Exploration Drilling.
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1993.
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1994.
- Development Wells
- Newsletter
- Safety and working environment legislation applicable to the petroleum activities
- Sikkerhet og arbeidsmiljøregelverk i petroleumsvirksomheten
- Forvaltning av tryggleik og arbeidsmiljø på sokkelen (nynorsk/engelsk og bokmål/engelsk)
- Rapport om standard dekompresjonstabeller for overflateorientert dykking
- Rapport fra dykkedatabasen - DSYS 1993
- Well Data Published by NPD
- Securing Petroleum Supplies in Eastern Africa

# 7.9 ORGANISASJONSTABLÅ



7.3.1995