

# Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1991

487-30

EX.3

# Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1991

**«Oljedirektoratets målsetting er å bidra til en forsvarlig  
forvaltning av de norske petroleumsressurser ved en balansert  
avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige, teknologiske og  
økonomiske sider ved virksomheten.»**

## Innhold

<b>1</b>	<b>STYRETS BERETNING</b> .....	5			
	<b>DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON</b> .....	9			
1.1	<b>Oljedirektoratets oppgaver</b> .....	9			
1.2	<b>Oljedirektoratets målsetting</b> .....	9			
1.3	<b>Styre og administrasjon</b> .....	9			
1.3.1	Styret .....	9			
1.3.2	Organisasjon .....	10			
1.3.3	Personale .....	10			
1.3.4	Budsjett og økonomi .....	11			
1.3.5	Informasjon .....	11			
1.3.6	Dokument- og informasjonsforvaltning .....	11			
<b>2</b>	<b>VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL</b> .....	13			
2.1	<b>Undersøkelles- og utvinningstillatelser</b> .....	13			
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser .....	13			
2.1.2	Vitenskapelige undersøkelsestillatelser .....	13			
2.1.3	Nye utvinningstillatelser .....	13			
2.1.4	Andelsoverdragelser .....	17			
2.1.5	Tilbakeleveringer/oppgivelser .....	18			
2.2	<b>Kartlegging og leteboring</b> .....	19			
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser .....	19			
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1991 .....	19			
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder .....	21			
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi .....	21			
2.2.1.4	Salg av seismiske data .....	21			
2.2.1.5	Frigivning av data og materiale fra sokkelen .....	25			
2.2.2	Leteboring .....	26			
2.2.2.1	Fordeling av prospektyper .....	29			
2.2.2.2	Nye funn i 1991 .....	29			
2.2.2.3	Nærmere beskrivelse av de resterende boringene .....	33			
2.2.2.4	Svalbard .....	37			
2.3	<b>Felt og funn under vurdering</b> .....	39			
2.3.1	Ekofisk-området .....	39			
2.3.2	Sleipner- og Balder-området .....	39			
2.3.3	Frigg-området .....	40			
2.3.4	Oseberg- og Troll-området .....	41			
2.3.5	Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området .....	42			
2.3.6	Felt og funn utenfor Midt-Norge .....	43			
2.3.7	Barentshavet .....	44			
2.4	<b>Felt vedtatt utbygd</b> .....	45			
2.4.1	Embla .....	45			
2.4.2	Sleipner Øst .....	45			
2.4.3	Loke .....	46			
2.4.4	Lille-Frigg .....	46			
2.4.5	Brage .....	46			
2.4.6	Troll .....	47			
2.4.7	Tordis .....	49			
2.4.8	Statfjord Øst .....	49			
2.4.9	Statfjord Nord .....	50			
2.4.10	Snorre .....	51			
			2.4.11	Draugen .....	51
			2.4.12	Heidrun .....	52
			2.5	<b>Felt i produksjon</b> .....	52
			2.5.1	Hod .....	52
			2.5.2	Valhall .....	53
			2.5.3	Tommeliten .....	54
			2.5.4	Ekofisk-området .....	55
			2.5.5	Gyda .....	57
			2.5.6	Ula .....	58
			2.5.7	Heimdal .....	59
			2.5.8	Frigg-området .....	60
			2.5.8.1	Frigg .....	60
			2.5.8.2	Øst-Frigg .....	62
			2.5.8.3	Nordøst-Frigg .....	62
			2.5.8.4	Odin .....	63
			2.5.9	Oseberg-området .....	63
			2.5.9.1	Oseberg .....	63
			2.5.9.2	Gamma Nord .....	65
			2.5.10	Veslefrikk .....	66
			2.5.11	Gullfaks .....	66
			2.5.12	Statfjord .....	68
			2.5.13	Murchison .....	70
			2.6	<b>Transportsystem for gass og olje</b> .....	71
			2.6.1	Eksisterende transportsystem .....	71
			2.6.2	Planlagte transportssystem .....	74
			2.7	<b>Slutfase/fjerning</b> .....	74
			<b>3</b>	<b>PETROLEUMSRESSURSER</b> .....	76
			3.1	<b>Ressursregnskapet</b> .....	76
			3.2	<b>Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning</b> .....	80
			3.2.1	Felt i produksjon/besluttet/planlagt utbygd .....	80
			3.2.2	Funn .....	81
			3.3	<b>Navneendringer foretatt i 1991</b> .....	82
			<b>4</b>	<b>SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN</b> ..	83
			4.1	<b>Innledning</b> .....	83
			4.2	<b>Regelverksutvikling</b> .....	83
			4.2.1	Status i regelverksarbeidet .....	83
			4.2.2	Forskrift om elektriske anlegg .....	83
			4.2.3	Regelverksutvikling under arbeidsmiljøloven .....	84
			4.3	<b>Tilsynsvirksomheten</b> .....	84
			4.3.1	Samtykker og tillatelser .....	84
			4.3.2	Prioriterte innsatsområder .....	84
			4.3.2.1	Tilsyn i tidlige faser i utbyggingsprosjektene .....	84
			4.3.2.2	Eldre innretninger .....	84
			4.3.2.3	Etterlevelse av arbeidsmiljøloven .....	85
			4.3.2.4	Overgangsfasen fra prosjekt til drift ..	85
			4.4	<b>Erfaringer med internkontroll</b> .....	85
			4.5	<b>Faglig samarbeid i tilsynet</b> .....	85
			4.6	<b>Samarbeid med andre lands myndigheter</b> .....	85
			4.7	<b>System for rapportering og oppfølging av ulykker</b> .....	86
			4.8	<b>Personskader</b> .....	86
			4.8.1	Generelt .....	86



4.8.2	Helikopterulykken på Ekofisk 2/4 S ..	86	4.15.1	Dykkeaktivitet .....	105
4.8.3	Årsaksforhold i forbindelse med personskader .....	86	4.15.2	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter ...	105
4.8.4	Nestenulykker .....	87	4.15.3	Forskning innen dykking .....	107
4.8.5	Personskader i forbindelse med produksjonsvirksomhet .....	87	4.15.4	Regelverksarbeid .....	108
4.8.6	Personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger .....	90	4.15.5	Utvikling av databaser .....	108
4.8.7	Utvikling av skadefrekvensen på produksjonsinnretninger .....	95	<b>5</b>	<b>PETROLEUMSØKONOMI .....</b>	<b>109</b>
<b>4.9</b>	<b>Arbeidsmiljø .....</b>	<b>95</b>	<b>5.1</b>	<b>Letevirksomhet, vare- og tjenesteleveranser .....</b>	<b>109</b>
4.9.1	Forhold for entreprenøransatte .....	95	<b>5.2</b>	<b>Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel .....</b>	<b>109</b>
4.9.2	Bemannning av innretninger .....	98	<b>5.3</b>	<b>Produksjonsavgift .....</b>	<b>110</b>
4.9.3	Innkvartering .....	98	5.3.1	Total produksjonsavgift .....	111
<b>4.10</b>	<b>Beredskap .....</b>	<b>98</b>	5.3.2	Produksjonsavgift olje .....	112
4.10.1	Konsept for helikoptervirksomheten på norsk kontinentalsokkel .....	98	5.3.3	Produksjonsavgift gass og NGL .....	112
4.10.2	Fjerning av mann-overbord-båter .....	98	<b>5.4</b>	<b>Arealavgift på utvinningstillatelser .....</b>	<b>113</b>
4.10.3	Beredskap på Eldfisk 2/7 A & FTP .....	99	<b>5.5</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Avgift .....</b>	<b>113</b>
4.10.4	Helikopterdekket på Ekofisk-tanken .....	99	<b>5.6</b>	<b>Petroleumsmarkedet .....</b>	<b>114</b>
4.10.5	Sagas boring på 2/4-16 - beredskapsforhold .....	99	5.6.1	Råoljemarkedet .....	114
4.10.6	Bruk av utenlandsk innretning på norsk sokkel uten «Letter of Compliance» .....	99	5.6.2	Gassmarkedet .....	114
4.10.7	Øvelser .....	99	5.6.3	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel .....	115
4.10.8	Personellkvalifikasjoner .....	99	<b>6</b>	<b>SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER .....</b>	<b>118</b>
<b>4.11</b>	<b>Boring .....</b>	<b>99</b>	<b>6.1</b>	<b>Divisjon for ressursforvaltning .....</b>	<b>118</b>
4.11.1	Leteboring i nordområdene .....	99	6.1.1	Leteavdelingen .....	118
4.11.2	Høytrykksbrønner .....	100	6.1.2	Utbyggingsavdelingen .....	119
4.11.3	Horisontalbrønner .....	100	6.1.3	Driftsavdelingen .....	121
4.11.4	Boring på store havdyp .....	100	6.1.4	Planavdelingen .....	123
4.11.5	Undervanns produksjonssystemer .....	100	6.1.5	SPOR .....	124
4.11.6	Reinjeksjon av borekaks .....	100	6.1.6	PROFIT .....	124
4.11.7	Boredatabasen - DDRS .....	100	<b>6.2</b>	<b>Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø .....</b>	<b>124</b>
<b>4.12</b>	<b>Naturdata .....</b>	<b>101</b>	<b>6.3</b>	<b>Administrasjonsavdelingen .....</b>	<b>129</b>
<b>4.13</b>	<b>Strukturer og rørledninger .....</b>	<b>102</b>	<b>7</b>	<b>INTERNASJONALT SAMARBEID .....</b>	<b>130</b>
4.13.1	Innsynkingen av havbunnen i Ekofiskområdet .....	102	<b>7.1</b>	<b>Bistand til fremmede stater .....</b>	<b>130</b>
4.13.2	Sprekkdannelse i flammearn .....	102	7.1.1	Bistand gjennom NORAD .....	130
4.13.3	Stormskader .....	102	7.1.2	PETRAD .....	130
4.13.4	Kollisjoner .....	102	<b>7.2</b>	<b>Sikkerhet og arbeidsmiljø .....</b>	<b>131</b>
4.13.5	Internasjonal standardisering .....	103	7.2.1	EF-kommisjonen .....	131
4.13.6	CODAM - system for rapportering av skader og avvik på strukturer og rørledninger .....	103	7.2.2	Elektrotekniske normer og forskrifter .....	132
4.13.7	Konstruksjonsstål .....	103	7.2.3	Foredragsvirksomhet .....	132
4.13.8	Havariet av Sleipner A-understellet ..	103	<b>7.3</b>	<b>ISO - Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen .....</b>	<b>132</b>
<b>4.14</b>	<b>Gasslekkasjer, branner og branntilløp .....</b>	<b>104</b>	<b>8</b>	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER .....</b>	<b>133</b>
4.14.1	Gasslekkasjer .....	104	<b>8.1</b>	<b>Målenheter .....</b>	<b>133</b>
4.14.2	Branner og branntilløp .....	105	<b>8.2</b>	<b>Statistikk over leteboringsaktiviteten .....</b>	<b>134</b>
4.14.3	Bruk av halon .....	105	<b>8.3</b>	<b>Statistikk over produksjonsboring .....</b>	<b>137</b>
4.15	Dykking .....	105	<b>8.4</b>	<b>Produksjon av olje og gass .....</b>	<b>141</b>
			<b>8.5</b>	<b>Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1991 .....</b>	<b>149</b>
			<b>8.6</b>	<b>Organisasjonstablå .....</b>	<b>150</b>

## Styrets beretning

Boreaktiviteten på norsk sokkel har i 1991 nådd det høyeste nivå siden leting etter olje og gass tok til i 1966. Totalt var det ved årets utløp påbegynt 47 leteboringer, hvorav 34 er klassifisert som undersøkelseshull og 13 som avgrensningshull. I tillegg er det boret 64 produksjonshull. Dette gir totalt 111 boringer på norsk sokkel i 1991, 14 flere enn i rekordåret 1985.

Den omfattende letevirkomheten har gitt positive resultater. Det er gjort 11 nye funn i løpet av året. Ti av funnene er gjort i Nordsjøen og ett utenfor Midt-Norge. I tillegg er det påvist hydrokarboner i ytterligere tre brønner som ved årskiftet ikke var testet.

Funnfrekvensen er høy og plasserer norsk sokkel blant de mest attraktive leteområder i verden. Spesielt oppmuntrende er oppdagelsen av et nytt oljefunn i nærheten av Balderfunnet i Nordsjøen.

Den videre leting etter olje og gass på norsk sokkel vil sette stadig nye krav til datakvalitet. Dette har resultert i økt satsing på innsamling av seismikk. I 1991 ble det samlet inn godt over 300 000 km seismikk. Dette er tre ganger så mye som i 1990. Mesteparten av dette er 3D-seismikk som brukes stadig mer for å kompensere for økende geologisk kompleksitet i letefasen.

Hvor store petroleumsressurser som er påvist i de nye funnene, er usikkert. Foreløpige vurderinger tilsier at årets funn vil kunne erstatte de petroleumsmengder som er produsert i løpet av året.

Med dagens uttak av petroleum har Norge nok til ca 20 års produksjon av olje og ca 100 års produksjon av gass basert på dagens produksjonsnivå. Der som man inkluderer forventede ressurser i framtidige funn, vil dette tidsperspektivet kunne fordobles.

13. konsesjonsrunde ble slutført i 1991. Oljeselskapene ble invitert til å søke på 52 nye blokker (eller deler av blokker), og 103 blokker som har vært utlyst, men ikke tildelt tidligere. 22 utvinnings-tillatelser bestående av 36 blokker ble tildelt. 12 av disse ligger i Nordsjøen, tre utenfor Midt-Norge og sju i Barentshavet.

I alt 24 selskaper søkte om tildelinger i 13.-runde, og dette bekrefter den store interessen for norsk sokkel.

I 1991 ble det boret ett nytt letehull på Svalbard. Norsk Hydro har i samarbeid med Store Norske Spitsbergen Kullkompani boret i Reindalen. Olje og gass ble ikke påvist, men boringen har gitt verdifull geologisk og operasjonell kunnskap med tanke på eventuell framtidig aktivitet på Svalbard.

Også på utbyggingssiden har 1991 vært et aktivt år. Oljedirektoratet har i løpet av året behandlet

plan for utbygging og drift (PUD) for feltene Loke, Tordis og Lille-Frigg, samt oppdatert PUD for Heidrun. Plan for anlegg og drift (PAD) av Europipe er behandlet to ganger. En lignende plan for gasstransport på Haltenbanken, Haltenpipe, har også vært til behandling i Oljedirektoratet, sammen med en total strategi for anvendelse av gass fra Haltenbanken.

I Nordsjøen har Oljedirektoratet utarbeidet områdestudier for å kunne sette nye utbyggingssprosjekt inn i en total sammenheng. Det er i den forbindelse lagt spesiell vekt på å kartlegge mulige gevinster ved felles bruk av prosess- og transportsystemene.

Styret vil understreke den store faglige innsats Oljedirektoratet har nedlagt i refordelingen av Staffjord-feltet som har stor betydning for Norge. Den endelige ekspertdom ble en økning på 1,14547 prosent til Norge, slik at den totale norske andel av Staffjord-feltet blir 85,23869 prosent.

Totalhavariet av understellet til Sleipner A-plattformen i Gandsfjorden i august 1991 gav Oljedirektoratet et sett av nye problemstillinger i forbindelse med kartleggingen av årsakene til havariet og kontroll av at lignende svikt ikke kan inntreffe på eksisterende eller nye innretninger. Dette arbeidet vil pågå i ennå noen tid. De umiddelbare konsekvenser Sleipner-havariet fikk for Oljedirektoratets regelverk, gjelder i første rekke krav til sterkere uavhengighet ved verifikasjon av betongplattformer og at det i byggefasen utføres forenklede beregninger i tillegg til avanserte computerprogram.

På ressursiden ble Oljedirektoratet sterkt engasjert i å utrede alternative kilder for erstatningssgass etter Sleipner-havariet.

Det har i 1991 vært drevet testproduksjon på Mime og Balder og i den tynne oljesonen på Troll. Resultatene av testproduksjonen har vært til vurdering i Oljedirektoratet i løpet av året.

I denne forbindelse kan nevnes at erfaringene med bruk av horisontal boring slik som på Troll, har vært gode i 1991 og en ser her gode muligheter for optimal og kostnadseffektiv utnyttelse av mindre felt og kompliserte geologiske strukturer.

Når det generelt gjelder potensialet for økt utvinning, har Ekofisk-området stått sentralt i Oljedirektoratets virksomhet i 1991. Feltene her har stort potensiale for utvinning ut over det som er planlagt av operatørselskapene. Oljedirektoratet har derfor bedt om planer for økt utvinning på Ekofisk, Eldfisk, Tor og Valhall og selskapene er nå i gang med å utarbeide slike planer.

Innsynking av felt er et annet forhold som krever Oljedirektoratets oppmerksomhet. Ekofisk-feltet synker mer enn hva man tidligere kunne forutse, og

dette vil kreve fortsatt oppfølging i tiden framover. Eventuelle endringer i de totale disposisjoner vil kreve en vurdering av ressurs- og sikkerhetsmessige forhold i området.

En annen problemstilling av stor prinsipiell betydning er nedstengning av innretninger i Frigg-området. 1. september mottok Oljedirektoratet Elf's planer for nedstengning og fjerning av Nordøst-Frigg. Denne sak er den første i sitt slag på norsk sokkel.

Oljedirektoratet ble 1.1.1991 tillagt ansvaret for håndheving av den nye loven om CO<sub>2</sub>-avgiften på norsk sokkel. Oljedirektoratet er delegert omfattende myndighet etter loven og har etablert såvel innrapporteringsrutiner som kontoplan for avgiftene. Første halvår er det innbetalt 810 millioner kroner i CO<sub>2</sub>-avgift.

Foruten oppgavene knyttet til oppfølging av avgiften, har Oljedirektoratet i 1991 gått inn i en rekke miljørelaterte spørsmål. Det gjelder i første rekke prognosering av utslipp av ulike klimagasser, bruk av CO<sub>2</sub> eller eksos til injeksjon og oppfølging av Oljeindustriens Landsforenings miljøprogram. Utredningene er tilstilet Olje- og energidepartementet som rapporter.

I den miljø-budsjettering som staten foretar gjennom «den grønne budsjettbok», har Oljedirektoratet relatert 62,25 millioner kroner av driftsutgiftene i 1991 til enten direkte miljøtiltak eller som miljørelaterte utgifter. Det gjelder bl a innsamling av miljødata i Barentshavet, skrotoppyrdding i Nordsjøen, direkte bistand til SFT og til oljevernøvelser. De miljørelaterte utgiftene dekker også Oljedirektoratets generelle sikkerhets- og ressursinnsats på sokkel.

På miljøsidan har flere selskaper i samarbeid med Oljedirektoratet arbeidet aktivt med å fjerne oljebasert borekaks som forurensningskilde. Det er nå gjennomført forsøk med å presse borekaks inn i ikke-produserende soner i brønnene. Oljedirektoratet vil følge opp de videre forsøk for å se om mulige langtidsvirkninger kan påvirke brønnene negativt.

Arbeidet med det nye sikkerhetsregelverket er nå avsluttet fra Oljedirektoratets side. Med dette anser Oljedirektoratet at både myndigheter og næring har fått et hensiktsmessig verktøy som kan bidra til å sikre at det etablerte sikkerhetsnivået blir videreutviklet, samtidig som det legges til rette for kostnadseffektive løsninger i virksomheten. Bruk av funksjonskrav samt krav om fastsettelse av sikkerhetsmål og bruk av risikoanalyser, skaper store utfordringer. Oljedirektoratet har derfor brukt betydelige ressurser på tiltak som kan bidra til å sikre felles forståelse av det nye forskriftsverket.

Regelverket legger videre opp til økt tilnærming til internasjonalt regelverk og standarder. I løpet av 1991 har Oljedirektoratet besluttet å delta i en rekke pågående standardiseringsarbeider som vil få betydning for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Det er nå fastlagt rammer og planer for arbeidet

med å utvikle regelverk under arbeidsmiljøloven innenfor Oljedirektoratets ansvarsområde. Utarbeidelse av forskrifter vil bli påbegynt i 1992. Basert på de gode erfaringer med den nære kontakt med de berørte parter som ble høstet under utvikling av sikkerhetsregelverket, vil dette arbeidet bli organisert på tilsvarende måte.

Regjeringen har vedtatt at arbeidsmiljøloven skal gjelde på flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten. Det overordnede ansvaret for arbeidsmiljø på flyttbare innretninger er tillagt Kommunaldepartementet, men det er ennå ikke besluttet hvordan myndighetenes tilsyn skal organiseres.

Britiske myndigheter gjennomførte etter anbefaling fra undersøkelseskommissjonen etter «Piper Alpha» ulykken i 1988, betydelige endringer i organiseringen av tilsynet med sikkerheten på britisk sokkel. Omleggingen har medført tilnærming mellom britisk og norsk tilsynsopplegg. Det er etablert god kontakt mellom Oljedirektoratet og den nye tilsynsmyndigheten, og det vil bli lagt vekt på å videreføre den gode kommunikasjonen.

Tilsynet med aktiviteten på sokkelen er i hovedtrekk gjennomført i samsvar med plan for tilsynsaktivitet i 1991. En viss grad av omprioritering har vært nødvendig, i første rekke som følge av problemer knyttet til boring av dype høytrykksbrønner. På bakgrunn av en kritisk hendelse på Oljedirektoratet stans i boring av høytrykksbrønner for en kortere periode mens årsaksforholdene ble klarlagt.

Erfaring fra tilsynsaktiviteten samt statistikk over skader og fravær har ført til at Oljedirektoratet har trappet opp tilsyn knyttet til bruk av entreprenører i virksomheten. Det har tidligere vært ført tilsyn med de større boreentreprenørene, og dette har i 1991 vært videreført mot de mindre selskapene som brønnserviceselskaper ol. Tilsynsaktiviteten har omfattet operatørens kriterier for valg av entreprenør, kontraktsforhold og oppfølging av arbeidsmiljøforhold. Tilsynet har avdekket uklare ansvarsforhold mellom operatør og entreprenør, dårlig system for registrering av arbeidstid, samt flere tilfeller av regulære brudd på arbeidstidsbestemmelser. Oljedirektoratet har som følge av disse erfaringene, sendt varsel om pålegg til samtlige operatørselskaper i forbindelse med disse forhold.

Det er i 1991 ført tilsyn med operatørens internkontrollsystemer for rapportering og oppfølging av ulykker, samtidig som det er satt igang arbeid med å vurdere Oljedirektoratets egne systemer for innhenting og bearbeiding av disse data. I hovedsak synes svakheter som er blitt identifisert, å ha sammenheng med manglende kunnskaper om Oljedirektoratets regelverk og kriterier for rapportering av ulykker og faresituasjoner. Det er bl a påvist mangler og svakheter ved prosedyrer og opplæring. Videre tilsynsaktiviteter på dette området og arbeidet med Oljedirektoratets eget system vil fortsette i 1992.

Petroleumsvirksomheten har i 1991 dessverre krevd tre menneskeliv. Under en rutinemessig vedlikeholdsoperasjon på Ekofisk kolliderte et helikop-

ter med et flammefårn og styrtet. De tre som befant seg i helikopteret, omkom.

Styret vil til slutt nevne to viktige programmer som Oljedirektoratet har hatt det daglige ansvar for, og som nå er avsluttet.

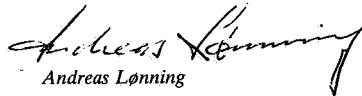
Det første gjelder SPOR – det statlige program for økt oljeutvinning og reservoarteknikk som er avsluttet etter sju års innsats i det norske FoU-miljøet. En kan med tilfredshet konstatere at programmets målsetting er oppnådd, og at norsk kompetanse på området er blitt ledende internasjonalt. Oljedirektoratet har stått for administrering av programmet.


PETRAD-prosjektet (Program for petroleumsförvaltning og administrasjon) har avsluttet en tre-årig prøveperiode. Oljedirektoratet har gjennomfört programmet på vegne av NORAD i samarbeid med toneangivende institusjoner i Norge og utlandet. Tilsammen 850 deltagere fra 38 land har deltatt i 32 ulike seminarer som har hatt til hensikt å utdanne ledende personell for petroleumsvirksomhet i utviklingsland. En eventuell videreföring av programmet er nå under vurdering hos NORAD.

Stavanger, 31.1.1992

I styret for Oljedirektoratet

  
Arve Berg

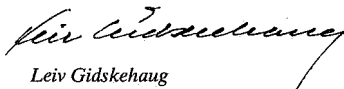
  
Andreas Lønning

  
Oddny Aleksandersen

  
Liv Hatland

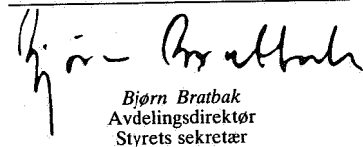
  
Peter J Tronslin

  
Jan B M Strømme

  
Leiv Gidskehaug

  
Liv Nielsen

  
Fredrik Hagemann  
Oljedirektör

  
Björn Bratbak  
Avdelingsdirektör  
Styrets sekretär



## 1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

### 1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks som sist ble endret 29.3.1979. Oppgavene er endret og supplert ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover/forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- a) Petroleumsloven, lov nr 11 av 23. mars 1985. 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 nr 4 av 4. februar 1977. Herunder:
  - Arbeidsmiljøforskriften, kgl res av 1.6.1979.
  - (Se også Arbeidsmiljøforskriften § 15 med merknader)
- c) CO<sub>2</sub>-loven, lov nr 72 av 21. desember 1990.
- d) Tobakkskadeloven, lov nr 14 av 9. mars 1973, Herunder:
  - Tobakkskadeforskriften, kgl res av 8.7.1988
- e) Svalbardloven, lov nr 11 av 17. juli 1925. 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 nr 12 av 21. juni 1963. Herunder:
  - Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel, kgl res av 31.1.1969.
  - Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, kgl res av 26.10.1979.

### 1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

Med bakgrunn i ovenstående og Oljedirektoratets instruks er følgende målsetting for direktoratet fastsatt:

«Oljedirektoratets målsetting er å bidra til en forsvarelig forvaltning av de norske petroleumsressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige, teknologiske og økonomiske sider ved virksomheten.»

### 1.3 STYRE OG ADMINISTRASJON

#### 1.3.1 Styret

Styrets sammensetning frem til 15.4.1991 var:

- 1 Distriktsarbeidssjef Arve Berg, Ålesund (leder)

- 2 Konserndirektør Andreas Lønning, Oslo (nestleder)
- 3 Adm dir Liv Hatland, Bergen
- 4 Konsulent Oddny Aleksandersen, Tromsø
- 5 Oljeseekretær Jan B M Strømme, Drøbak
- 6 Adm dir Peter J Tronslin, Stavanger
- 7 Sjefingeniør Arne H Nilsen, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Elisabeth Stephansen, Stavanger

#### Varamedlemmer:

For styremedlemmer nr 1 til 4:

- Storingsrepresentant Per Sævik, Remøy
- Fylkesvaraordfører Sylvi Enevold, Hammerfest
- Redaktør Marit Greve, Bærum

For styremedlem nr 5:

- Avdelingsleder Bjørn Kolby, Oslo

For styremedlem nr 6:

- Forhandlingsdirektør Gunnar Flaata, Oslo

For styremedlemmer nr 7 og 8:

- Konsulent Tor Inge Ottosen, Stavanger

Ved brev av 23.4.1991 forlenget Olje- og energidepartementet styrets funksjonstid med ett år med denne begrunnelse:

«I påvente av innstilling fra et utvalg som skal se på offentlige styrers rolle, oppgaver, sammensetning mv (Styreformutvalget), gjenoppnevnes styret i Oljedirektoratet for en periode på 1 år, frem til 15.04.92.»

For styremedlemmer valgt av og blant de ansatte foretas skifte som valgets resultat har angitt.

Oljedirektoratets styre frem til 15.4.1992 har med dette følgende sammensetning:

- 1 Distriktsarbeidssjef Arve Berg, Ålesund, leder
- 2 Konserndirektør Andreas Lønning, Oslo, nestleder
- 3 Adm dir Liv Hatland, Bergen
- 4 Førstekonsulent Oddny Aleksandersen, Tromsø
- 5 Oljeseekretær Jan B M Strømme, Drøbak
- 6 Adm dir Peter J Tronslin, Stavanger
- 7 Overingeniør Leif Gidskehaug, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Ole Preben Berget, Stavanger

#### Varamedlemmer:

For styremedlemmer nr 1 til 4:

- 1 Fylkesvaraordfører Sylvi Enevold, Hammerfest
- 2 Redaktør Marit Greve, Bærum

For styremedlem nr 5:  
Avdelingsleder Bjørn Kolby, Oslo

For styremedlem nr 6:  
Forhandlingsdirektør Gunnar Flaas, Oslo

For styremedlemmene nr 7 og 8:  
1 Tilsynsleder Liv Nielsen, Stavanger  
2 Rådgiver Sverre Øxnevad, Sandnes

Seksjonssjef Ole Preben Berget sa opp sin stilling 22.12.1991 og fratradte dermed sitt verv som medlem av styret. Vararepresentant, tilsynsleder Liv Nielsen, rykket opp som medlem av styret.

Styret har i beretningsperioden avholdt ti møter. I forbindelse med møtet i mai var styret på studiereise i Tyskland hvor blant annet Ruhrgas og Veba/Deminex ble besøkt. Møtet i august ble avviklet i Oslo der styret også møtte de to foresatte statsrådene, Finn Kristensen og Kjell Borgen, og representanter for departementenes øverste embetsverk. I november ble styremøtet avholdt i Hammerfest. Her hadde styret møte med fylkeskommunale og kommunale myndigheter. Fra Statoils side ble det gitt orientering om planene for utbygging av Snøhvit-feltet. Styret var på befaring i Hammerfest baseområde.

### 1.3.2 Organisasjon

I 1991 ble det foretatt organisasjonsmessige endringer ved avdelingskontoret i Harstad. De to fagsek-

sjonene ble slått sammen til en Seksjon for ressurs- og sikkerhetsforvaltning.

Det ble videre fastsatt omorganiseringer i Divisjon for ressursforvaltning med virkning fra årsskiftet 1991/1992. Det ble etablert en ny Dataforvaltningsavdeling som blant annet medførte at geofysisk arkiv og borehullsarkivet ble overført fra Administrasjonsavdelingen til den nye avdelingen. Videre ble Planavdelingen nedlagt, seksjonene i Leteavdelingen fikk geografisk inndelte arbeidsområder og Seksjon for utvinningsteknikk og Seksjon for produksjonsgeologi i Driftsavdelingen ble slått sammen til en seksjon; Seksjon for utvinning.

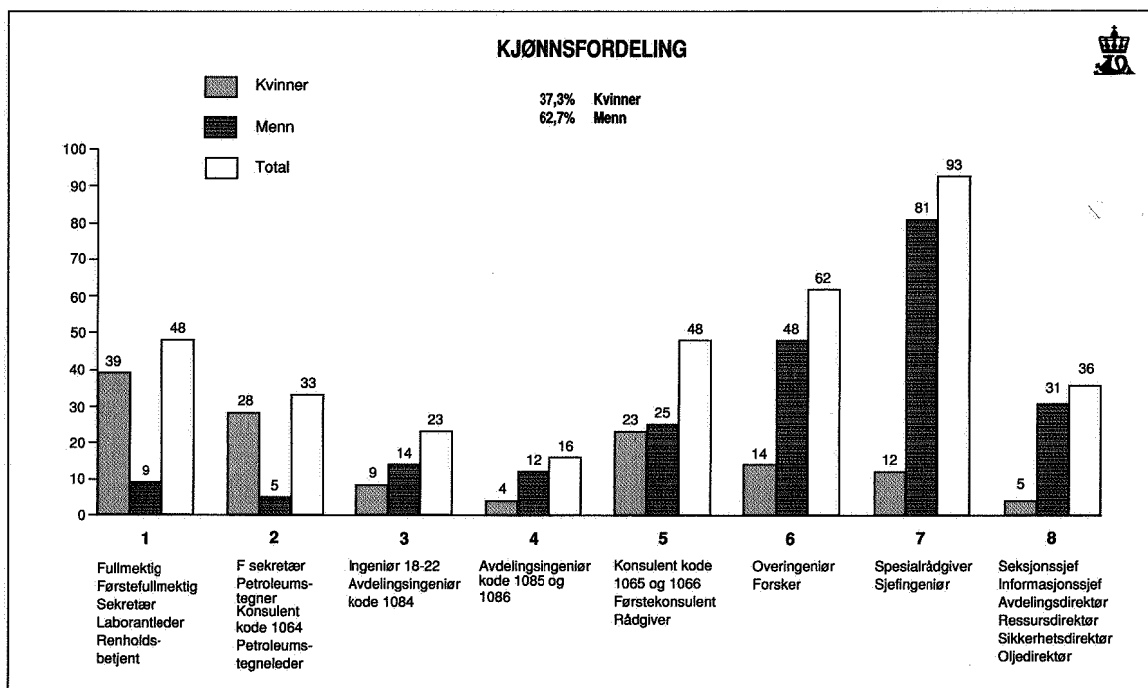
### 1.3.3 Personale

Ved utgangen av beretningsperioden har Oljedirektoratet 339 stillingshjemler. Direktoratet fikk ingen nye stillinger i 1991. I tillegg er tre stillinger lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. 340 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1991. 20 medarbeidere har permisjon. 11 medarbeidere har permisjon på grunn av omsorgsarbeid, en medarbeider på grunn av organisasjonsarbeid, en medarbeider for å delta i norske hjelpetiltak i U-land, to medarbeider på grunn av videreutdanning og fem av andre årsaker.

Av medarbeiderne er 37,3 % kvinner. Figur 1.3.3 viser andel menn og kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet. En av NORADs spesialrådgivere for oljespørsmål i utviklingsland har arbeidet i direktoratet i deler av 1991.

I 1991 har direktoratet tilsatt 17 nye medarbeidere

Fig. 1.3.3  
Stillingsgrupper fordelt på kjønn per 31.12.91



i faste stillinger. Av disse kommer fem fra oljere-latert virksomhet, fire fra offentlig virksomhet, fire fra privat virksomhet og fire er nyutdannet.

31 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Dette utgjør 9 % av det totale antall stillingshjemler.

### Kompetanseoppbygging

For å effektivisere og styrke driften av direktoratet, ble det i 1991 blant annet satt i gang teambuildings-prosjekt på de ulike ledernivå. Direktoratet har i beretningsperioden også gjennomført et seminar for alle ledere.

I Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø pågår en jobbanalyse på alle stillingsnivå med sikte på å kartlegge divisjonens fremtidige behov for kompetanse.

For å få en effektiv utnyttelse av ressursene, er det lagt vekt på å arrangere kurs og seminarer internt der dette er hensiktsmessig.

Direktoratet har ellers hatt stor nytte av at medarbeidere har deltatt på faglige kurs som gjennomføres i oljeselskapenes regi.

### Likestilling

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget likestillingsutvalg. Utvalget består av fire medlemmer, to fra ledelsen og to fra tjenestemannsorganisasjonene. Det utarbeides årlig en handlingsplan for likestillingsarbeidet. Utvalgets arbeid i 1991 har blant annet bestått i å utgi en brosjyre om likestilling i direktoratet og å gjennomføre en likestillingsundersøkelse.

#### 1.3.4 Budsjett og økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1991 totalt benyttet kroner 217 727 462.

#### Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 161 218 428
– Kontrollutgifter	kr 7 884 107
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 43 012 745
– Prosjekter vedrørende sikkerhet og arbeidsmiljø	kr 5 612 182
<b>Totalt</b>	<b>kr 217 727 462</b>

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kroner 102 548 618 og bygningers drift og leie av lokaler kroner 6 006 992. Den resterende delen, kroner 52 662 818, dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, eksternt bistand, reiser, opplæring, edb-drift, nyinvesteringer i utstyr med mer.

Oljedirektoratet er blitt pålagt en del spesielle oppgaver som fordeler seg slik:

– Opprydding av havbunnen	kr 4 381 575
---------------------------	--------------

– Forskning og utvikling innen økt oljeutvinning (SPOR)	kr 9 827 066
– World Petroleum Congress	kr 460 000

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

### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub>-avgifter kroner 10 332 833 849, har Oljedirektoratet mottatt kroner 98 419 726 i inntekter.

For 1991 fordeler inntektene seg slik:

– Salg av publikasjoner	kr 4 132 203
– Salg av frigitt prøvemateriale	kr 1 228 437
– Undersøkelsesgebyr	kr 1 560 000
– Refusjon av kontrollutgifter	kr 33 406 934
– Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 50 570 230
– Renter av bankinnskudd	kr 7 482 549
– Diverse inntekter	kr 39 373
<b>Totalt</b>	<b>kr 98 419 726</b>

#### 1.3.5 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 1990 ble lagt frem på en pressekonferanse i mai.

Oljedirektoratets kontinentalsokkelkart med utvinningstillatelser per 27.3.1991 forelå ferdig trykket i juni.

I løpet av 1991 er det sendt ut 76 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letehull.

#### 1.3.6 Dokument- og informasjonsforvaltning

Det er i 1991 registrert nærmere 75 000 dokumentenheter i arkivene, biblioteket og Infoil. På samme tid er det formidlet rundt 15 000 registrerte forespørsler og bestillinger fra seksjonen samlet. Dette er en nedgang i forhold til fjoråret.

Det er utarbeidet plan for informasjons- og dataforvaltning, og en har startet kravspesifisering til nytt arkiv/biblioteksystem. Det er nedlagt mye arbeid i forbedring av flere av arkivrutinene. Dette har blant annet medført en langt raskere fordeling av dagens registrerte post til enhetene. Det er gitt



bistand til oppbygging av arkivfunksjoner ved NAMCOR i Namibia.

Aktiviteten i biblioteket har i 1991 vært høy. Det er utarbeidet en oversikt over tidsskrifter i biblioteket og en kvalitetshåndbok for biblioteket. Henvendelser etter litteratur og informasjon har imidlertid gått ned med over 20 % i forhold til året før. Dette gjelder særlig interne brukere.

Det har vært arbeidet spesielt med markedsføring

av databasene OIL og INFOIL/SESAME, og det viser seg at PC-versjon av disse basene har slått godt an. INFOIL/SESAME inngår i år i en engelsk CD-ROM om petroleumsinformasjon. Statens Datasentral overtok som databasevert for begge databasene høsten 1991, mens INFOIL/SESAME også ble tilgjengelig fra den tyske databasevertsentralen STN i Karlsruhe.

## 2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

### 2.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGS- TILLATELSER

#### 2.1.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er per 31.12.1991 tildelt 193 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på tre år.

Følgende tillatelser er gitt i 1991:

Selskap	Tillatelse nr:
Nopec	186
A/S Norske Shell	187
Conoco Norway Inc.	188
Western Geophysical Company	189

ORYX U.K. ENERGY Company	190
Deminex (Norge) A/S	191
AMAROK A.S	192
Norwegian Exploration Services A/S	193

#### 2.1.2 Vitenskapelige undersøkelsestillatelser

Per 31.12.1991 er det gitt i alt 285 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell 2.1.2, er det i 1991 gitt seks slike tillatelser, to utstedt av Oljedirektoratet i Stavanger og fire av Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

Tabell 2.1.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Geo- fysikk	Arbeidsfelt Geo- logi	Bio- logi	Område
258/91	Norwegian Exploration Services A/S		X		Nordsjøen
259/91	Universitetet i Oslo	X			Skagerrak
23/91-H	Amarok a.s	X			Øst for Svalbard
24/91-H	Universitetet i Tromsø		X		Utenfor Nord-Andøy
25/91-H	Universitetet i Tromsø	X	X		Finnmarkskysten og sørlige Barentshav
26/91-H	Universitetet i Tromsø	X	X		Fjordområdene i Troms

#### 2.1.3 Nye utvinningstillatelser

13. konsesjonsrunde ble utlyst 6. mars 1990 og tildelinger ble foretatt 1. mars 1991. Tildelingen besto av 22 utvinningstillatelser og omfattet 36 blokker eller deler av blokker. 12 utvinningstillatelser med 15 blokker i Nordsjøen, tre utvinningstillatelser med seks blokker utenfor Midt-Norge og syv utvinningstillatelser med 15 blokker i Barentshavet. Ni selskaper fikk tildelt operatørskap, Statoil seks, Hydro fem, Saga tre, Esso og Shell to hver og Mobil, BP,

Conoco og Deminex ett hver. Deminex er den eneste nye operatøren på norsk sokkel.

Videre ble det foretatt tildeling av en mindre del av blokk 31/7, med Norsk Hydro som operatør i september 1991. Dette området dekker Brage-feltets utstrekning inn i blokk 31/7.

Tabell 2.1.3.a viser utvinningstillatelser tildelt i 1991. Tabell 2.1.3.b viser utvinningstillatelser og arealer, tabell 2.1.3.c tildelingsrunder, og figur 2.1.3, letehull boret i hver tildelingsrunde.

**Tabell 2.1.3.a**  
**Tildelinger: Tildelingsrunde 13 og utvinningstillatelse 185**

Utv.nr.	Felt/blokk	Andel	Rettighetshaver (O=operatør)
163	2/10	10.000 10.000 30.000 50.000	Norsk Agip A/S Amerada Hess Norge A/S O Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
164	2/1, 7/12 og 8/10	30.000 10.000 50.000 10.000	O BP Petroleum Development of Norway A.S Norske Conoco A/S Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) Svenska Petroleum Exploration A/S
165	19/7	10.000 25.000 15.000 50.000	Enterprise Oil Norwegian A/S O Esso Norge a.s Mobil Development Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
166	15/6	10.000 30.000 10.000 50.000	BP Petroleum Development of Norway A.S O Deminex (Norge) A/S A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
167	16/1	10.000 30.000 10.000 50.000	Amoco Norway A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Phillips Petroleum Norsk A/S O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
168	25/10	20.000 15.000 15.000 50.000	Amerada Hess Norge A/S BP Petroleum Development of Norway A.S Norske Fina A/S O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
169	25/8 og 25/11	10.000 10.000 30.000 50.000	Norske Conoco A/S Esso Norge a.s O Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
170	30/6	30.000 50.000 20.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) Total Norge A/S
171	30/12	30.000 10.000 50.000 10.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) Total Norge A/S
172	33/9	10.000 15.000 25.000 50.000	Amerada Hess Norge A/S Norske Conoco A/S O Mobil Development Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
173	35/10	15.000 15.000 20.000 50.000	Elf Aquitaine Norge A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Mobil Development Norway A/S O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
174	35/12	10.000 10.000 30.000 50.000	Esso Norge a.s Mobil Development Norway A/S O Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
175	6204/10 og 6204/11	10.000 10.000 20.000 10.000 50.000	Enterprise Oil Norwegian A/S Neste Petroleum A/S Phillips Petroleum Norsk A/S Saga Petroleum a.s. O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
176	6407/11 og 6407/12	10.000 10.000 30.000 50.000	Norske Fina A/S Norsk Hydro Produksjon A/S O A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Utv.nr.	Felt/blokk	Andel	Rettighetshaver (O=operatør)
177	6610/2 og 6610/3	30.000 20.000 50.000	BP Petroleum Development of Norway A.S Saga Petroleum a.s. O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
178	7122/1 og 7122/4	30.000 20.000 50.000	O Esso Norge a.s Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
179	7122/2 og 7122/3	10.000 30.000 10.000 50.000	O Esso Norge a.s Norsk Hydro Produksjon A/S Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
180	7128/4	20.000 20.000 50.000 10.000	Norsk Agip A/S BP Petroleum Development of Norway A.S O Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) Total Norge A/S
181	7128/6, 7128/9 og 7129/4	15.000 25.000 10.000 50.000	O Amoco Norway A/S Norske Conoco A/S Elf Aquitaine Norge A/S Den norske stats oljeselskap (Statoil)
182	7218/7 og 7219/8	20.000 30.000 50.000	O Enterprise Oil Norwegian A/S Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
183	7229/11 og 7229/12	10.000 10.000 30.000 50.000	O Amerada Hess Norge A/S Amoco Norway A/S A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
184	7316/4, 7316/5 og 7316/8	10.000 10.000 20.000 10.000 50.000	O Norske Conoco A/S Deminex (Norge) A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Mobil Development Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
185	31/7	17.600 13.200 13.200 56.000	O Esso Norge a.s Norsk Hydro produksjon a.s Neste Petroleum A/S Den norske stats oljeselskap (Statoil)

**Tabell 2.1.3.b**  
**Utvinningsstillatelser og arealer per 31.12.1991**

Tild.- runde	Tildelt	Utvinn. till.nr.	Antall blokker*		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb.lev. km <sup>2</sup>	Areal i utv.till. km <sup>2</sup>
			til- delt	tilbake- levert			
1.	01.09.65	001-021	74	58	39842.476	35946.860	3895.636
	07.12.65	022	4	4	2263.565	2263.565	0.0
	12.09.77	019 (2)	2		617.891	0.0	617.891
2.	23.05.69	023-031	9	1	4107.833	2233.346	1874.487
	30.05.69	032-033	2		746.285	376.906	369.379
	14.11.69	034-035	2		1024.529	564.837	459.692
	11.06.71	036	1		523.937	262.047	261.890
ut.	10.08.73	037	2		586.834	295.157	291.677
3.	01.04.75	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.780	450.767
	01.06.75	041	1	1	488.659	488.659	0.0
	06.08.76	043	2		604.558	555.553	49.005
	27.08.76	044	1		193.076	90.417	102.659
	03.12.76	045-046	4	2	1270.682	814.708	455.974
	07.01.77	047	2	1	368.363	304.160	64.203
	18.02.77	048	2	1	321.500	107.019	214.481
	23.12.77	049	1	1	485.802	485.802	0.0
	ut.	16.06.78	050	1		500.509	151.962

Tild.- runde	Tildelt	Utvinn. till.nr.	Antall blokker*		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb.lev. km <sup>2</sup>	Areal i utv.till. km <sup>2</sup>
			til- delt	tilbake- levert			
4.	06.04.79	051-058	8	2	4007.887	2434.633	1573.254
ut.	20.08.82	079	1		102.167		102.167
5.	18.01.80	059-061	3	2	1108.078	998.675	109.403
	27.03.81	062-064	3	1	1099.522	867.542	231.981
	23.04.82	073-078	6	2	2311.912	1668.413	643.499
6.	21.08.81	065-072	9	1	3218.945	1746.972	1471.973
7.	10.12.82	080-084	5	5	2082.966	2082.966	0.0
ut.	08.07.83	085	3		1521.160	725.816	795.344
8.	09.03.84	086-100	17	2	6338.273	2643.394	3693.879
9.	14.03.85	101-111	13		5293.054	1791.686	3501.368
ut.	26.07.85	112	1		260.215	129.958	130.257
10a	23.08.85	113-120	9	2	3075.433	1070.258	2005.175
10b	28.02.86	121-128	9	1	3828.258	428.120	3400.138
ut.	11.07.86	129	1		225.393		225.393
11.	10.04.87	130-137	11	2	4163.711	628.856	3534.855
	29.05.87	138-142	11	4	2975.807	1188.588	1787.219
12a	08.07.88	143-153	16		4701.021		4701.021
12b	09.03.89	154-162	13	2	5031.262	602.953	4428.309
13	01.03.91	163-184	36		12076.889		12076.889
ut.	13.09.91	185	1		25.535		25.535
			256	99	119234.554	65340.608	53893.946

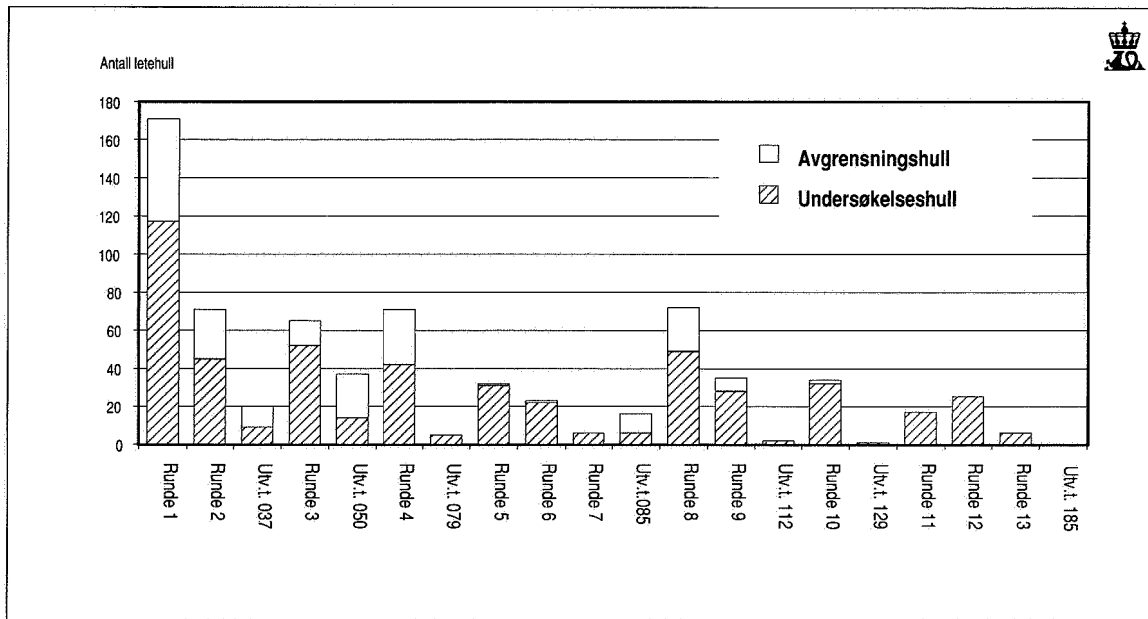
\* hele eller deler av blokker ut. = tildelt utenfor tildelingsrunder

Tabell 2.1.3.c

Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31. desember 1991

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenl	norsk	utenl
1	1965	78	9	91	0	100
2	1969 - 71	14	15	85	0	100
Staffjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974 - 78	22	58	42	63	37
Ula (19 B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980 - 82	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	34	50	50
Utv.t 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.t 085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
Utv.t 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	36	56	44
Utv.t 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.t 185	1991	1	69	31	100	0

**Fig. 2.1.3**  
**Lete hull boret i hver tildelingsrunde**



#### 2.1.4 Andelsoverdragelser

I løpet av 1991 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet:

##### Utvinningstillatelse 043

Operatør: Total Norge A/S

Total Norge A/S har overtatt 50 % fra BP Petroleum Development of Norway A.S. Total overtok også som operatør i utvinningstillatelsen.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Total Norge A/S	50.0000 %

##### Utvinningstillatelse 048

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

BP Petroleum Development of Norway A.S har overtatt 10.9 % fra Total Norge A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	21.8000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	17.3000 %
BP Petroleum Development of Norway A.S	10.9000 %

##### Utvinningstillatelse 062

Operatør: Saga Petroleum a.s

Total Norge A/S har overtatt 25 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Total Norge A/S	25.0000 %
Neste Petroleum A/S	10.0000 %
Saga Petroleum a.s.	10.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	5.0000 %

##### Utvinningstillatelse 067

Operatør: Norsk Agip A/S

Norsk Agip A/S har overtatt 30 % fra A/S Norske Shell. Samtidig overtok Norsk Agip A/S som operatør i utvinningstillatelsen.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Norsk Agip A/S	40.0000 %
Phillips Petroleum Norsk A/S	10.0000 %

##### Utvinningstillatelse 078

Operatør : Norsk Hydro Produksjon a.s

Total Norge A/S har overtatt 10 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Norsk Hydro Produksjons a.s	25.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	15.0000 %
Total Norge A/S	10.0000 %

##### Utvinningstillatelse 102

Operatør: Elf Aquitaine Norge A/S

Total Norge A/S har overtatt 20 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:  
 Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 50.0000 %  
 Elf Aquitaine Norge A/S 30.0000 %  
 Total Norge A/S 20.0000 %

#### Utvinningstillatelse 114

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Den norske stats oljeselskap a.s har overtatt 15 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:  
 Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 65.0000 %  
 Saga Petroleum a.s. 15.0000 %  
 Deminex (Norge) A/S 10.0000 %  
 Petrobras Norge A/S 10.0000 %

#### Utvinningstillatelse 115

Operatør: Total Norge A/S

Total Norge A/S har overtatt 30 % fra A/S Norske Shell. Samtidig har Total overtatt som operatør i utvinningstillatelsen.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:  
 Den norske stats oljeselskap (Statoil) 50.0000 %  
 Total Norge A/S 30.0000 %  
 Conoco Norway Inc 15.0000 %  
 Det Norske Oljeselskap A/S 5.0000 %

#### Utvinningstillatelse 126

Operatør: Esso Norge a.s

Mobil Development Norway A.S har overtatt 10 % og Enterprise Oil Norwegian A/S 20 % fra Esso Norge a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 50.0000 %  
 Mobil Development Norway A.S 25.0000 %  
 Enterprise Norge A/S 20.0000 %  
 Esso Norge a.s 5.0000 %

#### Utvinningstillatelse 130

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Den norske stats oljeselskap a.s og Enterprise Oil Norwegian A/S har hver overtatt 7.5 % fra Petrobras Norge A/S. Dessuten har Total overtatt 15 % fra A/S Norske Shell.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:  
 Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 57.5000 %  
 Enterprise Norge A/S 27.5000 %  
 Total Norge A/S 15.0000 %

#### Utvinningstillatelse 147

Operatør: A/S Norske Shell

A/S Norske Shell har overtatt 15 % fra Total Norge A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:  
 A/S Norske Shell 50.0000 %  
 Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 50.0000 %

#### 2.1.5 Tilbakeleveringer/Oppgivelser

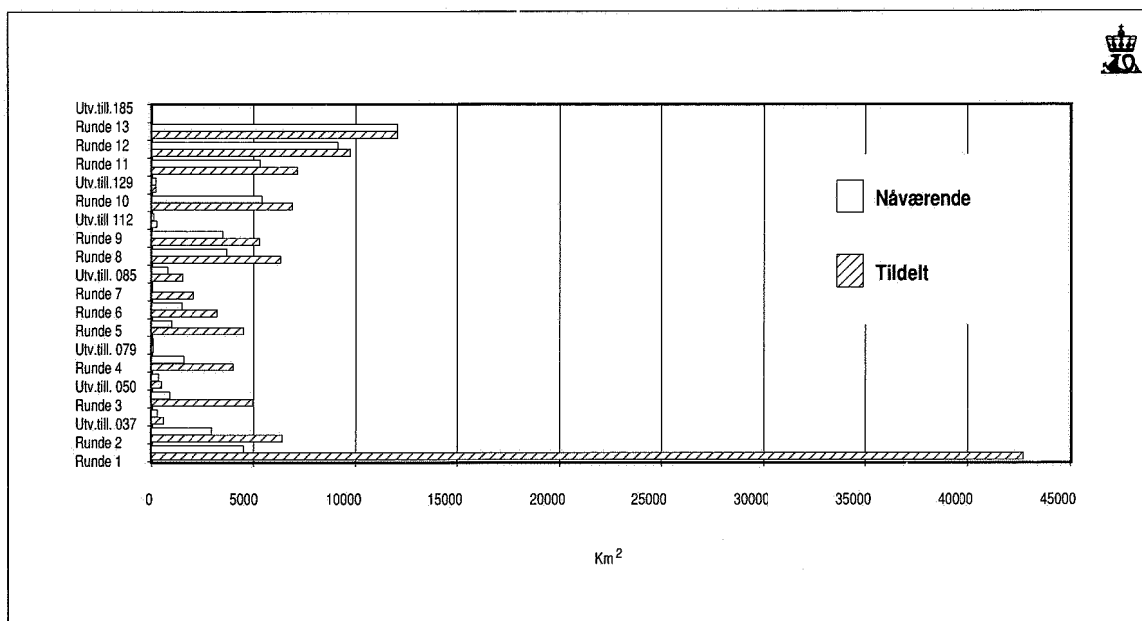
Det har vært tilbakeleveringer/oppgivelse av areal i 17 utvinningstillatelser. I syv utvinningstillatelser er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tabell 2.1.5. Tildelt og nåværende areal er vist i figur 2.1.5.

**Tabell 2.1.5**  
**Tilbakeleveringer**

Utvinningstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km <sup>2</sup>	Tilb.levert areal km <sup>2</sup>	Areal i utv.-tillatelse km <sup>2</sup>
017	Phillips	8/8, 8/10 og 8/11	1682.634	1682.634	0.000
043	Total	29/6 og 30/4	604.558	555.553	49.005
062	Saga	6507/11	436.310	367.762	68.548
087	Hydro	16/4	539.346	273.231	266.115
098	Esso	7120/10	335.884	335.884	0.000
103	Conoco	25/7	527.805	263.829	263.976
105	Statoil	6406/6	444.465	444.465	0.000
106	Statoil	6407/4	444.465	239.991	204.474
107	Hydro	6407/7	448.529	227.011	221.518
110	Statoil	7120/5 og 7121/5	654.644	444.642	210.002
111	Esso	7121/1	323.030	171.748	151.282
112	Elf	25/2	260.215	129.958	130.257
115	Total	9/3	550.790	376.048	174.742
118	BP	26/4	523.937	523.937	0.000
119	Total	29/3	170.273	170.273	0.000
141	Hydro	7321/8 og 7321/9	594.294	594.294	0.000
162	Statoil	7324/10 og 7324/11	602.952	602.952	0.000

Fig. 2.1.5

Tildelte og nåværende arealer i utvinningstillatelser



## 2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING

### 2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

Det ble samlet inn 329 369 km seismikk på norsk sokkel i 1991. Dette betyr at det har vært en sterk økning i seismikk-aktiviteten det siste året. Hovedtyngden av økningen skyldes den store utbredelsen av 3D-seismikk. Antall km refererer seg til totalt antall «linjekilometer». Ved bruk av flere kilder og kabler på samme fartøy er det mulig å samle inn flere linjekilometer samtidig. De nye seismikkfartøyene har ofte flere kabler, og ved bruk av f eks to kilder er det således mulig å samle inn seks til åtte linjer samtidig. Det er også mulig å samle inn flere linjer samtidig ved bruk av to fartøyer. Figur 2.2.1.a viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn på antall «båtkilometer».

#### 2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser i 1991

Oljedirektoratet samlet inn 6 614 km «båt-kilometer» seismikk i løpet av 1991, se figur 2.2.1.b. Det ble samlet inn data i områdene som er angitt på figur 2.2.1.c, d og e.

#### Nordsjøen

Tilsammen 270 km testlinjer ble samlet inn i to områder; kvadrant 24 og 30. Dataene ble samlet inn med det nye fartøyet «Geco Sapphire», og det ble benyttet forskjellige konfigurasjoner på kilder og mot-takere.

I det sørlige området ble det benyttet stor kilde og to 4 500 meter lange kabler tauet med 100 meters horisontal avstand.

I det nordlige området ble det benyttet tre kabler

på 3 000 meter med 100 meter horisontal avstand og to kilder med 75 meter avstand. En av linjene ble skutt om igjen med en stor kilde.

Dataene vil bli prosessert av HGS i Stavanger og Oljedirektoratet planlegger å gjøre de prosesserte dataene tilgjengelige for industrien.

#### Midt-Norge

I den sørlige del av Vøringbassenget og i Mørebasenget ble det samlet inn 2 731 km dype regionale linjer. Dataene ble samlet inn med fartøyet «Master Odin» (tidligere «Skandi Pioneer»). Det ble benyttet luftkanoner, «sleeve guns», og datalengden var ti sekunder på grunn av stort havdyp og stor sedimenttykkelse i området. Dataene prosesseres hos Ensign og Digicon.

#### Barentshavet

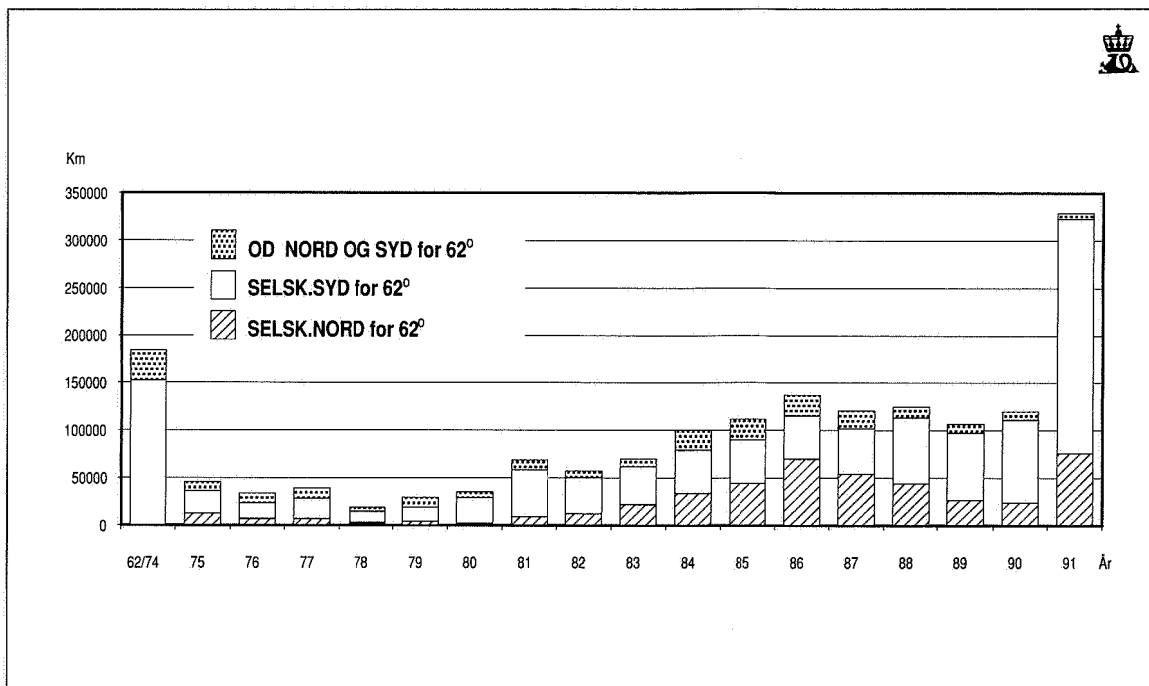
Med fartøyet «Master Odin» ble det i det nordlige Barentshavet samlet inn 3 613 km. Det ble samlet inn data i områdene Storbanken (771 km), Spitsbergenbanken (1736 km) og Nordflaket (1 107 km). Dataene prosesseres hos CGG, Geco-Prakla og Spectrum.

#### Prosessering

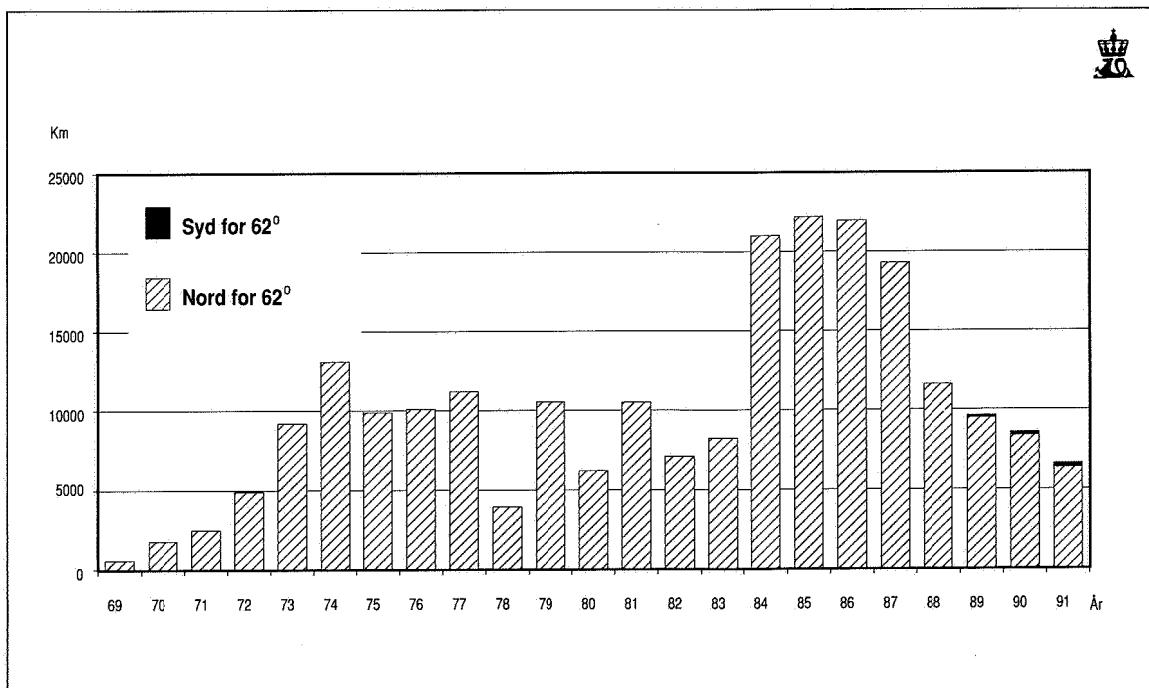
Oljedirektoratet har avsluttet prosesseringen av dataene som ble samlet inn i løpet av 1991. Det er også utført en del reprosessering av eldre data. Det nordlige Barentshavet byr på store utfordringer i denne forbindelse og det vil være behov for ytterligere innsats med reprosessering i dette området de nærmeste årene. I løpet av 1991 har Oljedirektora-



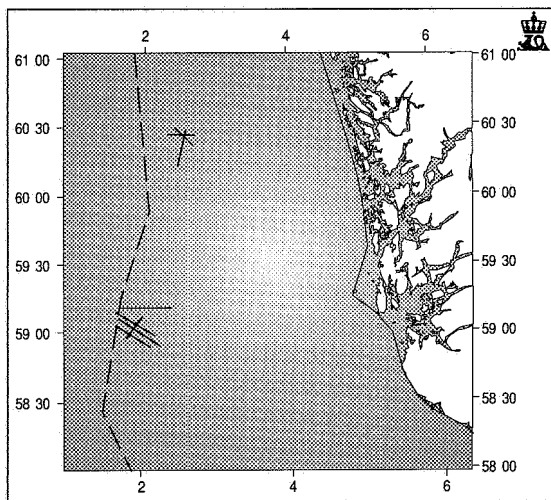
**Fig. 2.2.1.a**  
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962–1991



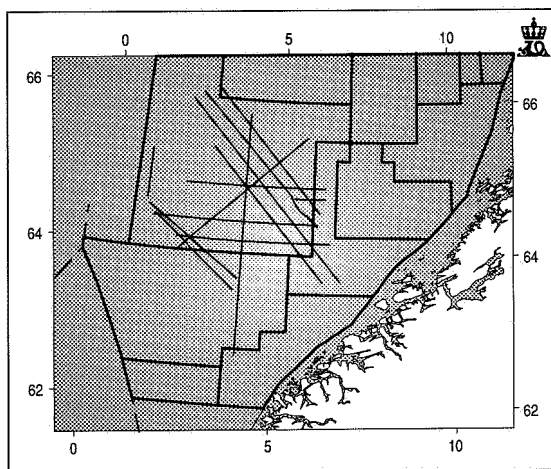
**Fig. 2.2.1.b**  
Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi



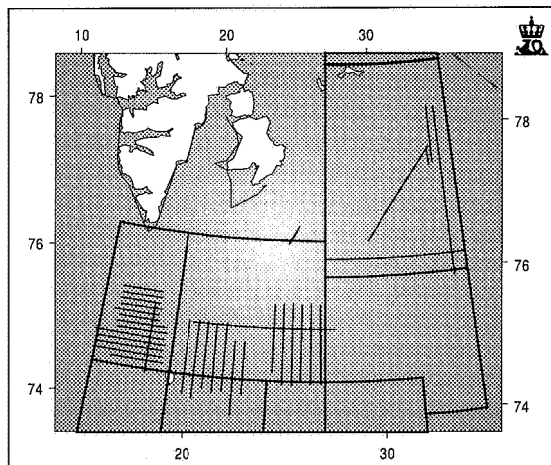
**Fig. 2.2.1.c**  
Geofysiske undersøkelser i Nordsjøen



**Fig. 2.2.1.d**  
Geofysiske undersøkelser utenfor Midt-Norge



**Fig. 2.2.1.e**  
Geofysiske undersøkelser i det nordlige Barentshavet



tet utført testprosessering med interessante resultater hos utvalgte kontraktører.

I tillegg har Oljedirektoratet oppgradert sin egen program- og maskinvare innenfor prosessering. Det benyttes nå interaktiv programvare fra Seres og Geco-Prakla på arbeidsstasjoner.

#### 2.2.1.2 Åpning av nye leteområder

Den nordlige del av Vøringbassenget er klargjort for åpning for seismikk fra 1.1.1992, se figur 2.2.1.2.

Oljedirektoratet planlegger å fullføre innsamlingen utenfor Midt-Norge i løpet av 1992.

#### 2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1991 ble det innsamlet 322 755 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap og seismiske selskap. Av dette er 257 370 km 3D-seismikk. 247 025 km ble innsamlet i Nordsjøen og 75 730 km utenfor Midt-Norge og i Barentshavet. Det fremgår av tallene ovenfor at aktiviteten i Nordsjøen økte med 159 825 km fra 1990. Aktiviteten utenfor Midt-Norge og i Barentshavet økte med 52 130 km fra 1990.

Dette viser at aktiviteten i 1991 var tilnærmet tredoblet i forhold til 1990.

Norske oljeselskaper samlet inn 107 702 km. Dette er en økning på 80 037 km fra året før. Utenlandske selskaper samlet inn 161 393 km som er en økning på 90 393 km fra 1990.

Det ble samlet inn 52 839 km kommersiell seismikk av Geco, Geoteam, HGS og Nopec. Dette er en økning på 40 739 km fra året før.

#### 2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1991 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 50.6 millioner kroner (57.3 millioner kroner i 1990), se tabell 2.2.1.4.

Selskap som har kjøpt alle Oljedirektoratets seismiske datapakker for de forskjellige områdene, er som følger:

#### Møre Sør

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Occidental, Pelican, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

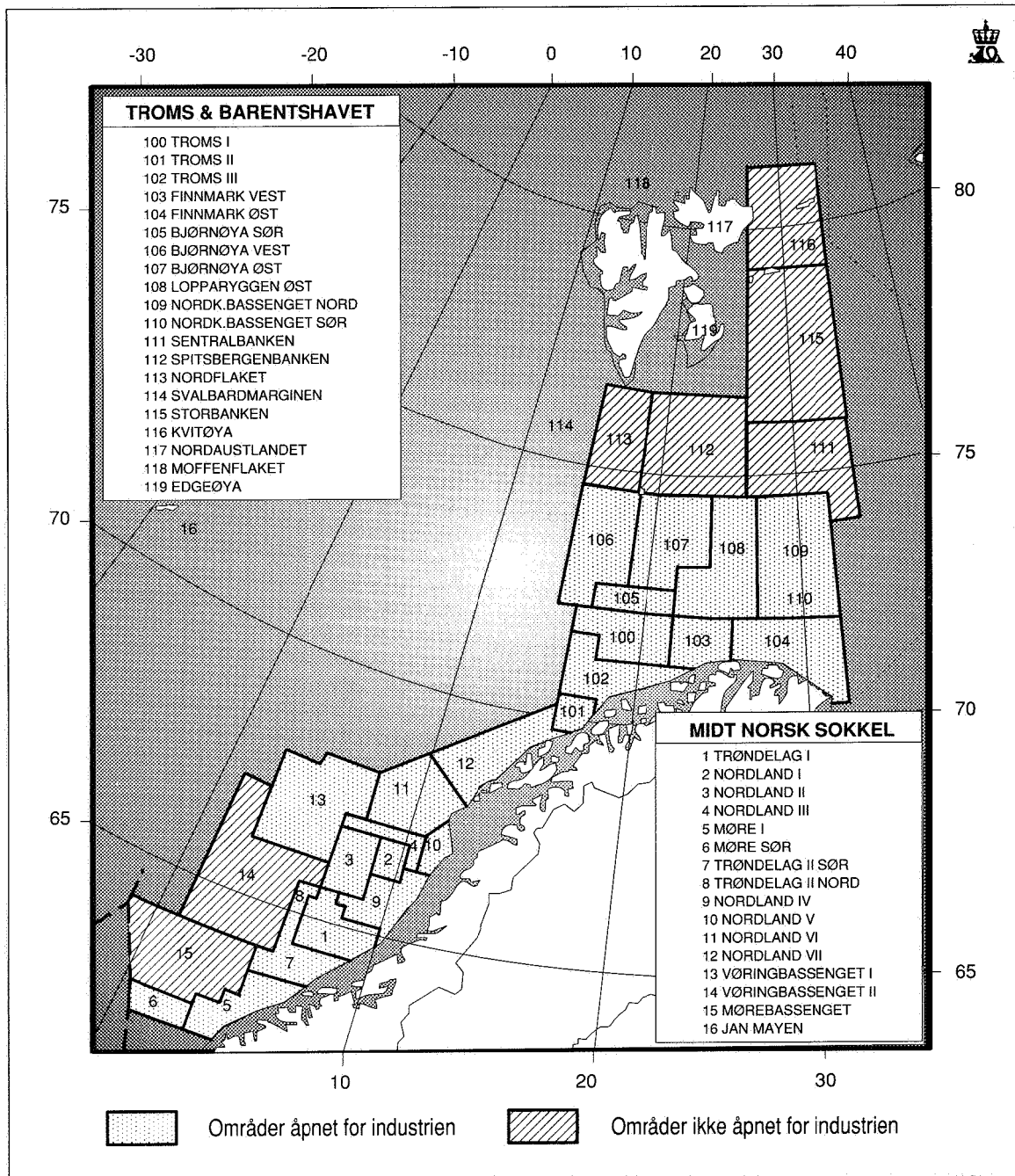
#### Møre

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Idemitsu, Mobil, Neste, Occidental, Pelican, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total og Unocal.

#### Trøndelag I

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Idemitsu, Mobil, Neste, Occidental, Pelican, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total og Unocal.

Fig. 2.2.1.2  
Områdestatus for seismisk innsamling nord for Stad



**Trøndelag II, nord for 64°15'**

Agip, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco og Total.

**Trøndelag II, sør for 64°15'**

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro,

Idemitsu, Mobil, Neste, Occidental, Pelican, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total og Unocal.

**Vøringbassenget-I**

Phillips og Statoil.

**Nordland I**

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Chevron, Co-

noco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Getty, Gulf, Hispanoil, Hydro, Japan Oil, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Superior, Svenska Petroleum, Tenneco, Texaco, Total, Unocal og ØMV.

#### Nordland II

Agip, Amerada, BP, Britoil, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total og Unocal.

#### Nordland III

Agip, Amerada, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Nordland IV

Agip, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Nordland V

BP, Conoco, Elf, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Nordland VI

BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Shell, Statoil og Total.

#### Nordland VII

BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Shell, Statoil og Total.

#### Troms I, øst for 19°

Agip, Amerada, Amoco, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Troms I, vest for 19°

Agip, Amerada, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Tenneco og Total.

#### Troms II

Agip, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Troms III

Agip, Amerada, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Finnmark Vest

Agip, Amerada, Amoco, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Tenneco og Total.

#### Finnmark Øst

Agip, Amerada, Amoco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Bjørnøya Sør

Agip, Amerada, Amoco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco og Total.

#### Bjørnøya Vest

Amoco, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Bjørnøya Øst

Agip, Amoco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Saga, Shell, Statoil, Tenneco og Total.

#### Lopparyggen Øst

Agip, Amerada, Amoco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Tenneco og Total.

#### Nordkappbassenget, nord 73°15'

Agip, Amoco, BP, Conoco, Elf, Enterprise, Esso, Hydro, Mobil, Neste, Saga, Shell, Statoil og Total.

#### Nordkappbassenget, sør 73°15'

Agip, Amerada, Amoco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Neste, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum og Total.

Tabell 2.2.1.4

#### Oversikt over antall solgte seismiske datapakker

Pakke	1991	Totalt
001 MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1	1	34
002 MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2	1	27
003 TAMPEN-SPUR	1	22
004 MØRE-SØR-84	1	22
005 TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006 HALTENBANKEN-VEST-84		23
007 FRØYABANKEN-84	1	27
008 MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2 #)		22
009 MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3 #)		28
010 TRÆNABANKEN		30
011 REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN	1	21
012 NORDLAND-IV-85		9

Pakke	1991	Totalt
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL	20
014	NORDLAND-II-83	22
015	NORDLAND-III-84	13
016	TROMS-II	12
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST	18
018	FINNMARK-VEST-83	19
019	FINNMARK-VEST-84	20
020	NORDLAND-III-85	13
021	MØRE-SØR-TEST-84 #)	5
022	STOREGGA-85	5
023	VØRINGPLATAÆT	11
024	VØRING-BASSENGET-85/86	9
025	LOFOTEN-VEST-86	10
026	JAN-MAYEN-85	1
027	JAN-MAYEN-79/85	0
028	VØRING-BASSENGET-87	9
029	NORDLAND-VI-87	11
030	NORDLAND-VII-87	11
031	NORDLAND-V-87	9
032	NORDLAND-VI-88	10
033	NORDLAND-VII-88	11
034	NORDLAND-V-73-79	9
035	NORDLAND-VI-73-79	11
036	NORDLAND-VI-89	10
037	NORDLAND-VII-89	10
038	NORDLAND-VII-74/75	10
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89 #)	1
040	VØRING-BASSENGET-88	7
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	7
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	7
043	MØRE-BASSENGET-88	4
044	TYPEPROFILER-BARENTSHAVET #)	2
045	VØRINGBASSENGET-I-90	2
046	STOREGGA-90	1
100	TROMS-HOVEDPAKKE	35
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73	21
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

**2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen**  
I forbindelse med Oljedirektoratets ressursmessige tilsyn med virksomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet blant annet kopier av borehullslogger og representative utvalg av borekaks og kjerner.

Prøver av borekaks tas hver tiende meter gjennom borehullet, og hver tredje meter i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver som skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens. Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjerner i letehull og halvparten av kjerner i produksjonshull.

Per 31.12.1991 har Oljedirektoratet lagret 70 452 meter kjernemateriale fra 779 borehull, 351 757 prøver av vasket borekaks fra 930 borehull og 387 084 våtprøver fra 1 104 borehull. Dette inkluderer produksjonshull og materiale fra 86 utenlandske borehull, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Andøya, Hopen, Tanzania og Mozambique.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke.

«Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig og gir en oversikt over letehull som blir fem år i kalenderåret. Formålet med denne serien er å vise hvilke letehull som er frigitt og hvilke kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige letehullene. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hvert letehull i målestokk 1:4000.

I tillegg til WDSS har Oljedirektoratet to publikasjonsserier; «Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells» og «Borehole List, Exploration

Drilling», som også gir informasjon om frigitt materiale. Begge er årlige publikasjoner.

Listen med utvinningstillatelser inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; tillatelsesnummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, partnere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealet, en del data om borehull boret i utvinningstillatelsen og et kart over hver tillatelse med borehullene plottet inn. I tillegg finnes en del historiske data og lister og tabeller fra boreaktiviteten. Borehullslisten er en utvidet versjon av Oljedirektoratets tidligere borehullsliste. Letehullene er her presentert i fem forskjellige sorteringer etter borehullsnummer, påbegynnelsesdato, avslutningsdato, operatør og utvinningstillatelse.

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

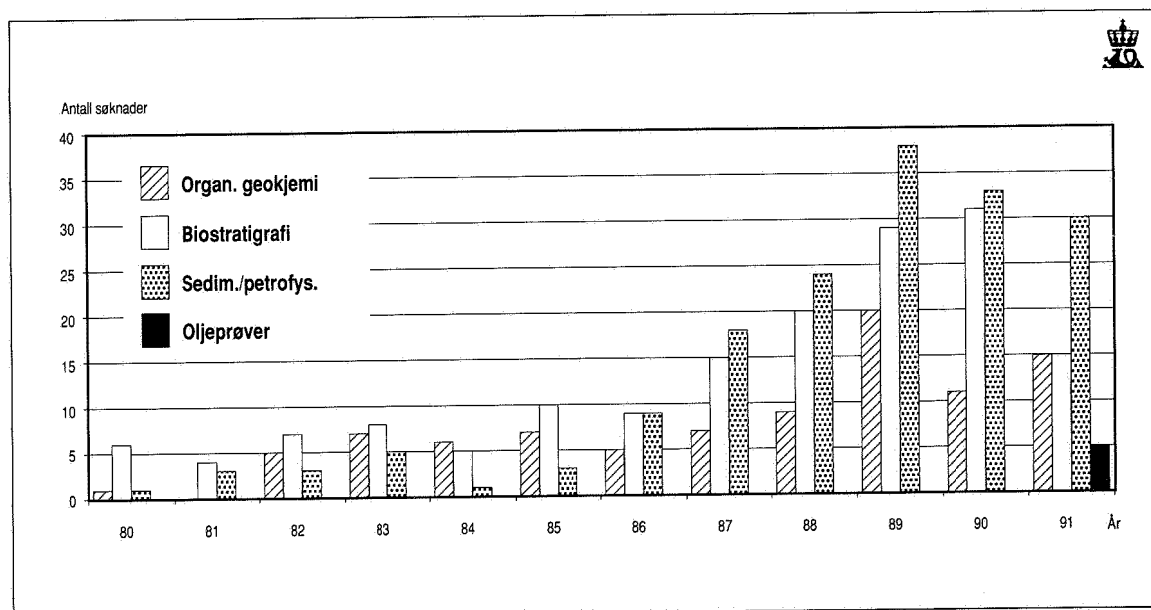
Figur 2.2.1.5 viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi og sedimentologi/petrofysikk.

I 1991 er frigivningspraksisen for geologisk prøvetaking blitt endret med hensyn til rutiner for søknadsbehandling. Frigivningssøknader blir nå behandlet tre ganger i året med søknadsfrist 1. april, 1. august og 1. desember.

Oljedirektoratet har i løpet av 1991 frigitt tilsammen 100 518 linjekilometer seismikk fordelt på 103 datapakker. Den frigitte seismikken er fordelt med 94 pakker syd for 62° N og ni pakker utenfor Midt-Norge.

Tabell 2.2.1.5 gir en oversikt over seismiske data som er frigitt.

**Fig. 2.2.1.5**  
Søknader om prøvemateriale fordelt på fagområder



Tabell 2.2.1.5 Seismiske data som er frigitt

Nr	Pakke navn	Lengde (km)	Område	Nr	Pakke navn	Lengde (km)	Område
A 1	NH-8007	231,328	0007/11	A 51	ST-8111	347,830	30/6 & 9
A 2	SG-8048	689,619	7/11	A 52	G-8101	848,026	35/8 & 9
A 3	NH-8302	350,404	0007/11	A 53	BP81-043	1375,896	29/6&30/4
A 4	NHCN-82	1400,587	0007/08,11	A 54	NH-8502-3D	22431,769	0030/09
A 5	SH-82	872,699	0002/05	A 55	NS-79	3710,355	SYD 62
A 6	SG-8052	541,722	0002/02	A 56	NS-78	4638,521	SYD 62
A 7	BP80-019	985,315	2/1 & 7/12	A 57	PGE-82	700,213	0002/07,10
A 8	EL-8180	1023,510	2/6 & 2/9	A 58	NH-8201	1103,320	0002/08,11
A 9	ST-501	696,000	0033/02	A 59	PGO-2/10-77	204,562	0002/10
A 10	ST-502	1182,771	0033/03	A 60	ANO-78-2	1540,000	2/6,8,93/4
A 11	ST-503	1307,000	0033/05,06	A 61	ANO-78-3	363,927	VALHAL/HOD
A 12	NH-754	174,000	0033/05	A 62	ANO-79-1	90,834	0002/05
A 13	NAG-80	498,000	0033/06	A 63	PGE-80	716,189	2/4 & 7
A 14	ANO-77	195,921	0034/02	A 64	PSL-84-2	235,360	0002/07
A 15	ANO-77-1	357,787	30/ & 31/4	A 65	ANO-83	393,692	VALHALL
A 16	ANO-77-2	9,000	0024/06	A 66	ST-8421	592,346	2/9,12
A 17	ANO-79	923,155	0034/02	A 67	NS-76	3569,609	SYD 62
A 18	ANO-80	72,566	0034/02	A 68	ANO-80-1	199,091	0002/05,08
A 19	SA-530	1229,439	0035/3	A 70	ST-404	454,590	0001/09
A 20	SAG-78	186,660	35/3	A 71	EL-8201	592,000	0003/07
A 21	SG-8130	783,153	BL:35/3	A 72	SH-72	83,507	0001/09
A 22	GULF-79-2	1000,323	35/8&9	A 73	EL-8186	1743,788	0001/03
A 23	GULF-80-1	1396,503	35/8	A 74	PG-2/7-73	115,142	0002/07
A 24	ANO-74	1515,589	0036/01	A 75	EL-8083	124,002	3/7
A 25	SG-8252	1115,433	2/2,3	A 76	GULF-79	420,961	0002/02,03
A 26	PSL-84-1	562,258	0008/10	A 77	ST-809	28,406	1/9 & 2/7
A 27	ST-8007	395,000	0031/	A 78	PGE-80-GE	25,995	0002/04
A 27	SH-8007	2495,000	31 & 32	A 79	ST-8013-81	121,976	0001/09
A 28	TO-8513	25,287	0029/03	A 80	CSSC-78-2	62,829	0002/2,03
A 29	TO-8510	261,665	0029/03	A 81	ANO-78-1	793,394	0002/02,05
A 30	SG-85	27,474	0034/04	A 82	EL-980	356,736	0002/06
A 31	NH-8504	421,850	0030/06	A 83	PSL-84-3	440,268	0002/04
A 32	MN-85	587,980	0035/11	A 84	EL-686	207,568	0002/06
A 33	NH-8502	1269,787	0030/09	A 85	PG-2/4-73	101,000	0002/04
A 34	NH-8503	24,073	29/3&33/12	A 86	ANO-76	251,148	0002/04,05
A 35	NH-8202	2072,594	31 & 32	A 87	ST-601	110,379	0001/05
A 36	SG-8127	813,636	35/36	A 88	N2-70	226,399	0002/01
A 37	SG-8133	350,377	34/11	A 89	SH-79-1	598,979	0001/3,2/1
A 38	SG-8425	275,184	0031/02,3	A 90	PGE-79	120,029	BL:2/4,5
A 39	NH-8104	1921,288	32,34-36	A 91	A-79	344,734	1/6 & 2/4
A 40	ST-8109	1318,896	35,36	A 92	ANO-80-2	117,580	0003/04
A 41	81-007	339,599	0031	A 93	SH-74-1	437,325	0001/
A 42	EL-8307	2372,612	34/8	A 94	EL-8186-82	158,842	0001/03
A 43	ST-8006	1948,741	0030/2,3,6	B 1	SH-84	1238,985	6407/9
A 44	BP-85	423,043	0016/08	B 2	CN-8502	1002,000	HALTENBANKEN
A 45	ST-8116	2194,671	31 & 32	B 3	SSL-7172	3274,995	56-58 DEG
A 46	G-81	519,484	35/8&9	B 4	BP-83	923,962	HALTENBANKEN
A 47	GU-82	681,716	35/8	B 5	SG-8158	236,813	6507/11,12
A 48	GU-81	376,311	35/8	B 6	SG-8258	436,561	6507/11&12
A 49	ST-8313	276,587	BL:34/10	B 7	SG-8271	638,185	6407/2
A 50	ST-811	368,311	0030/02,03	B 8	ST-8110	280,384	TRØND WEST
				B 9	ST-8306	325,840	HALTENBANKEN

### 2.2.2 Leteboring

Ved årsskiftet 1990/1991 var ni letehull under boring. Av disse er fem avsluttet, ett er oppgitt og tre er suspendert i 1991.

I 1991 er det påbegynt 47 nye letehull, fordelt på 34 undersøkeshull og 13 avgrensingshull. Borevirksomheten i 1991 har vært fordelt med 36 letehull i Nordsjøen, åtte utenfor Midt-Norge og tre i Barentshavet. I tillegg til de 47 letehullene som er påbegynt i 1991, er ti suspenderte letehull gjenåpnet. Av disse 57 letehullene er 32 avsluttet, 13 er suspendert og 12 er under boring ved årsskiftet. Per 31.12.1991 var det totalt påbegynt 709 letehull på norsk sokkel. De fordeler seg med 509 undersøkels-

ses- og 200 avgrensingshull. Dette er vist i figur 2.2.2.a. Tabell 2.2.2 viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letehull i 1991. Totalt er 40 letehull midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

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

2/02-09	25/04-06 S	31/05-04 AR
2/04-15 S	25/05-04	34/04-07
2/04-16	30/02-01	34/07-19
2/07-20 R	30/03-04	34/08-04 S
2/07-21 SR	30/06-16	34/10-05
2/07-23 S	30/06-19	34/10-32 R

Tabell 2.2.2

## Påbegynte og/eller avsluttede letehull i 1991

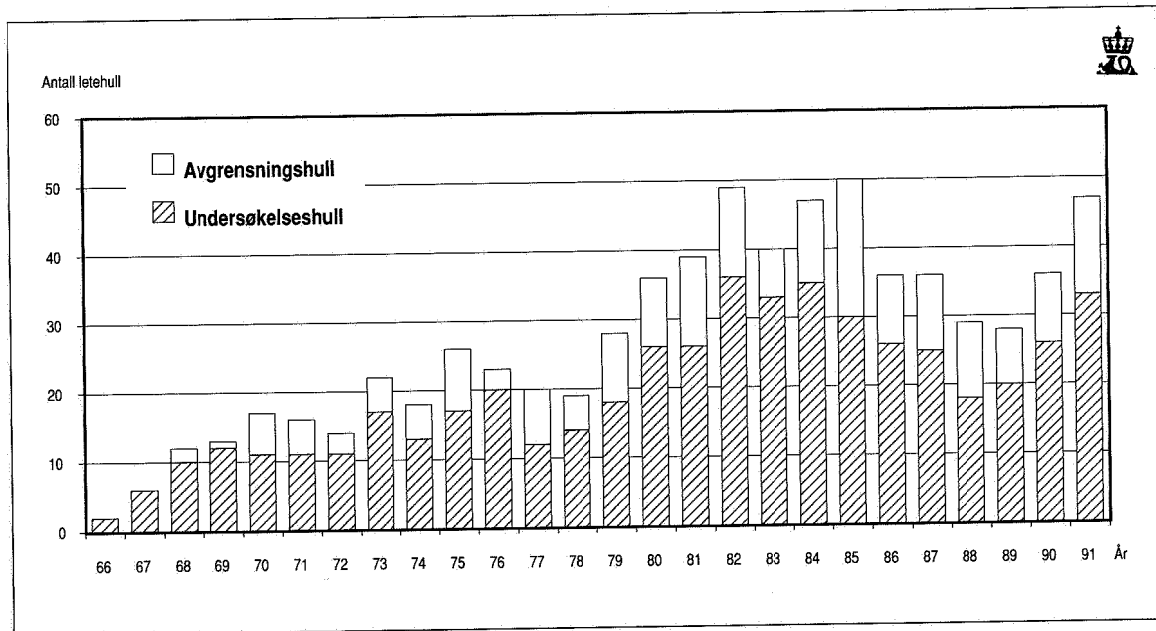
R = gjenåpning, X = har ikke nådd prospektive dyp, S = sideboret

Lete hull	Till nr Utv. till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vanddyp (angitt i KBE i meter)	Total dyp meter) Alder på totaldyp
2/08-14 X	647	56 15 48.93	90.08.14	Amoco	Undersøkelseshull	67	4392
	006	03 21 23.11	91.01.22	West Vanguard	Oppgitt	22	
6406/11-01 S	651	64 02 46.02	90.10.19	Saga	Undersøkelseshull	315	4185
	156	06 36 14.16	91.02.22	Treasure Saga	Tørt hull	25	U.Trias
15/12-07 S	655	58 00 49.93	90.11.06	Statoil	Undersøkelseshull	85	3529
	116	01 58 35.54	91.01.07	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Trias
2/07-24	653	56 18 33.00	90.11.07	Phillips	Undersøkelseshull	71	4985
	018	03 19 23.56	91.04.13	Ross Isle	Tørt hull	22	Ø.Jura
2/07-25 S	657	56 19 59.69	90.11.29	Phillips	Avgrensningshull	68	5177
	018	03 14 53.90	91.03.31	West Delta	Suspendert. Tørt hull	29	
34/08-04 S	659	61 19 29.58	90.12.06	Hydro	Undersøkelseshull	310	4150
	120	02 25 18.67	91.06.09	Mærsk Jutlander	Suspendert	23	
6406/12-01 S	662	64 04 11.14	90.12.15	Statoil	Undersøkelseshull	330	3965
	157	06 43 56.91	91.02.28	Ross Rig	Tørt hull	23	M.Jura
6407/07-05	660	64 18 24.34	90.12.17	Hydro	Avgrensningshull	327	3724
	107	07 10 50.58	91.02.15	Transocean 8	Hydrokarboner	24	U.Jura
25/05-04	661	59 36 33.22	90.12.22	Elf	Undersøkelseshull	120	3185
	102	02 28 32.07	91.03.07	Dyvi Stena	Susp. Gass/Kondensat	25	U.Jura
35/09-02	663	61 20 08.69	91.01.01	Hydro	Undersøkelseshull	367	2885
	153	03 56 16.59	91.04.03	Vildkat Explorer	Gass/Kondensat	25	Grunnfjell
6201/11-02	664	62 01 07.62	91.01.12	Statoil	Undersøkelseshull	373	3778
	130	01 25 16.78	91.03.11	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Trias
25/02-14	666	59 45 53.52	91.01.25	Elf	Avgrensningshull	117	3623
	026	02 35 23.04	91.03.30	West Vanguard	Tørt hull	22	U.Jura
7120/02-02	665	71 50 24.00	91.01.27	Hydro	Undersøkelseshull	337	2800
	109	20 36 03.60	91.03.23	Polar Pioneer	Hydrokarboner	23	M.Jura
34/08-05	667	61 19 29.94	91.02.18	Hydro	Avgrensningshull	296	3540
	120	02 20 57.94	91.04.01	Transocean 8	Hydrokarboner	24	Trias
34/07-17	668	61 20 50.69	91.02.25	Saga	Avgrensningshull	259	3115
	089	02 05 42.31	91.04.07	Treasure Saga	Tørt hull	26	Trias
6507/08-05	670	65 20 36.75	91.03.02	Statoil	Undersøkelseshull	332	2000
	124	07 38 04.70	91.03.16	Ross Rig	Tørt hull	23	Jura
1/03-06	669	56 56 14.92	91.03.11	Elf	Undersøkelseshull	72	3586
	065	02 42 20.81	91.06.22	Dyvi Stena	Gass/Kondensat	25	Kritt
2/07-26 S	674	56 19 59.60	91.03.30	Phillips	Avgrensningshull	70	4849
	018	03 14 53.73	91.09.13	West Delta	Suspendert	29	
2/11-08	673	56 08 08.60	91.04.03	Hydro	Undersøkelseshull	66	4584
	068	03 20 46.64	91.07.11	Polar Pioneer	Tørt hull	23	Prejura
25/01-08 S4R	466	59 54 03.29	91.04.03	Elf	Undersøkelseshull	102	2650
	024	02 06 09.80	91.04.14	West Vanguard	Gass	25	Paleocen
1/09-06 SR	318	56 29 03.85	91.04.06	Statoil	Avgrensningshull	75	3880
	044	02 56 00.14	91.04.20	Ross Rig	Gass/Kondensat	25	Ø.Kritt
30/09-12	671	60 25 57.09	91.04.07	Hydro	Avgrensningshull	104	2994
	104	02 51 34.90	91.05.09	Vildkat Explorer	Olje	25	U.Jura
34/07-17 A	677	61 20 50.69	91.04.07	Saga	Avgrensningshull	259	2650
	089	02 05 42.31	91.05.04	Treasure Saga	Olje/gass	26	M.Jura
34/10-34	672	61 13 04.19	91.04.10	Statoil	Undersøkelseshull	139	2410
	050	02 08 04.69	91.05.31	Deepsea Bergen	Olje/gass	23	U.Jura
2/01-09	676	56 51 37.77	91.04.15	BP	Avgrensningshull	66	4289
	019	03 05 04.77	91.07.06	Ross Isle	Susp. Olje/gass	23	Perm
25/04-06 S	678	59 42 35.43	91.04.15	Elf	Undersøkelseshull	114	4170
	036	02 19 04.45	91.08.24	West Vanguard	Susp. Olje/gass	22	
24/09-04	675	59 23 21.95	91.04.17	Fina	Undersøkelseshull	119	2208
	150	01 47 20.29	91.06.17	Byford Dolphin	Spor av olje	25	Tertiær
1/09-04 R	182	56 29 03.76	91.04.21	Statoil	Undersøkelseshull	75	3710
	044	02 56 00.29	91.04.26	Ross Rig	Gass/Kondensat	25	Perm
6507/06-02	679	65 44 26.42	91.04.27	Saga	Undersøkelseshull	315	4354
	123	07 41 06.55	91.07.16	West Alpha	Olje	18	Ø.Trias
15/09-17 R	356	58 26 44.19	91.04.28	Statoil	Undersøkelseshull	86	3120
	046	01 56 53.58	91.05.04	Ross Rig	Gass/Kondensat	25	Trias
2/04-16	680	56 40 37.23	91.05.07	Saga	Undersøkelseshull	68	4996
	146	03 09 02.07	91.11.04	Treasure Saga	Suspendert	26	
6506/11-02	681	65 03 25.32	91.05.08	Statoil	Undersøkelseshull	296	4810
	134	06 37 22.39	91.10.26	Ross Rig	Olje/gass	23	U.Jura
30/09-12 A	683	60 25 57.09	91.05.09	Hydro	Avgrensningshull	104	2927
	104	02 51 34.90	91.06.04	Vildkat Explorer	Suspendert.Olje	25	U.Jura



Lete hull	Till nr Utv. till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vann dyp (angitt i meter)	Total dyp Alder på totaldyp
15/12-08	684	58 03 01.85	91.06.05	Statoil	Undersøkelseshull	87	3053
	038	01 58 03.41	91.07.14	Deepsea Bergen	Gass/Kondensat	23	Trias
15/05-04	682	58 38 28.40	91.06.06	Hydro	Avgrensningshull	112	2300
	048	01 33 08.87	91.07.03	Vildkat Explorer	Spor av olje	25	Ø. Paleocen
16/10-02	685	58 08 26.58	91.06.20	Agip	Undersøkelseshull	79	3150
	101	02 02 14.91	91.08.01	Byford Dolphin	Tørt hull	25	Trias
31/02-16 SR	622	60 46 00.00	91.06.26	Hydro	Avgrensningshull	354	2390
	054	03 25 27.55	91.07.08	Transocean 8	Suspendert	25	Ø. Jura
35/11-05	687	61 05 45.58	91.06.27	Mobil	Undersøkelseshull	355	3769
	090	03 23 53.49	91.11.03	Sovereign Explorer	Hydrokarboner	25	U. Jura
30/09-13 S	688	60 21 37.69	91.07.05	Hydro	Undersøkelseshull	106	3964
	104	02 43 17.78	91.10.11	Vildkat Explorer	Susp. Olje/Gass	25	U. Jura
7/12-10	686	57 10 57.37	91.07.08	BP	Avgrensningshull	71	3667
	019	02 48 18.47	91.08.29	Ross Isle	Tørt hull	23	Trias
31/05-04 AR	656	60 43 16.19	91.07.09	Hydro	Avgrensningshull	317	2605
	085	03 33 43.06	91.07.18	Transocean 8	Susp. Olje/Gass	25	Ø. Jura
15/12-08 A	691	58 03 01.85	91.07.14	Statoil	Undersøkelseshull	87	2940
	038	01 58 03.41	91.07.29	Deepsea Bergen	Gass/Kondensat	23	Trias
34/07-18	690	61 19 10.75	91.07.20	Saga	Undersøkelseshull	243	2443
	089	02 06 40.26	91.09.17	West Alpha	Olje	18	U. Jura
2/04-17	689	56 41 02.60	91.07.21	Phillips	Undersøkelseshull	68	5258
	018	03 13 45.20	00.00.00	Mærsk Guardian		43	
6305/12-01	693	63 01 25.73	91.07.29	Hydro	Undersøkelseshull	176	4301
	154	05 47 23.94	91.09.21	Transocean 8	Tørt hull	24	Grunnfjell
35/10-01	692	61 07 02.05	91.08.01	Statoil	Undersøkelseshull	362	3986
	173	03 13 34.87	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
6607/05-02	694	66 41 03.38	91.08.07	Esso	Undersøkelseshull	523	4684
	126	07 21 22.52	91.11.17	Dyvi Stena	Tørt hull	25	
7128/06-01	695	71 31 04.99	91.08.11	Conoco	Undersøkelseshull	336	2543
	181	28 49 03.41	91.11.08	Arcade Frontier	Tørt hull	23	Pre-Devon
7/12-11	696	57 07 10.71	91.08.31	BP	Undersøkelseshull	67	3868
	164	02 58 33.19	91.11.06	Ross Isle	Tørt hull	23	Trias
2/05-09	697	56 32 07.18	91.09.10	Amoco	Undersøkelseshull	69	
	006	03 33 13.06	00.00.00	West Vanguard		22	
2/07-21 SR	610	56 19 59.63	91.09.13	Phillips	Avgrensningshull	71	5044
	018	03 14 53.75	91.10.14	West Delta	Susp. Olje	29	
34/08-06	699	61 25 31.00	91.09.21	Hydro	Undersøkelseshull	377	3950
	120	02 28 33.00	91.11.03	Transocean 8	Tørt hull	23	Jura
34/07-19	698	61 23 38.96	91.09.23	Saga	Avgrensningshull	286	2803
	089	02 05 31.46	91.12.26	West Alpha	Suspendert	18	U. Jura
30/06-24 S	700	60 42 02.74	91.10.13	Hydro	Undersøkelseshull	144	3985
	170	02 41 34.28	91.12.07	Vildkat Explorer	Hydrokarboner	24	Trias
2/07-20 R	566	56 19 59.70	91.10.14	Phillips	Undersøkelseshull	71	4512
	018	03 12 53.86	91.11.01	West Delta	Suspendert	22	Trias
6507/02-02	702	65 55 01.68	91.10.21	Hydro	Undersøkelseshull	369	
	122	07 30 54.56	00.00.00	Polar Pioneer		23	
6608/10-02	701	66 00 49.35	91.10.28	Statoil	Undersøkelseshull	374	3678
	128	08 04 26.48	00.00.00	Ross Rig	Olje/gass		23
2/02-05	705	56 50 05.80	91.11.07	Saga	Undersøkelseshull	63	
	066	03 27 22.90	00.00.00	Treasure Saga		26	
2/01-10	703	56 57 53.61	91.11.09	BP	Undersøkelseshull	66	
	164	03 01 19.70	00.00.00	Ross Isle		23	
2/07-27 S	707	56 19 59.81	91.11.09	Phillips	Avgrensningshull	71	
	018	03 14 53.77	00.00.00	West Delta		29	
25/11-15	704	59 11 03.50	91.11.10	Hydro	Undersøkelseshull	127	2035
	169	02 29 03.82	91.12.24	Transocean 8	Olje	24	U. Jura
7122/04-01	706	71 44 50.47	91.11.13	Esso	Undersøkelseshull	343	
	178	22 05 06.39	00.00.00	Arcade Frontier		25	
35/11-04 R	642	61 01 59.93	91.11.16	Mobil	Undersøkelseshull	355	3127
	090	03 32 53.58	00.00.00	Sovereign Explorer		25	U. Jura
25/11-14 SR	648	59 11 17.31	91.11.24	Esso	Avgrensningshull	127	1908
	001	02 22 11.64	91.12.02	Dyvi Stena		25	Paleocen
3/07-05	708	56 28 47.00	91.12.06	Shell	Undersøkelseshull	67	
	147	04 18 17.60	00.00.00	Dyvi Stena		25	
31/2-17 S	709	60 52 57.08	91.12.28	Hydro	Avgrensningshull	340	
	054	03 27 05.79	00.00.00	Transocean 8		24	

Fig. 2.2.2.a  
Leteboring på norsk kontinentalsokkel



2/07-25 S	30/06-21	6407/07-03
2/07-26 S	30/06-22	6407/07-04
2/12-02 S	30/09-02 R	6407/09-03
7/11-10 SR	30/09-09	6407/09-05
15/09-17	30/09-10	6407/09-06
15/12-06 S	30/09-12 A	6506/12-08
25/02-09	30/09-13 S	
25/02-13	31/02-16 SR	

Figurene 2.2.2.b, c og d viser de påbegynte letehullene i de tre områdene på norsk sokkel (Nordsjøen, utenfor Midt-Norge og i Barentshavet) i forhold til strukturelle hovedtrekk.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har per 31.12.1991 hatt operatøransvaret for 29 av de påbegynte boringene, hvilket tilsvarer 61.7 %. De resterende 18 fordeler seg på Elf, Conoco, BP, Phillips, Esso, Amoco, Mobil, Agip, Shell og Fina. Dette går frem av tabell 8.2.c.

### 2.2.2.1 Fordeling av prospekttyper

Leteaktiviteten i 1991 har for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 47 letehullene som ble påbegynt, hadde 40 av disse bergarter av jura alder som hovedprospekt. Andre hovedprospekter var tre i tertiær, ett i kritt, ett i trias, ett i prejura og ett i perm. Sekundære prospekter var to i tertiær, to i kritt, ti i jura, tre i trias og ett i perm.

### 2.2.2.2 Nye funn i 1991

Av de avsluttede leteboringene i 1991, er følgende karakterisert som funn:

Lete hull	Operatør	Hydrokarboner
1/3-6	Elf	Gass og kondensat
15/12-8	Statoil	Gass og kondensat
25/4-6 S	Elf	Gass og olje
25/5-4	Elf	Gass og kondensat
25/11-15	Hydro	Olje
30/9-13 S	Hydro	Olje og gass
34/7-18	Saga	Olje
34/8-4 S	Hydro	Gass og kondensat
34/10-34	Statoil	Olje og gass
35/11-4 R	Mobil	Olje og gass
6506/11-2	Statoil	Olje, kondensat og gass

### Blokk 1/3

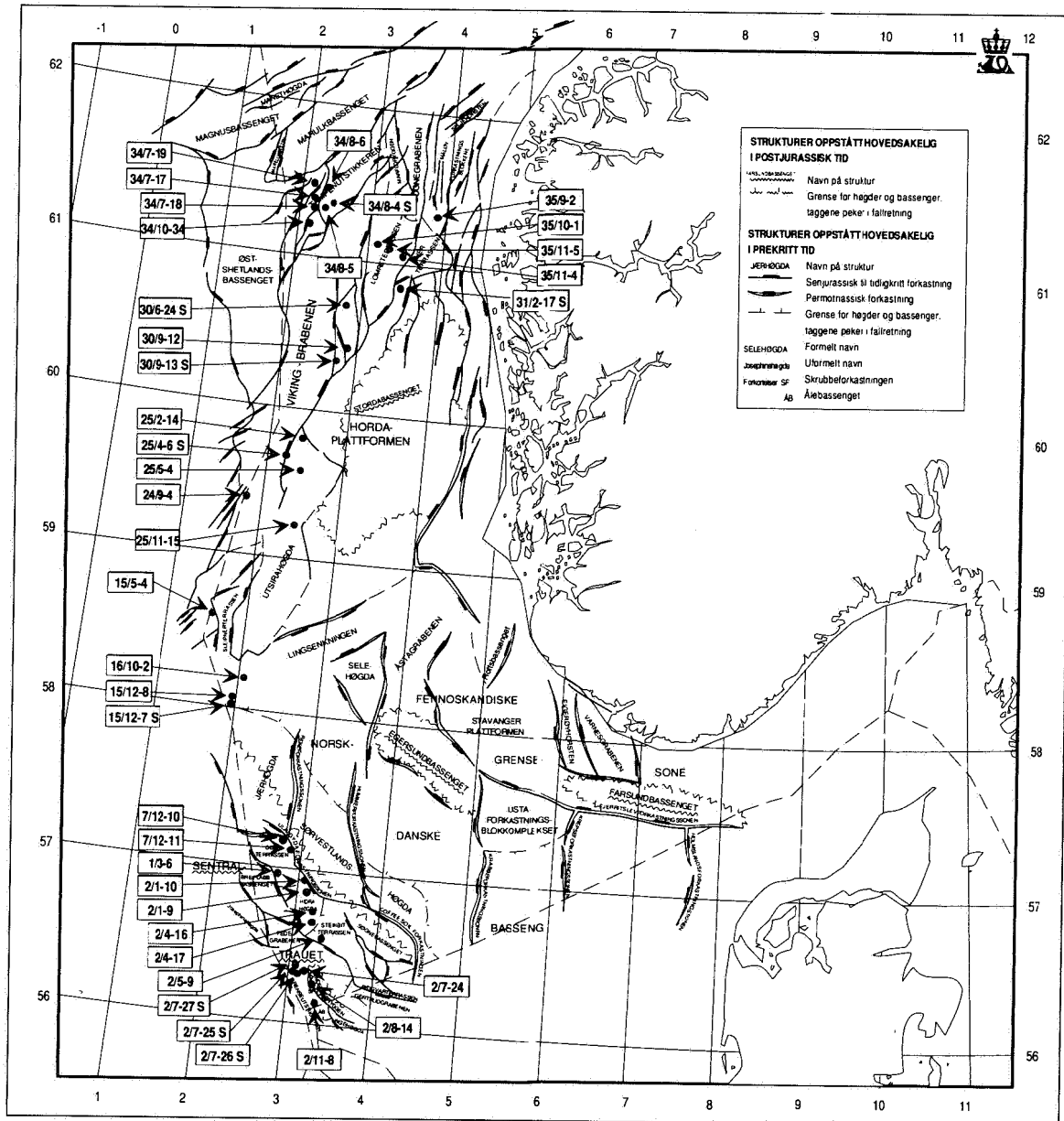
Elf Aquitaine Norge A/S har som operatør for utvinningstillatelse 065, boret undersøkelseshull 1/3-6 nordvest i blokken. Brønnen ble boret til et totaldyp av 3 561 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av kritt alder.

Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av paleocen alder og to produksjonstester ble utført. Høyeste rate ble målt til  $0.17 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  gass per dag med et gass/kondensat forhold på 1 100. Dyseåpningen var 19.05 mm. Kondensatets egenvekt var  $0.78 \text{ g/cm}^3$ . Funnet er evaluert og inngår nå i ressursregnskapet.

### Blokk 15/12

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 038, boret undersøkelseshull 15/12-8/8 A på en struktur sydøst i blokken. Brønnen ble boret til et dyp av 3 031 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist hydrokarboner i

Fig. 2.2.2.b  
Lete hull boret i 1991 i Nordsjøen



sandsteinslag av jura og trias alder og brønnen ble produksjonstestet. Høyeste produksjonsrate ble målt til  $0.55 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  gass og  $420 \text{ Sm}^3$  kondensat per dag gjennom en 15.9 mm dyseåpning. Kondensatets egenvekt er  $0.74 \text{ g/cm}^3$ . Avviksboringen 15/12-8 A ble gjennomført for å kjerneta reservoarsonen. Funnet er evaluert og inngår nå i ressursregnskapet.

#### Blokk 25/4

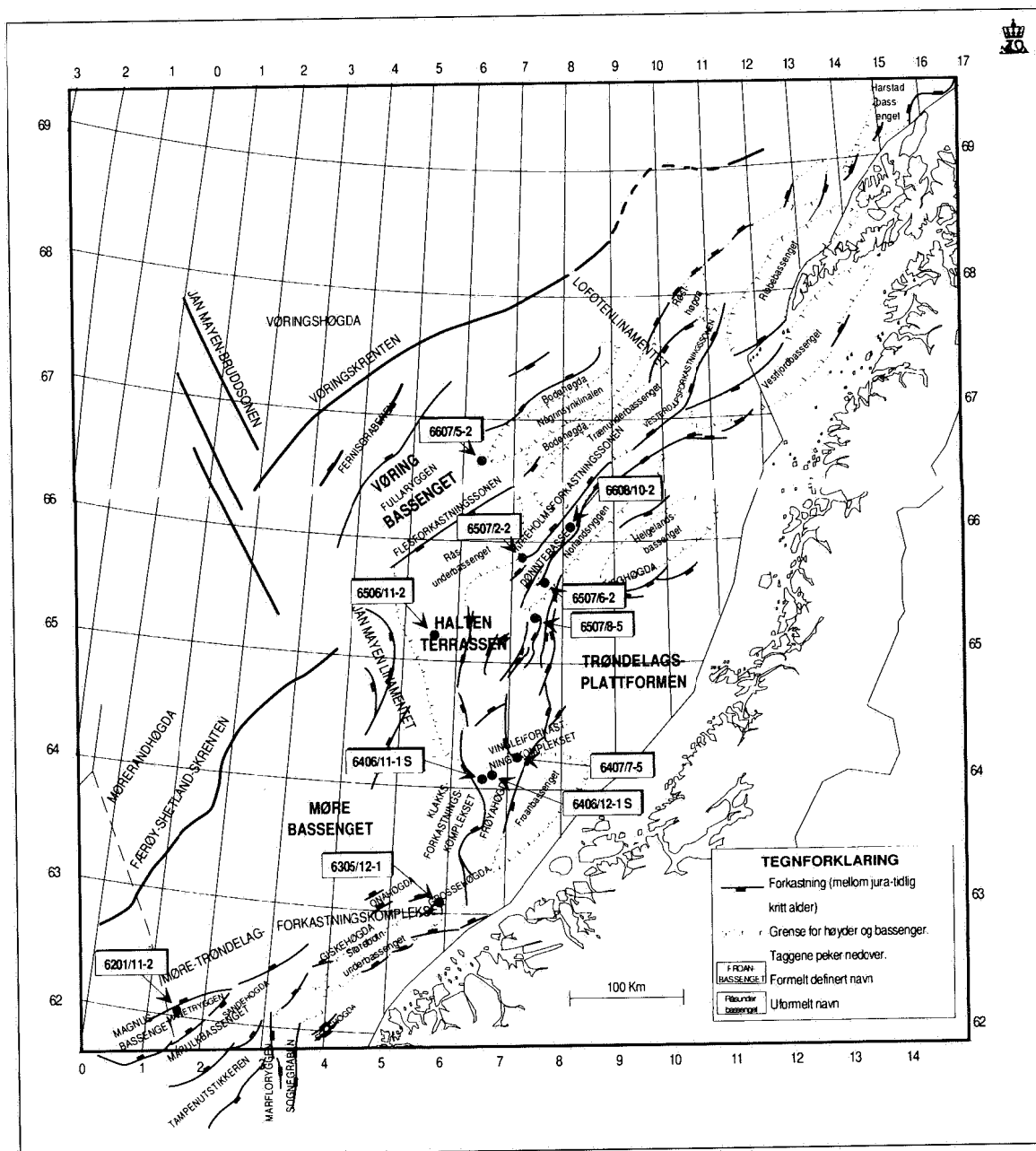
Elf Aquitaine har som operatør for utvinningstillatelse 036, boret undersøkelseshull 25/4-6 S i det nordøstlige hjørnet av blokken. Brønnen ble boret til 4 148 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Hydrokarboner ble på-

vist i sandsteinslag av mellomjura alder og brønnen ble produksjonstestet. Høyeste produksjonsrate var  $0.46 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  gass og  $688 \text{ Sm}^3$  olje per dag. Dyseåpningen var 20,64 mm. Det er ennå for tidlig å si noe om størrelsen på funnet, men resultatet av boringen og testen anses som interessant.

#### Blokk 25/5

Elf Aquitaine har som operatør for utvinningstillatelse 102, boret undersøkelseshull 25/5-4 på en struktur sentralt i blokken. Brønnen ble boret til 3 168 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder og brønnen

Fig. 2.2.2.c  
Letehull boret i 1991 utenfor Midt-Norge



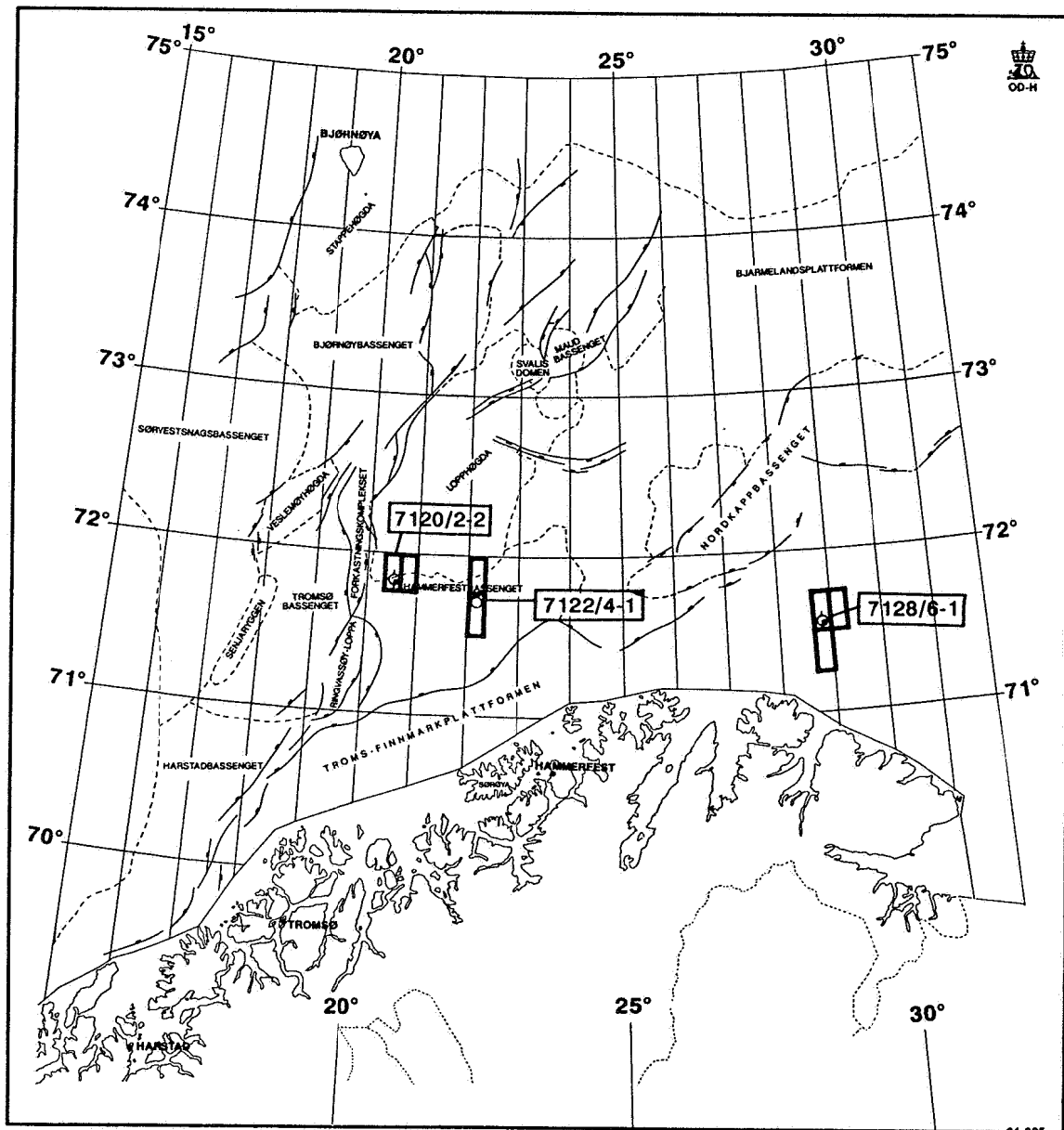
ble produksjonstestet. Høyeste produksjon ble målt til  $0.74 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  gass per dag gjennom en 20.3 mm dyseåpning. Gass/kondensat-forholdet ble målt til å være 3 100. Kondensatets egenvekt er  $0.7 \text{ g/cm}^3$ . Funnet er nå evaluert av Oljedirektoratet og inngår i ressursregnskapet. Funnet har fått navnet Byggve.

#### Blokk 25/11

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 169, boret undersøkeshull 25/11-15 på en

struktur øst for Balder. Brønnen ble boret til 2011 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje i sandsteinslag tilhørende Heimdal-formasjonen av paleocen alder og brønnen ble produksjonstestet. Høyeste produksjonsrate ble målt til  $540 \text{ Sm}^3$  olje per dag gjennom en 25,4 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet ble målt til  $15 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ . Oljens egenvekt ble målt til  $0.945 \text{ g/cm}^3$ . Funnet er evaluert og inngår nå i ressursregnskapet.

Fig. 2.2.2.d  
Lete hull boret i 1991 i Barentshavet



#### Blokk 30/9

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 104, boret undersøkeshull 30/9-13 S på G-øst strukturen sør-vest av Oseberg-feltet. Brønnen ble boret til 3 939 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av mellom- og senjura alder. Det ble utført tre produksjonstester, to oljetestet og en gassstet. Høyeste produksjonsrate fra oljesonen ble målt til 824 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 19.05 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var på 148 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Oljens egenvekt ble målt til 0.845 g/

cm<sup>3</sup>. Høyeste produksjonsrate fra gassonen ble målt til 0.46 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 28.6 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var her på 5 200 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> og gassens egenvekt relativt til luft var 0.72. Resultatet av boringen er interessant med tanke på fremtidig letevirsomhet i området rundt Oseberg-feltet.

#### Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret undersøkeshull 34/7-18 på en struktur sør for Snorre-feltet. Brønnen ble boret til

et totaldyp av 2 421 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. I bergarter av mellomjura alder ble det kun funnet mindre mengder hydrokarboner. Dette vurderes som skuffende. Imidlertid ble det påvist hydrokarboner i paleocen sand, hvor det ble foretatt en produksjonstest. Testen gav en produksjonsrate på rundt 44 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 8 mm dyseåpning. Oljens egenvekt var 0.89 g/cm<sup>3</sup>.

Det er første gang det er påvist og testet olje fra dette nivået i området, og funnet blir derfor sett på som interessant tross lave rater under testen.

#### **Blokk 34/8**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 120, boret undersøkelseshull 34/8-4 S på den sørøstlige del av Visund-funnet. Brønnen ble boret til et totaldyp på 3 779 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinslag av sentrias alder. Totalt fire produksjonstester ble utført. Maksimal produksjon ble målt til 988 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag og 0.792 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 20.64 mm dyse-åpning. Egenvekten til kondensatet var 0.785 g/cm<sup>3</sup> og egenvekten på gassen var 0.739 relativt til luft.

#### **Blokk 34/10**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 050, boret undersøkelseshull 34/10-34 på en tidligere uboret struktur vest for Gullfaks-feltet. Brønnen ble boret til et totaldyp av 2 397 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påtruffet hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder og en test ble utført. Maksimal produksjon ble målt til 606 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 0.1413 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 19.05 mm dyse-åpning. Resultatet må sees på som positivt med henblikk på beliggenheten i forhold til Gullfaks-feltet.

#### **Blokk 35/11**

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 090, produksjonstestet undersøkelseshull 35/11-4 R. Brønnen ble boret i 1990 på en egen struktur sørøst i blokken. Den ble boret til et totaldyp av 3 110 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av jura alder.

Brønnen ble gjenåpnet høsten 1991 og var ved årsskiftet under produksjonstesting. Tilsammen fire tester ble utført der maksimal stabil produksjonsrate ble målt til 683 Sm<sup>3</sup> olje per dag. Olje/gass-forholdet var da på 96 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Egenvekten på oljen ble målt til 0,831 g/cm<sup>3</sup> og gassens egenvekt relativt til luft var 0,670. Resultatet karakteriseres som positivt og oppløftende for blokken. Brønnen regnes som funn i 1991. Funnet er evaluert og inngår nå i ressursregnskapet.

#### **Blokk 6506/11**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 134, boret undersøkelseshull 6506/11-2 sørøst i blokken.

Formålet var å avgrense Smørbygg-strukturen som strekker seg inn fra naboblokken 6506/12 i øst. Det er tidligere påvist gass og olje i denne strukturen. Boringen ble avsluttet på et dyp av 4 787 meter under havoverflaten i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist gass, kondensat og olje i sandsteiner av jura og kritt alder.

Seks produksjonstester ble utført og den beste testen gav 720 Sm<sup>3</sup> kondensat og 1 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 25 mm dyse-åpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 1 440. Gassens egenvekt ble målt til 0.734 relativt til luft og kondensatets egenvekt var 0.783 g/cm<sup>3</sup>.

Resultatet fra denne boringen bekreftet at hydrokarbonkolonnen i Smørbygg-strukturen strekker seg inn i blokk 6506/11. Positivt var det også at det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av kritt alder.

#### **2.2.2.3 Nærmere beskrivelse av de resterende boringene**

##### **Blokk 2/1**

BP har som operatør for utvinningstillatelse 019B, boret avgrensingshull 2/1-9. Brønnen ble boret til 4 266 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinslag av senjura alder. Dette er en mulig forlengelse av Gyda feltet mot syd, men videre evaluering er nødvendig for å fastslå størrelse og utstrekning. Det ble utført en produksjonstest. Produksjonsraten ble målt til 165 Sm<sup>3</sup> olje, 0.091 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 120 Sm<sup>3</sup> vann per dag gjennom en 17.5 mm dyse-åpning.

BP, som operatør for utvinningstillatelse 164, borer undersøkelseshull 2/1-10 på et prospekt nordvest i blokken. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

##### **Blokk 2/2**

Saga Petroleum, som operatør for utvinningstillatelse 066, borer undersøkelseshull 2/2-5. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

##### **Blokk 2/4**

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 146, boret undersøkelseshull 2/4-16. Denne ble boret på samme struktur som 2/4-14. Brønnen kom ut av kontroll og dette førte til en langvarig og kostbar normaliseringsprosess. 2/4-16 påtraff ikke forventet reservoarsand. Da brønnen var boret til 4 970 meter under havoverflaten, fikk man en innstrømning av gass gjennom borestrengen og ut på boredekket. Det er usikkert om gassen stammer fra et nytt reservoar eller om den representerer gass fra kullbenker som ble sugd inn i brønnen. Brønnen ble stengt inne ved hjelp av skjærventilen. Situasjonen hadde likhetstrekk med det som inntraff på 2/4-14.

Utgangspunktet for å gjenvinne kontroll var imidlertid bedre enn ved 2/4-14. Etter omtrent 2 måneders arbeid var brønnen drept og mesteparten av borestrengen fisket ut. Brønnen ble deretter midlertidig plugget.

Phillips Petroleum, som operatør for utvinnings-tillatelse 018, borer undersøkelseshull 2/4-17 på «Nordvest-Tor»-prospektet. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinslag av jura og mulig også trias alder. Reservoarsonene skal produksjonstestes. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### **Blokk 2/5**

Amoco, som operatør for utvinningstillatelse 006, borer undersøkelseshull 2/5-9 på Magne-prospektet. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### **Blokk 2/7**

Phillips Petroleum har som operatør for utvinnings-tillatelse 018, boret undersøkelseshull 2/7-24 vest for Valhall-feltet. Brønnen ble boret ned til 4 963 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senjura alder. Brønnen var tørr.

#### **Avgrensningshull på Embla-feltet, blokk 2/7**

Phillips Petroleum har som operatør for utvinnings-tillatelse 018, foretatt avgrensningsboringer på Embla-feltet. Brønnene ble sideboret gjennom en bunnramme som er plassert over 2/7-20.

Avgrensningshull 2/7-25 S ble boret ned til 4 529 meter under havoverflaten uten at forventet reservoar ble påvist. Brønnen ble boret ned til et øvrejura intervall før den ble avsluttet i bergarter av ukjent alder. Ingen betydelige spor av hydrokarboner ble påvist.

Avgrensningshull 2/7-26 S ble boret ned til 4 820 meter under havoverflaten og avsluttet i sandstein av prejura alder. Brønnen påviste to uavhengige hydrokarbonførende sandsteinslag av ubestemt alder. To produksjonstester ble utført. I den første testen ble det produsert 53 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 10 109 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 6.35 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 191 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. I den andre testen ble det produsert 223 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 62 141 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 6.35 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 279 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>.

Avgrensningshull 2/7-27 S blir boret med en brønnbane så nær opp til 2/7-23 S som mulig for å teste reservoarsonen i den nordlige delen av Embla-feltet. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### **Blokk 2/8**

Amoco har som operatør for utvinningstillatelse 006, boret undersøkelseshull 2/8-14 nordvest for Valhall-feltet. Brønnen ble boret til et totaldyp av 4 370 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senjura alder. Brønnen ble avsluttet 1 230 meter over prognosert totaldyp på grunn av uventet høyt poretrykk. Spor av hydrokarboner ble observert under boring.

#### **Blokk 2/11**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 068, boret undersøkelseshull 2/11-8. Brønnen

ble boret til et totaldyp av 4 561 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av prejura alder. Brønnen var tørr.

#### **Blokk 3/7**

Norske Shell, som operatør for utvinningstillatelse 147, borer undersøkelseshull 3/7-5 på Lemen-prospektet. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### **Blokk 7/12**

BP har som operatør for utvinningstillatelse 019A, boret undersøkelseshull 7/12-10. Brønnen ble boret til 3 632 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av trias alder. De forventede reservoarnivå var tørre. Det ble kun funnet spor av hydrokarboner i bergarter av kritt alder. Brønnen ble ikke produksjonstestet.

BP har som operatør for utvinningstillatelse 164, boret undersøkelseshull 7/12-11 like øst for Ula-feltet. Brønnen ble boret til 3 842 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. 7/12-11 er første brønn i utvinningstillatelse 164. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

#### **Blokk 15/5**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 048, boret avgrensningshull 15/5-4. Brønnen ble boret på en struktur som det er påvist hydrokarboner i på britisk side, og som man antok strakk seg inn på norsk side. Brønnen ble boret til et dyp av 2 275 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senpaleocen alder. Det var svake tegn til hydrokarboner i brønnen og denne ble produksjonstestet. Under testen ble det bare produsert små mengder vann.

#### **Blokk 15/12**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 116, boret undersøkelseshull 15/12-7 S på en struktur i blokkens sydøstlige hjørne. Brønnen ble boret til et dyp av 3 506 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

#### **Blokk 16/10**

Agip har som operatør for utvinningstillatelse 101, boret undersøkelseshull 16/10-2 på en struktur i blokkens vestlige del. Brønnen ble boret til et dyp av 3 125 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påtruffet hydrokarboner i brønnen.

#### **Blokk 24/9**

Fina har som operatør for utvinningstillatelse 150, boret undersøkelseshull 24/9-4 på en statigrafisk felle, vest i blokken. Brønnen ble boret til et dyp av 2 183 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligtertiær alder. Det ble kun påvist spor av olje og brønnen ble ikke produksjonstestet.

**Blokk 25/2**

Elf Aquitaine har som operatør for utvinningstillatelse 026, boret avgrensningshull 25/2–14. Brønnen ble boret på et eget forkastningssegment like nord for Frøy. Brønnen ble boret til et dyp av 3 601 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

**Blokk 30/6**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 170, boret undersøkeshull 30/6–24 S på en struktur i nordvestre del av blokken. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 3 961 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i brønnen.

**Blokk 30/9**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 104 og 079, boret avgrensningshullene 30/9–12 og 30/9–12 A. Brønnene ble boret på Alpha-Sør strukturen, sør-sørøst av Oseberg-feltet. 30/9–12 ble boret til et totaldyp på 2 969 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje i sandsteinslag av mellomjura alder, men funnet ble ikke produksjonstestet. Nedre del av brønnen ble tilbakepluggert for deretter å bli avviksboret som en videre avgrensning av Alpha-Sør strukturen.

30/9–12 A ble boret til et totaldyp av 2 902 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist olje i sandsteinslag av senjura alder. Brønnen ble ikke produksjonstestet og er midlertidig tilbakepluggert for senere gjenbruk. Resultatet av disse avgrensningsboringene på denne del av Oseberg-feltet må betraktes som skuffende.

**Blokk 31/2**

Norsk Hydro, som operatør for oljeutbyggingen av Troll, borer avgrensningshull 31/2–17 S. Brønnen blir boret på Troll Vest. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

**Blokk 31/5**

Norsk Hydro har som operatør for oljeutbyggingen av Troll, boret avgrensningshull 31/5–4 AR på Troll Vest. Brønnen ble først boret til et totaldyp av 1 884 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av senjura alder. Den ble deretter sideboret mot nordøst hvor den siste delen av brønnen ble boret 800 meter horisontalt til et totalt dyp på 2 580 meter (1 556 meter vertikalt) under havoverflaten. Produksjonstesting ble utført i den horisontale delen av brønnen og gav 345 Sm<sup>3</sup> olje per dag, 20 350 Sm<sup>3</sup> gass per dag og 575 Sm<sup>3</sup> vann per dag gjennom en 19.05 mm dyseåpning.

**Blokk 34/7**

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret tre avgrensningshull i blokken i 1991. 34/7–17 ble boret for å teste utstrekningen av

et funn som ble gjort i 1990 ved 34/7–16. Brønnen ble boret til et totaldyp av 2 855 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen og man bestemte seg for å sidebore en ny brønn, 34/7–17 A, lenger opp på strukturen.

34/7–17 A ble boret til et totaldyp på 2 380 meter under havoverflaten og påtraff hydrokarboner i bergarter av mellomjura alder. Det ble foretatt en produksjonstest hvor man produserte 719 Sm<sup>3</sup> olje og 0.036 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 15.6 mm dyseåpning.

Det tredje avgrensningshullet, 34/7–19, testet det nordlige segmentet på den tidligere C-pluss-strukturen, nå en del av Vigdis-feltet. Brønnen ble boret til et totaldyp av 2 785 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påtruffet hydrokarboner i bergarter av mellomjura alder og to produksjonstester ble utført, en vanntest og en oljetest. Høyeste produksjonsrate ved oljetesten ble målt til 1 150 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 14.3 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 40 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> og oljens egenvekt 0.835 g/cm<sup>3</sup>. Resultatene betraktes som positive og vil sannsynligvis føre til en økning i reserveanslaget for Vigdis-feltet.

**Blokk 34/8**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 120, boret avgrensningshull 34/8–5 på den sørlige delen av Visund-funnet. Brønnen ble boret til et totaldyp av 3 516.5 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Resultatet var skuffende, da det kun ble påvist spor av hydrokarboner.

Norsk Hydro har også boret undersøkeshull 34/8–6 på et separat prospekt nordvest for Visund. Brønnen ble boret til et totaldyp av 3 927 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder. Det ble ikke påtruffet hydrokarboner i brønnen.

**Blokk 35/9**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 153, boret undersøkeshull 35/9–2. Brønnen ble boret til et totaldyp av 2 852 meter under havoverflaten og avsluttet i grunnfjellsbergarter. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteiner av jura alder og det ble utført fire produksjonstester. Produksjonen i oljesonen ble målt til 459 Sm<sup>3</sup> olje per dag og gass/olje-forholdet var 423 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Dyseåpningen var 12.7 mm. Oljens egenvekt var 0.819 g/cm<sup>3</sup> og gassens egenvekt relativt til luft var 0.631. Produksjonen i gass-sonen ble målt til 0.951 755 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag og gass/kondensat-forholdet ble målt til 4 741 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Dyseåpningen var 25,4 mm. Gassens egenvekt var 0.665 relativt til luft og kondensatets egenvekt ble målt til 0.732 g/cm<sup>3</sup>.

**Blokk 35/10**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 173, boret undersøkeshull 35/10–1 på en struktur øst i



blokken. Brønnen ble boret til et totaldyp av 3 963 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påtruffet spor av hydrokarboner og brønnen ble ikke produksjonstestet. Resultatet var skuffende sett i lys av de forventninger en hadde til denne brønnen.

#### **Blokk 35/11**

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 090, boret undersøkelseshull 35/11-5. Brønnen ble boret på en struktur i den sørvestre del av blokken. Den ble boret til et totaldyp av 3 743 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påtruffet spor av hydrokarboner i sandsteiner av jura alder. Brønnen ble ikke produksjonstestet.

#### **Blokk 6201/11**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 130, boret undersøkelseshull 6201/11-2 i den sørvestlige delen av blokken på et øvrejura prospekt.

Boringen ble avsluttet i bergarter av trias alder på 3 755 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner og brønnen ble ikke testet.

#### **Blokk 6305/12**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 154, blokk 6205/3 og 6305/12, boret undersøkelseshull 6305/12-1 på et midtjura prospekt i den sørlige del av blokken.

Boringen ble avsluttet i grunnfjellsbergarter på 4 279 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner og brønnen ble ikke testet.

#### **Blokk 6406/11**

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 156, boret undersøkelseshull 6406/11-1 S på et midtjura prospekt i den sørøstlige del av blokken.

Boringen ble avsluttet i bergarter av trias alder på 4 159 meter under havoverflaten. Det ble påvist hydrokarboner i bergarter av tidlig til mellomjura alder og tre soner ble testet. Testene viste at hydrokarbonene ikke lot seg produsere.

#### **Blokk 6406/12**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 157, boret undersøkelseshull 6406/12-1 S på et øvrejura sandkile prospekt i den sørvestlige del av blokken.

Boringen ble avsluttet i bergarter av øvrejura alder på et dyp 3 942 meter under havoverflaten. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner og brønnen ble ikke testet.

#### **Blokk 6407/7**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 107, boret avgrensningshull 6407/7-5 på Nord II segmentet som var en mulig nordlig forlengelse av Njord-funnet.

Boringen ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder i et dyp på 3 702 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner og brønnen ble ikke testet.

#### **Blokk 6507/2**

Norsk Hydro er som operatør for utvinningstillatelse 122, i gang med boringen av undersøkelseshull 6507/2-2 på et midtjura-prospekt i den østlige delen av blokken. Brønnen ligger i en avstand av 15 km vest for brønn 6507/3-1 hvor Statoil gjorde et funn av gass og kondensat i 1990. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### **Blokk 6507/6**

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 123, boret undersøkelseshull 6507/6-2 på et midtjuraprospett i nordvestre hjørne av blokken. Boringen ble avsluttet i bergarter av trias alder på 4 336 meter under havoverflaten. Det ble kun påvist små mengder hydrokarboner i sandlag av kritt alder, men hullet ble ikke produksjonstestet.

#### **Blokk 6507/8**

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 124, boret undersøkelseshull 6507/8-5 på et midtjura-prospekt øst i blokken. Dette lå i en avstand av rundt 10 km sørøst for brønn 6507/8-4 hvor Statoil fant gass og olje i 1990. Boringen ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder på 1 977 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner.

#### **Blokk 6607/5**

Esso har som operatør for utvinningstillatelse 126, boret undersøkelseshull 6607/5-2 i nordvestre del av blokken. Prospektet var antatt å være sandsteiner av jura alder. Boringen ble avsluttet i bergarter av mellomkritt alder på 4 659 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner, men en fant mektige sandlag av kritt alder.

#### **Blokk 6608/10**

Statoil er som operatør for utvinningstillatelse 128, i gang med boring av undersøkelseshull 6608/10-2 på et midtjura prospekt i det sørvestlige hjørnet av blokken. Avstanden til brønn 6507/3-1 hvor Statoil fant gass og kondensat i 1990, er 12 km.

Boringen pågår og det er påvist olje og gass i sandsteiner av jura alder. Ved årsskiftet var produksjonstestene ikke avsluttet.

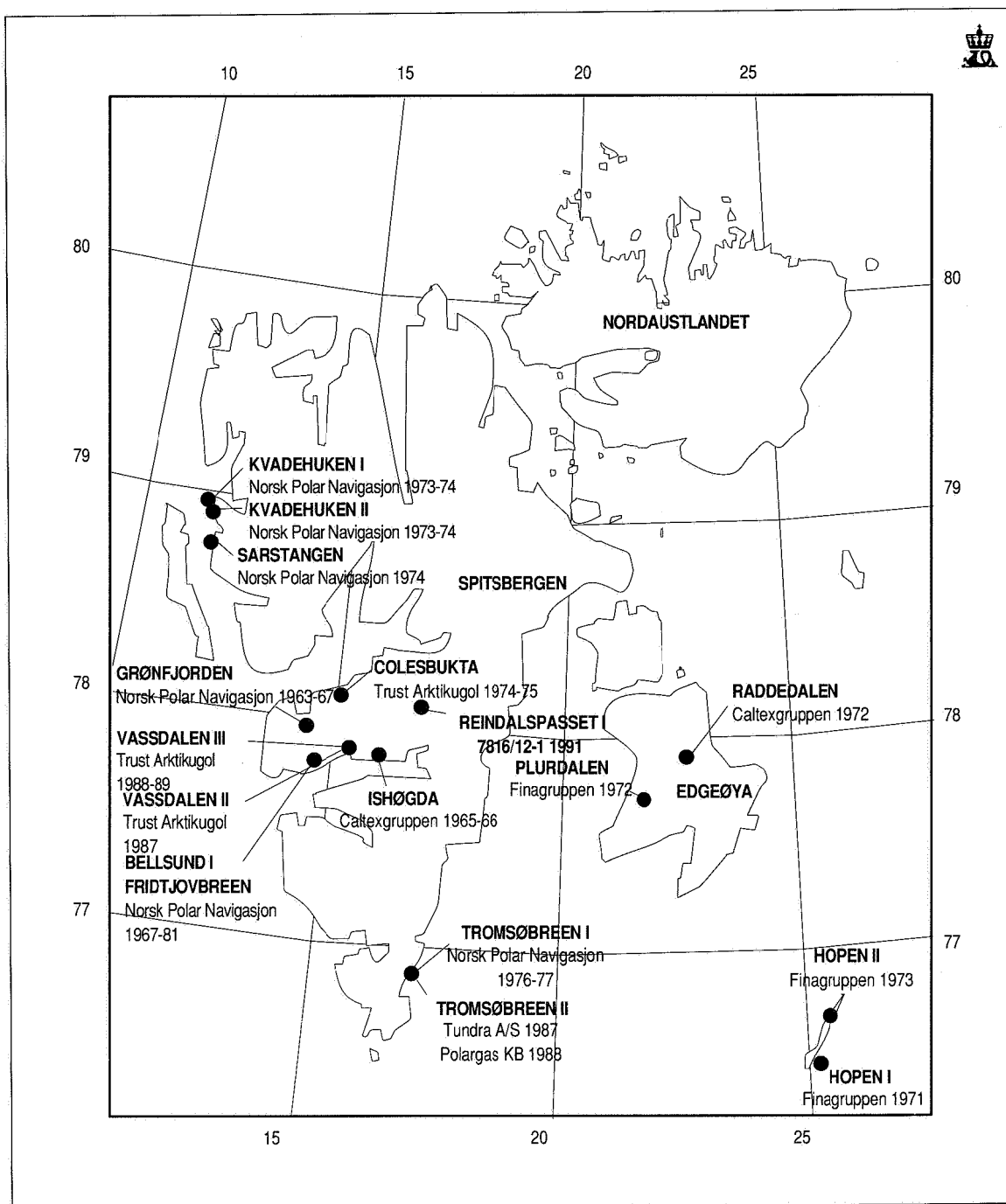
#### **Blokk 7120/2**

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 109, boret undersøkelseshull 7120/2-2 på en struktur på flanken av Loppfjøgda. Hullet ble boret for å teste sandsteiner i en vifte av kritt alder. Boringen ble avsluttet i bergarter av midtjura alder på 2 777 meter under havoverflaten. Det ble funnet spor av olje i viften, men det ble ikke foretatt produksjonstest.

#### **Blokk 7128/6**

Conoco har som operatør for utvinningstillatelse 181, boret undersøkelseshull 7128/6-1 på en karbonat oppbygning i området Finnmark Øst. Brønnen ble avsluttet i predevonsk grunnfjell på 2 520

Fig. 2.2.2.4  
Borelokaliteter på Svalbard



meter under havoverflaten. Det ble funnet spor av olje i karbonatene av senperm alder, men ingenting ble produsert til overflaten under testen.

#### Blokk 7122/4

Esso har som operatør for utvinningstillatelse 178, startet boring av undersøkelseshull 7122/4-1 på en struktur i Hammerfestbassenget. Brønnen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### 2.2.2.4 Svalbard

Norsk Hydro har i samarbeid med Store Norske Spitsbergen Kullkompani og Petro Arctic AB gjennomført boringen av undersøkelseshull 7816/12-1, Reindalspasset-1. Formålet med boringene var å teste hydrokarbonpotensialet i perm-karbon lagrekken. Boringen ble avsluttet i bergarter av karbon alder på et dyp av 2 315 meter under boredekk. Det ble kun funnet spor av gass. Tabell 2.2.2.4 viser

**Tabell 2.2.2.4**  
**Boreaktivitet på Svalbard**

Lete hull (lokalitet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver	Total dybde 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 Navig Norsk Polar Navig	971.6	7.5
7715/3-1 Ishøgda I (Spitsbergen)	77 50 22 15 58 00	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex-gruppen	3304	18
7714/3/1 Bellsund I (Fridtjofsbreen)	77 47 14 46	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 Navig Norsk Polar Navig	405	
7625/7-1 Hopen I (Hopen)	76 26 57 25 01 45	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina-gruppen	908	9.1
7722/3-1 Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10 22 41 50	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex-gruppen	2823	84
7721/6-1 Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33 21 50 00	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina-gruppen	2351	144.6
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	Terratest a/s Norsk Polar Navig	479	
7625/5-1 Hopen II (Hopen)	76 41 15 25 28 00	20.06.73	20.10.73	123	Westburne Int Ltd Fina-gruppen	2840.3	314.7
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	Terratest a/s Norsk Polar Navig	394	
7811/5-1 Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36 11 28 40	15.08.74	01.12.74	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig	1113.5	5
7815/10-1 Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07 15 02	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
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	Terratest a/s Norsk Polar Navig	990	6.7
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	Deutag Tundra A/S	2337	6.7
7715/1-1 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	22.01.85	1)		Trust Arktikugol	2481	15.13
7715/1-2 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	30.03.88	01.11.89		Trust Arktikugol	2352	15.13
7816/12-1 Reindalspasset-I (Spitsbergen)	78 03 28 16 56 31	17.01.91	18.04.91		Norsk Hydro	2315	182.5

1) Boringen ble avsluttet på grunn av boretekniske problemer.

\*) Boringen er ikke endelig avsluttet.

boreaktiviteten på Svalbard og figur 2.2.2.4 viser borelokalitetene på Svalbard.

## 2.3 FELT OG FUNN UNDER VURDERING

### 2.3.1 Ekofisk-området

Dette er det området på norsk sokkel som har vært lengst i produksjon, se figur 2.5.4.a. Feltene som er i produksjon, er hovedsakelig krittfelt, mens leteaktiviteten konsentreres om å gjøre funn i sandstein. Det er gjort en rekke små funn i området, som er planlagt produsert som satellitter til eksisterende innretninger.

### Mjølnær

Mjølnær ligger i blokk 2/12, utvinningstillatelse 113, som ble tildelt i 1985. Norsk Hydro er operatør. Funnet ligger på grenselinjen mellom dansk og norsk sektor. Utvinnbare ressurser ligger i et segment som er 100 % innenfor norsk sektor, og disse estimeres av Norsk Hydro til å være  $1.7 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje. En mulig utbyggingsløsning kan være en minimumsbemannet brønnhodeinnretning med en produksjonsbrønn og rørledning til videre prosessering og transport.

### Trym

Funnet ble gjort gjennom boringen av undersøkelse hull 3/7-4 og ligger i utvinningstillatelse 147. Shell er operatør. Utvinnbare ressurser er ifølge Shells anslag  $10-14 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> tørrgass og  $2.0-2.6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat. Av dette ligger 60 % på norsk sektor. Utbyggingsløsning er ikke bestemt. Total har solgt sin andel i utvinningstillatelsen til Shell, slik at kun Shell og Statoil gjenstår som rettighetshavere.

### Sørøst-Tor

Funnet ligger i blokk 2/5, utvinningstillatelse 006, som ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Oljedirektoratet anslår utvinnbare oljeressurser til  $2.5 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup>, og gassressurser til  $2 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup>. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

### Mime

Mime er et lite oljefelt syv km nord for Cod. Hydro som operatør for utvinningstillatelse 070, gjennomfører for tiden en langtids testproduksjon fra feltet. Produksjonen skjer via en undervannskomplettert brønn med overføring til Cod-innretningen. Brønnstrømmen fra Mime benytter testseparatoren på Cod til måling. Oljen og gassen blandes med olje og gass fra Cod-produksjonen og overføres til Ekofisk-feltet for ferdigprosessering.

Testperioden startet 25.10.1990 og tillatelse var gitt for produksjon av maksimalt  $0.21 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje, eventuelt til å vare i 1 1/2 år. Produksjonen hittil antyder at maksimumsvolumet vil nås i mars 1992. Hydro har søkt om forlengelse ut april 1992, og har fått innvilget søknaden under forutsetning av at plan

for utbygging og drift overleveres myndighetene innen utgangen av februar 1992.

Boring av testbrønnen og produksjonshistorien har ført til en reduksjon av reservene i Mime. Dette har medført en reduksjon i videre investeringer. Operatøren ser nå på muligheten for å senke driftstrykket til testseparatoren på Cod, for på den måten å øke utvinningen fra Mime. Senere, når brønnraten blir uøkonomisk lav, kan brønnen sidebores ned i et nabosegment.

### 9/2 Gamma

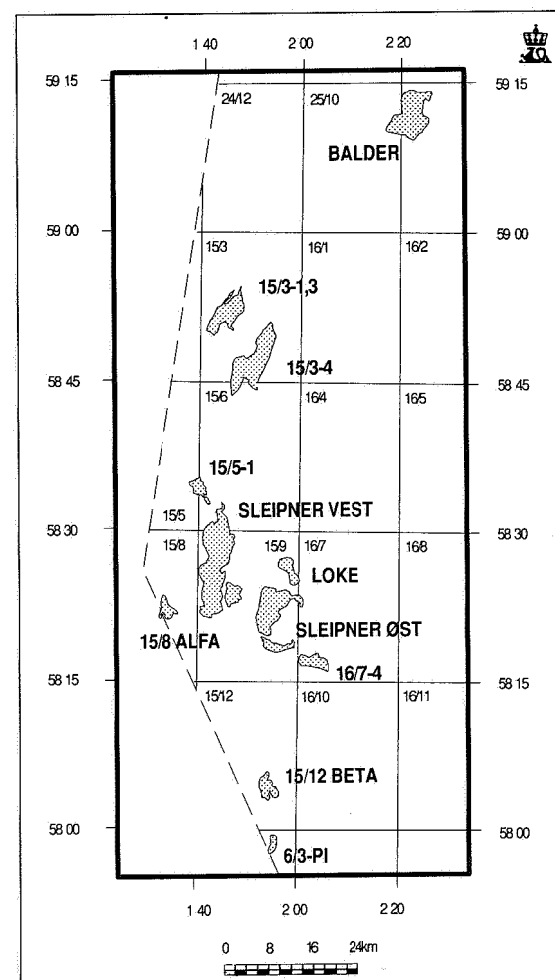
9/2 Gamma ligger i blokk 9/2, utvinningstillatelse 114, som ble tildelt i 1985. Statoil er operatør. Funnet ligger i Egersundsassenget og ble påvist ved hull 9/2-1. Det er ingen eksisterende infrastruktur i området. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er  $6.4 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje.

### 2.3.2 Sleipner- og Balder-området

Foruten Sleipner Øst, Loke, Sleipner Vest og 15/12 Beta som er omtalt separat, består Sleipner-området av en rekke andre funn og prospekter, se figur 2.3.2.

Fig. 2.3.2

Sleipner- og Balder-området



### Sleipner Vest

Sleipner Vest ligger i blokkene 15/6, 15/9 og 15/8, som ble tildelt henholdsvis i 1969 og 1976. Det pågår unitiseringsforhandlinger mellom de to utvinningstillatelsene 046 (15/9 og 15/8) og 029 (15/6). Statoil er operatør for utvinningstillatelse 046, mens Esso er operatør for 029. Oljedirektoratet anslår feltets reserver til  $135 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass (inkludert  $\text{CO}_2$ ),  $27 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $9 \times 10^6$  tonn NGL. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 %  $\text{CO}_2$ . Plan for utbygging og drift ble levert i desember 1991.

Utbyggingsløsningen består av en brønnhodeinnretning, Sleipner B, plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest-feltet med brønnstrømsoverføring til Sleipner T-innretningen. Denne er plassert ved siden av Sleipner A for  $\text{CO}_2$ -fjerning og prosessering. Videre utbygging av de nordlige områdene av Sleipner Vest planlegges gjennomført med to undervanns brønrammer eller brønnhodeinnretninger med brønnstrømsoverføring til Sleipner B.

Sleipner Vest planlegges å være produksjonsklar i 1996 og gassen planlegges injisert i Sleipner Øst for å øke utvinningen av olje og NGL fra Sleipner Øst. Rettighetshaverne forutsetter at de tildeles gass-salg i forbindelse med de kontrakter som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30 % opsjonene under Troll salgavtalen. Dette salget forventes å begynne i år 2001.

### 15/12 Beta

Funnet ligger i blokk 15/12 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 038 i 1974. Statoil er operatør med Esso som andelshaver. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til å være mellom  $15$  og  $20 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje. Rettighetshaverne arbeider med å vurdere forskjellige utbyggingsløsninger, samtidig som de geologiske dataene bearbejdes videre. De forløpige planene går ut på å begynne produksjon i 1995/1996.

### Andre funn og prospekter

I 15/3 blokken er det gjort to funn; et gass/kondensatfunn 15/3-1.3 fra 1974 og et gass/oljefunn 15/3-4 fra 1984. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser for 15/3-1.3 er i størrelsesorden  $10 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og  $5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje. Funnene er i en tidlig fase og det foreligger ikke forslag til utbyggingsløsning. I en struktur i blokk 15/5, på grenselinjen til britisk sokkel, er det gjort funn på britisk side. Det var antatt at funnet strakte seg inn på norsk sokkel, men en leteboring i 1991 på norsk side ga et negativt resultat. Norsk Hydro som operatør har derfor foreløpig stanset alle feltutviklingsstudier bortsett fra videre geologiske studier. Blant prospektene i Sleipner-området er Theta Vest Heimdal som ligger omtrent fire km vest for Loke, trolig mest tidskritisk med hensyn til å unngå tap av ressurser når produksjonen av Sleipner Øst begynner. Brønrammen som installeres for å produsere Loke, er planlagt brukt til også å drenere et eventuelt funn i Theta Vest Heimdal. Dersom dette er et funn, vil det med stor sannsynlighet på samme måte som Loke, være i

trykkkommunikasjon med Heimdal-reservoaret på Sleipner Øst. Det er en betingelse for utbyggingen av Sleipner Øst at slike funn og prospekter i trykkkommunikasjon med hovedfeltet skal vurderes med henblikk på å unngå tap av petroleum.

### Balder

Balder ble påvist i 1974 ved letehull 25/11-5 i sandstein av paleocen alder. Funnet ligger i blokk 25/10 og 25/11, utvinningstillatelse 001 og 028 med Esso som operatør. Esso eier 100 % i utvinningstillatelse 001.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er  $35 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje. Balder-funnet inneholder forholdsvis viskøs olje. Hydrokarboner er påvist i sandsteiner av nedre eocen og paleocen alder. Reservoarsandsteinen er relativt dårlig konsolidert, men forøvrig er reservoarparametrene gode. Olje er påvist i fire ulike sandenheter.

Brønn 25/11-14S ble boret i slutten av 1990 og langtidstestet fra mai 1991 til slutten av september 1991. Brønnen ga nyttig geologisk informasjon. Det ble produsert  $128\,500 \text{ Sm}^3$  olje i forbindelse med testen på Petrojarl I. Resultatene fra testproduksjonen vil avgjøre den videre fremdrift på Balder, men konklusjon foreligger ikke ennå.

### 2.3.3 Frigg-området

Dette er et område hvor det har vært gassfelt i produksjon siden 1977, se figur 2.5.8.a. I den senere tid er det gjort flere små funn i området og disse planlegges knyttet opp til eksisterende infrastruktur. For noen av de nye funnene er reservoartrykket relativt høyt. Det er også funnet olje i området.

### Frøy

Frøy ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026, og i blokk 25/5, utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for begge. Total Norge overtok sommeren 1991 Shells andel av utvinningstillatelse 102.

Operatørens anslag over reserver er redusert fra  $16.5$  til  $15 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje, fra  $3.5$  til  $2.95 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass, og økt fra  $0.77$  til  $0.89 \times 10^6$  tonn NGL. Oljedirektoratet har høsten 1991 foretatt reserveberegning for Frøy. Disse er noe lavere enn operatørens.

Tidlig i 1991 ble avgrensningshull 25/2-14 boret på en separat struktur nord på feltet. Dette hullet påviste ikke hydrokarboner.

I løpet av 1991 er den geologiske modellen for feltet reevaluert. Plan for utbygging og drift ble levert i desember 1991. Planlagt utbyggingsløsning er en brønnhodeinnretning med 1. trinn separasjon og overføring av olje og gass til Frigg. Utbyggingen er planlagt med fem produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Produksjonsstart er planlagt tidlig i 1995.

### Skirne

Feltet ligger i blokk 25/5. Utvinningstillatelsen er 102, tildelt i 1985 med Elf som operatør. Feltet ble påvist av brønn 25/5-3 i Brentgruppen, midtjura

sandstein i 1990. Operatørens anslag over reserver er  $5.0 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og  $0.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  kondensat. Oljedirektoratets anslag er omtrent halvparten av operatørens.

Det skal skytes 3D-seismikk over strukturen i 1992. Plan for utbygging og drift ventes 2. kvartal 1992. Dette kan gi produksjonsstart ultimo 1995 dersom gassen blir solgt.

Sannsynlig utbyggingsløsning er en undervannsinnretning med overføring av brønnstrøm til Frøy og videre til Frigg. Fra og med 1997 planlegges blanding av brønnstrøm fra Skirne og Bygge før flerfase transport videre til Frigg. Utbyggingen vurderes i nær sammenheng med Bygge.

### Bygge

Feltet ligger i blokk 25/5, utvinningstillatelse 102. Elf er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Feltet ble påvist av brønn 25/5-4 i Brentgruppen i 1991.

Operatørens anslag for utvinnbare reserver er  $3.4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og  $0.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  kondensat. Oljedirektoratets anslag er noe lavere enn operatørens.

Det skal skytes 3D-seismikk over strukturen i 1992 og det forventes en bedre kartlegging av feltet. På bakgrunn av 3D-seismikken skal det vurderes hvorvidt det er behov for boring av en brønn på den sørlige delen av strukturen. Resultatet fra boringen vil danne grunnlaget for en plan for utbygging og drift i 1994. Bygge vil nevnes i planen for Skirne-utbyggingen, da disse feltene må ses i sammenheng.

Produksjonsstart planlegges ultimo 1997, betinget av at gassen blir solgt. Antatt utbyggingsløsning er en undervannsinnretning med overføring av brønnstrøm til Frøy, og videre til Frigg sammen med Skirne.

### Peik

Peik ble påvist av brønn 24/6-1 i 1985. Utvinningstillatelsen er 088, tildelt i 1984 med Total Norge som operatør. I 1987 påviste undersøkelsesbrønn 9/15-1 på britisk side hydrokarboner.

Operatørens anslag over utvinnbare ressurser er  $9.6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Omtrent 66 % av dette er på norsk side.

Det skal skytes 3D-seismikk over strukturen i 1992 for å få en bedre kartlegging av reservoaret. Nye kart forventes å foreligge forsommeren 1993.

Operatøren har i 1991 vurdert forskjellige utbyggingsløsninger og forberedt plan for utbygging og drift. Denne er planlagt levert etter at resultater fra 3D-seismikken foreligger, men en utbygging vil være avhengig av gass-salg. Sannsynlig utbyggingsløsning vil være en minimumsbemannet brønnhodeinnretning knyttet opp mot Frigg.

### Hild

Hild ligger i utvinningstillatelsene 040 og 043 med henholdsvis Norsk Hydro og Total Norge som operatører, se figur 2.4.6.a. Den 1.1.1991 overtok Total BPs andel og operatørrolle i utvinningstillatelse 043.

Utvinningstillatelse 040, blokkene 29/9 og 30/7, ble tildelt i 1975. Utvinningstillatelse 043 ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 29/6 og 30/4. Ved en eventuell utbygging må det foretas unitiseringsforhandlinger mellom utvinningstillatelsene.

De to operatørene tolker reservoaret forskjellig og har ulikt anslag over utvinnbare ressurser.

I 1991 ble det skutt 3D-seismikk over området. Denne forventes ferdig tolket mot slutten av 1992. Resultatene skal blant annet benyttes til å bestemme plasseringen av en testbrønn.

Videre reservoar- og konseptvalgstudier er utsatt til resultatene fra 3D-seismikken foreligger. Plan for utbygging og drift kan tidligst bli levert i 1994, da med produksjonsstart 1996/1997. Mest sannsynlig utbyggingsløsning er en undervannsinnretning med overføring av brønnstrøm til Frigg.

### 25/2-5

Funnet ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026 og ble tildelt i 1969 med Elf som operatør. 25/2-5 ble påvist i 1976. For tiden foreligger ingen konkrete planer om utbygging av funnet, men en planlagt boring i 1992 kan endre dette.

Ved en utbygging vil funnet sannsynligvis knyttes opp mot Frøy.

### 25/4-6 S

Funnet ligger i blokk 25/4, utvinningstillatelse 036, tildelt i 1981 med Elf som operatør. Det ble påvist sommeren 1991. Det er ikke klart om reservoaret består av lett olje eller gass med mye kondensat. Det foreligger ingen ressursberegninger. Gjennom videre arbeid vil en kunne avklare om det er drivverdige. Ved en utbygging vil funnet sannsynligvis bli knyttet opp mot Frigg eller Heimdal.

## 2.3.4 Oseberg- og Troll-området

### Oseberg-området

Det er flere felt og funn under vurdering i dette området i tillegg til de som er i produksjon (Oseberg, Veslefrikk og 30/6 Gamma Nord) eller vedtatt utbygd (Brage), se figur 2.4.6.a. Felt planlagt utbygd er Oseberg Øst og Huldra. Andre funn i området er 30/6 Kappa, 30/9 Omega og flere funn i utvinningstillatelse 104 i blokk 30/9.

### Oseberg Øst

Oseberg Øst består av to strukturelement som er skilt med en forseglende forkastning. Begge strukturene ligger i utvinningstillatelse 053 der Norsk Hydro er operatør. Det er påvist olje i flere formasjoner i Brentgruppen. Reservoarene er kompliserte og det er flere ulike olje/vannkontakter og forholdsvis lav permeabilitet. Reservene er anslått til  $19 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje.

Hydro planlegger en utbygging med en innretning med utstyr for delvis prosessering og overføring av gass og olje til Oseberg feltcenter for videre behandling. Plan for utbygging og drift var planlagt til høst

ten 1991, men er nå utsatt i omtrent ett år. Grunnen er at Oseberg sannsynligvis holder platåproduksjon lenger enn antatt, og at produksjonsstart for Oseberg Øst dermed bør utsettes til rundt 1997.

### 30/9 Omega

30/9 Omega ligger sørvest for Oseberg feltsenter i utvinningstillatelsene 079 og 104. Strukturen er delt i Omega Nord og Omega Sør. I Omega Nord er det påvist gass og olje i Ness- og Tarbert-formasjonene. I Omega Sør er det påvist olje i Tarbert. Det er usikkert om det er kommunikasjon mellom nord og sør på Omega.

Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg feltsenter og produseres derfra. Utbyggingsløsningen for den sørlige delen er usikker og vil være avhengig av størrelsen på andre funn i området som 30/9-6, 30/9-9 og 30/9-13.

### Huldra

Huldra er et gassfelt 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, og det foregår forhandlinger om unitisering mellom de to utvinningstillatelsene.

Det er påvist gass i Brentgruppen. Statoil anslår reservene til  $17 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $4.5 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat. Operatøren vurderer flere alternative utbyggingsløsninger. Det vil bli boret ett nytt avgrensningshull på feltet i løpet av 1992. Plan for utbygging og drift planlegges fremlagt ved årsskiftet 1992/1993. Tidligste produksjonsstart er høsten 1996.

### 30/6 Kappa

30/6 Kappa ligger vest for Oseberg feltsenter. Hoveddelen av strukturen ligger i utvinningstillatelse 053, men den sydlige delen strekker seg inn i utvinningstillatelse 079 i blokk 30/9. Det er påvist olje og gass i Staffjord-formasjonen. Utbyggingsplaner for funnet er ikke fastlagt, men funnet inngår i ressursgrunnlaget som blir vurdert i Hydros planer for Oseberg-området.

### 2.3.5 Gullfaks-, Staffjord- og Snorre-området

Det er meget stor aktivitet i dette området med flere felt i drift, under utbygging og under vurdering, se figur 2.5.11.a. Området er svært prospektivt og det er gjort mange interessante funn.

#### Gullfaks Sør, 34/10 Beta og 34/10 Gamma

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, se beskrivelsen av Gullfaks, kapittel 2.5.11.

Gullfaks Sør ligger midt i blokken (omtrent ni km sør for Gullfaks-feltet). Beta ligger vest for Gullfaks Sør og strekker seg inn i 33/12. Gamma ligger i blokens sørøstre hjørne.

Gullfaks Sør er strukturelt komplisert. Det er

observert flere uavhengige gass/olje-, gass/vann- og olje/vannkontakter på feltet. Det er påvist hydrokarboner i sandsteiner av jura og trias alder.

Til nå er det boret ni hull til reservoarnivå på Gullfaks Sør, i tillegg til ett på Beta og ett på Gamma.

Resultatene fra testproduksjon i 1989 danner sammen med ny 3D-seismikk grunnlag for nye kart og nye ressursanslag. Ressursanslagene på Gullfaks Sør er svært usikre.

Rettighetshaverne hadde planlagt å legge frem plan for utbygging og drift for oljefasen i Gullfaks Sør i 1991. Dette er nå utsatt og det planlegges å utarbeide drivverdighetserklæring for både olje- og gassfasen i funnet. En tidligere gassproduksjon vil bedre økonomien for funnet. Videre arbeid i utvinningstillatelsen vil inkludere vurdering av samordning med andre felt og funn i området, blant annet 34/10 Gamma. Det planlegges å bore et avgrensningshull på 34/10 Gamma i 1992.

### Vigdis

Vigdis-feltet ligger i blokk 34/7 og tilhører utvinningstillatelse 089. Feltet omfatter flere funn og strukturer. Saga Petroleum er operatør for feltet. Det er boret ett avgrensningshull på feltet i 1991. Brønn 34/7-19 testet et nordlig segment på C-plussstrukturen.

Brønnen ble boret til et totaldyp av 2 782 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påtruffet hydrokarboner i reservoarer av mellomjura alder og to produksjonstester ble utført.

Havdypet i området er 230 til 300 meter. Foreløpige planer går ut på å bygge ut Vigdis med undervannsbrønner knyttet opp til enten et produksjonsskip eller eksisterende prosessanlegg i området. Plan for utbygging og drift antas fremlagt i desember 1992, noe som gir produksjonsstart i 1996.

### Visund

Visund-funnene ligger i blokk 34/8 og tilhører utvinningstillatelse 120. 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 nordligere Brent-segment. I 1991 ble det boret tre hull i utvinningstillatelsen hvorav to i forbindelse med eksisterende funn. Brønn 34/8-4S oppdaget hydrokarboner i Lunde-formasjonen og brønn 34/8-5 avgrenset Brent-reservoaret i sør.

Visund har påvist ressurser i Brentgruppen og i Lunde-formasjonen. Et letehull skal bores i den stratigrafisk mellomliggende Staffjord-formasjonen tidlig i 1992. I Brent-gruppen er det forholdsvis tyne oljesoner med stor arealutbredelse under store gasskapper. Denne oljen er planlagt produsert med horisontale brønner.

Det er skutt 3D-seismikk over hele området. Når kartene foreligger, legges det opp til en omfattende plan for avgrensning. Dette vil særlig gjelde det nord-

lige Brent-segmentet, hvor hoveddelen av ressursene ligger.

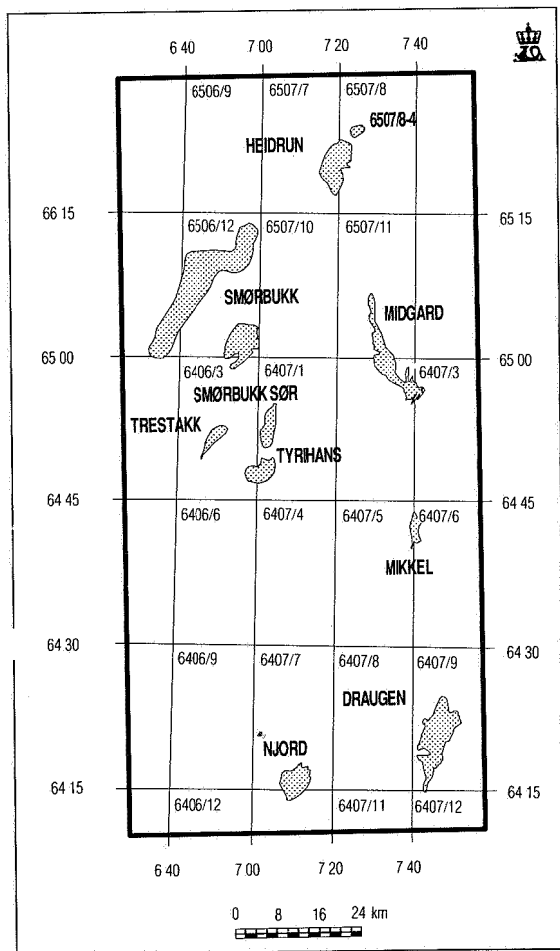
Havdypet i området er 310–380 meter. Foreløpige planer går ut på å bygge ut feltet med en flytende innretning. Gassen vil sannsynligvis bli behandlet på innretningen og overført til et eksisterende transportsystem. Oljen kan enten bøyelastes eller overføres til et eksisterende prosessenter i området. Produksjonsstart anslås til høsten 1997.

### 2.3.6 Felt og funn utenfor Midt-Norge

#### Haltenbanken

Det er boret i alt rundt 75 lete- og avgrensningshull på Haltenbanken og området kan derfor karakteriseres som en relativt godt utforsket petroleumsprovins. I alt er det påvist ti felt/funn med totale utvinnbare ressurser i størrelsesorden  $310 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $280 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass, se figur 2.3.6. Per i dag er to av feltene vedtatt utbygd. Det er gode muligheter for ytterligere funn i området.

Fig. 2.3.6  
Felt og funn utenfor Midt-Norge



#### Trestakk

Trestakk er et oljefunn i blokk 6406/3. Statoil er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1984. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til  $9 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje. Produsert gass planlegges reinjisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Det antas at funnet vil kunne dreneres ved hjelp av tre horisontale produksjonsbrønner. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

#### Tyrihans

Tyrihans ligger i blokkene 6406/3 og 6407/1 og består av to funn; Tyrihans Sør og Tyrihans Nord, som sannsynligvis er i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Statoil er operatør. Tyrihans Sør er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord inneholder en oljesone med en overliggende gasskappe. Størrelsen av oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er  $16 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje/kondensat og  $40 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

#### 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 syv letehull i de to blokkene; fire av disse har påvist olje. Funnet er karakterisert ved et komplisert forkastningsmønster som sannsynligvis vil ha stor innvirkning på oljeutvinningen. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er  $35 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $7.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  salgbar gass.

#### Midgard

Midgard-feltet ligger i blokk 6507/11 og 6407/2, utvinningstillatelsene 062 og 074. Saga er operatør. Det er i alt boret syv letehull i området hvorav fire i strukturen. Feltet ble oppdaget i 1981 ved boring av brønn 6507/11-1. Strukturen er inndelt i fire strukturelle segment; Alfa, Beta, Gamma og Delta. Operatøren erklærte feltet drivverdig høsten 1991.

Reservoaregenskapene er gode, og Oljedirektoratets reserveanslag er  $87 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass,  $1.3 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $13 \times 10^6$  tonn NGL. Disse tallene er omtrent 20 % lavere enn operatørens anslag.

Feltet er planlagt utbygd med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk. Det er planlagt 12 produksjonsbrønner for gass og to horisontale produsenter for drenering av den underliggende oljesonen. På platå vil produksjonsraten tilsvare et tørrgassalg på  $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ . Operatøren forutsetter at gassen vil bli prosessert på feltet og transportert til markedet via et direkte tørrgassrør.

#### Smørbukk

Hoveddelen av dette funnet ligger i blokk 6506/12 som omfattes av utvinningstillatelse 094 tildelt i 1984. Søndre del ligger i blokk 6506/11 i utvinningstillatelse 134. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Funnet inneholder gass, kondensat



og olje med forholdsvis høyt gass-oljeforhold. Funnet ligger om lag 200 km fra aktuelle tilknytningspunkter på land og havdybden er 250 meter. Det er boret i alt åtte hull i blokk 6506/12. Det er også boret et undersøkeshull i den søndre del av Smørbukk-strukturen, i blokk 6506/11. Oljedirektoratets ressursanslag er  $20 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  utvinnbar olje/kondensat og  $65 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  utvinnbar gass. Det er oppdaget  $7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  utvinnbar olje i den nordøstlige delen av funnet, og operatøren vurderer å bygge ut denne delen som en satellitt til Smørbukk Sør. Gassproduksjon fra Smørbukk må sees i sammenheng med en samlet gasstransportløsning for Haltenbanken. Funnet er ennå ikke ansett som modent for utbygging.

#### Smørbukk Sør

Feltet ligger i søndre del av blokk 6506/12 og ble påvist i 1985 med undersøkeshull 6506/12-3. Dette er senere bekreftet av to avgrensningshull. Feltet ligger omtrent 10 km fra Smørbukk og vanndybden er 300 meter. Oljedirektoratets reserveanslag for Smørbukk Sør er  $31 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje/kondensat og  $24 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Statoil er operatør for feltet.

Rettighetshaverne går inn for å bygge ut feltet og operatøren tar sikte på å legge frem plan for utbygging og drift (PUD) i juni 1992. Operatøren mener det er mulig å starte produksjon av olje i januar 1996. I følge utbyggingsplanene vil oljen i feltet bli produsert først og assosiert gass injisert tilbake i feltet for senere produksjon. På denne måten øker man også utvinningsgraden av oljen.

Feltet er planlagt utbygd med havbunnskompletterte brønner og produksjonsskip. Det er planlagt åtte produksjonsbrønner for olje og tre injeksjonsbrønner for gass. Oljeproduksjonen vil vare i 15 år med en maksimal rate på  $11\,000 \text{ Sm}^3$  per døgn. Oljen forutsettes transportert fra feltet med tankskip. Smørbukk Sør ligger godt til rette som mulig feltsenter for andre, nærliggende funn. Gassalg fra feltet kan være aktuelt fra rundt år 2010.

#### 6507/8-4

Funnet tilhører utvinningstillatelse 124, med Statoil som operatør, og ligger rundt fire km nordøst av Heidrun-feltet. Funnbrønnen, 6507/8-4, påviste i august 1990 olje med en overliggende gasskappe i Åre-formasjonen. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til  $20 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

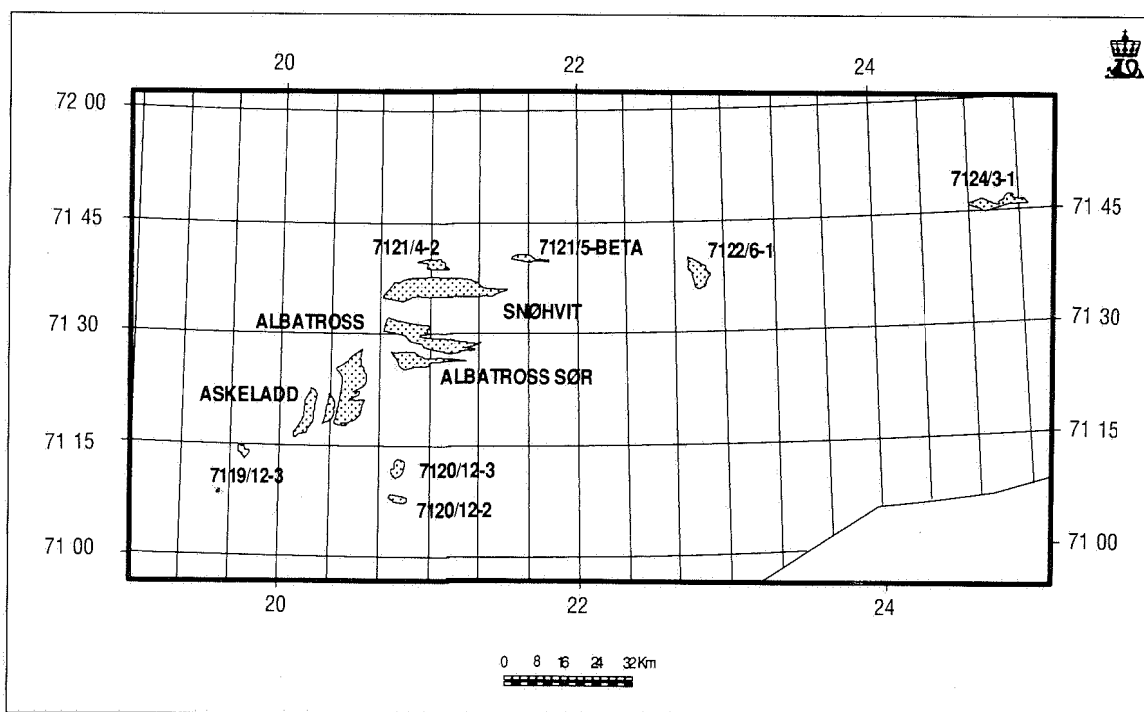
#### 2.3.7 Barentshavet

Det er påvist omtrent  $250 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  utvinnbar gass i Troms-området, se figur 2.3.7. I tillegg er det en tynn oljesone på Snøhvit. Oljedirektoratet foretar nå en reevaluering av ressursgrunnlaget i Snøhvit-funnet.

#### Snøhvit

Rettighetshaverne har i flere år studert mulige utbyggingsløsninger for gassen på Snøhvit. På grunn av lang avstand til potensielle gassmarkeder har en funnet rørtransport av gassen økonomisk uinteressant. En utbygging av funnet må derfor inkludere et

Fig. 2.3.7  
Troms-området



anlegg for nedkjøling av gassen til LNG. Dette krever tilleggsinvesteringer i forhold til en tradisjonell utbygging av et gassfelt. Utbyggingsstudiene de siste årene har derfor vært konsentrert om å finne enkle og rimelige løsninger som er økonomisk forsvarlige. Følgende utbyggingsløsninger ser ut til å være de mest aktuelle:

- En halvt nedsenkbar innretning med produksjon fra brønner samlet i havbunnsrammer, og prosessering av gassen på innretningen for ilandføring til LNG-anlegg.
- Undervannsproduksjonssystem med direkte ilandføring av brønnstrømmen til LNG-terminal. Når reservoartrykket blir lavt, må undervannsenheten kobles til en innretning for å pumpe gassen i land.

To alternative produksjonsrater vurderes;  $4.5 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> per år og  $9.0 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> per år. Dette tilsvarer et gassalgsvolum på henholdsvis  $3.85$  og  $7.70 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> per år etter at kondensatet er skilt ut. Dersom den høye raten velges, vil utbyggingen inkludere Askeladd- og Albatross-funnene.

Oljedirektoratet vurderer en tilfredsstillende salgskontrakt for gassen som avgjørende for at en utbygging av Snøhvit og andre gassfunn på Troms I skal finne sted. Aktuelle markeder synes å være Italia, USA og Canada. Forhandlinger om salg føres, og disse forhandlingene sammen med videre tekniske evalueringer vil avgjøre om Troms-funnene kan bygges ut.

Snøhvit inneholder i tillegg til gass også olje i tynne oljesoner. På grunn av tykkelsen på sonene og midtveis til dårlige reservoaregenskaper er oljen vanskelig å utvinne. Oljedirektoratet mener likevel at en må vurdere mulighetene for kombinert produksjon av olje og gass fra noen av gassbrønnene.

## 2.4 FELT VEDTATT UTBYGD

### 2.4.1 Embla

Embla ligger i blokk 2/7 som ble tildelt ved utvinnings-tillatelse 018 i 1965, se figur 2.5.4.a.

#### Rettighetshavere

Phillips Petroleum Co Norway (operatør)	36.9600 %
Norske Fina A/S	30.0000 %
Norsk Agip A/S	13.0400 %
Elf Aquitaine 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 %
Eurofrep Norge A/S	0.4560 %
Coparex Norge A/S	0.3990 %
Norminol A/S	0.3040 %

#### Felthistorie

Det første hullet på feltet ble boret i 1974 og påviste hydrokarboner i bergarter som ble antatt å være fra jura, men som senere har vist seg å være eldre. Høyt

trykk i reservoaret førte til at videre utforskning ble utsatt. Først i 1988 ble funnet bekreftet ved et nytt letehull. Påvisning av et reservoar eldre enn jura etablerte en ny letemodell i den sørlige delen av Nordsjøen. I 1990 ble det lagt frem en plan for utbygging og drift av Embla. Planen ble godkjent i desember 1990. I tillegg til funnhullene er det boret fire kombinerte avgrensings- og produksjonsbrønner. Av disse var en tørr.

#### Reservoar

Store boredyp og høye reservoartrykk har ført til en del tekniske problemer under forboringsprogrammet. Komplisert geologi har samtidig ført til overraskelser under utvikling av feltet. På denne bakgrunn har operatøren valgt å redusere reservegrunnlaget. Usikkerheten angående geologi og reservoarforhold er fremdeles stor på feltet.

#### Utbyggingsløsning

Embla var planlagt bygget ut i flere faser. Fase 1 inkluderer en brønnhodeinnretning som skal kunne ha inntil 18 brønner. Grunnet de store overraskelsene innen geologi og reservoarforhold vil videre planer for utbygging bli vurdert høsten 1992.

#### Transport

Etter prosessering på Eldfisk FTP vil både oljen og gassen bli transportert til Ekofisk, og derfra videre til henholdsvis Teesside og Emden.

#### Kostnader

Investeringskostnadene for fase 1 er anslått til 2.1 milliarder 1991-kroner. Driftskostnadene er anslått til 23 millioner 1991-kroner per år.

### 2.4.2 Sleipner Øst

Utvinnings-tillatelse 046

#### Rettighetshavere:

Den norsk stats oljeselskap a.s (Statoil)	49.6000 %
Esso Norge a.s	30.4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.0000 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Utvinnings-tillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9, se figur 2.3.2. Statoil er operatør for Sleipner Øst.

Oljedirektoratets reserveanslag for Sleipner Øst-feltet er  $51 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass,  $20 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $10 \times 10^6$  tonn NGL. Dersom det besluttes å injisere gass fra Sleipner Vest eller fra andre felt, i Sleipner Øst, vil man få en betydelig økt utvinning av olje og NGL fra Sleipner Øst.

#### Utbygging

Sleipner Øst er besluttet utbygget med en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skiftet understell i betong.

Kondensatet vil bli ilandført til Kårstø gjennom legging av en ny 508 mm diameter rørledning fra Sleipner A til Kårstø. Gassen vil bli transportert dels i rørledning til Zeebrugge i Belgia og dels gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Tyskland. Sleipner Øst-feltet er planlagt produksjonsklart 1.10.1993.

Etter at betongunderstellet til Sleipner A-innretningen sank i Gandsfjorden, har rettighetshaverne gjennomført en omfattende revisjon av planene for utbygging av Sleipner Øst med henblikk på å møte de gassalg-forpliktelsene feltet har i henhold til avtalene om gassalg fra Troll. De to viktigste endringene ved utbyggingsløsningen ser ut til å bli en ny stigerørsinnretning, og et nytt undervanns produksjonssystem for å drenere den nordlige delen av Sleipner Øst-feltet.

#### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til omtrent 18 milliarder 1991-kroner, inklusive kondensatrørledning fra Sleipner A-innretningen til Kårstø. Totale driftskostnader anslås til 8.2 milliarder 1991-kroner, eksklusive transportkostnader.

Som følge av havariet av betongunderstellet vil anslagene for investeringskostnadene bli høyere.

#### 2.4.3 Loke

Utvinningsstillatelse 046

Rettighetshavere og tildelingsår er de samme som for Sleipner Øst. Loke ble godkjent utbygd i 1991. Det er påvist to reservoarlag, Heimdal og Trias, tilsvarende reservoarlagene i Sleipner Øst. Heimdal-reservoaret i Loke er i trykkommunikasjon med Heimdal-reservoaret i Sleipner Øst. Produksjon av Sleipner Øst vil derfor påvirke trykket i Heimdal-reservoaret Loke. En utbygging av Loke vil derfor forhindre at store hydrokarbonmengder blir liggende igjen i vannsonen mellom Loke og Sleipner Øst. Oljedirektoratets og operatørens reserveanslag i Heimdal-reservoaret er  $2.9 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $2.1 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje. I Trias-reservoaret som ennå ikke er vedtatt utbygd, er reserveanslaget  $5.1 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $2.0 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje.

#### Utbyggingsløsning

Loke vil bli produsert ved et undervanns produksjonssystem med brønnstrømføring til Sleipner A-innretningen. Loke var planlagt drenert med en brønn, men etter havariet av Sleipner A-understellet er det under vurdering å drenere Loke med to brønner. Gassen er planlagt solgt under Troll gassalgavtalen på samme måte som gassen fra Sleipner Øst. Loke er planlagt produksjonsklar samtidig med Sleipner Øst.

#### Kostnader

Investeringskostnadene er beregnet til omtrent 0.7 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader anslås til 31 millioner 1991-kroner over feltets levetid.

#### 2.4.4 Lille-Frigg

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningsstillatelse 026, se figur 2.5.8.a.

#### Rettighetshavere

Elf Aquitaine 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 med Elf som operatør. I 1975 påviste undersøkelseshull 25/2-4 hydrokarboner. Etter boring av brønn 25/2-12 i 1988, startet arbeidet med en drivverdighetserklæring. I februar 1991 ble plan for utbygging og drift lagt frem, men ikke godkjent. En oppdatert plan ble godkjent i september 1991.

#### Reservoar

Lille-Frigg er et gass-kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelsen av Heimdal-ryggen. Operatørens anslag over utvinnbare reserver er  $7 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $2.7 \times 10^6$  tonn NGL.

#### Utbyggingsløsning

Lille-Frigg skal bygges ut med en undervannsinretning, fjernstyrt fra Frigg. Utbyggingen baseres på tre produksjonsbrønner med trykkavlastning som produksjonsmekanisme. Det er muligheter for tilknytning av to ekstra brønner. Ubehandlet brønnstrøm skal overføres under høyt trykk direkte til Frigg for behandling. Gass og NGL skal transporteres videre til St Fergus i eksisterende rørledning. Stabilisert kondensat er planlagt sendt i rørledning til Oseberg. Produksjonsstart er planlagt til 1.10.1993.

#### Kostnader

Investeringskostnadene er beregnet til 1 875 millioner 1991-kroner og totale driftskostnader til 1 762 millioner 1991-kroner.

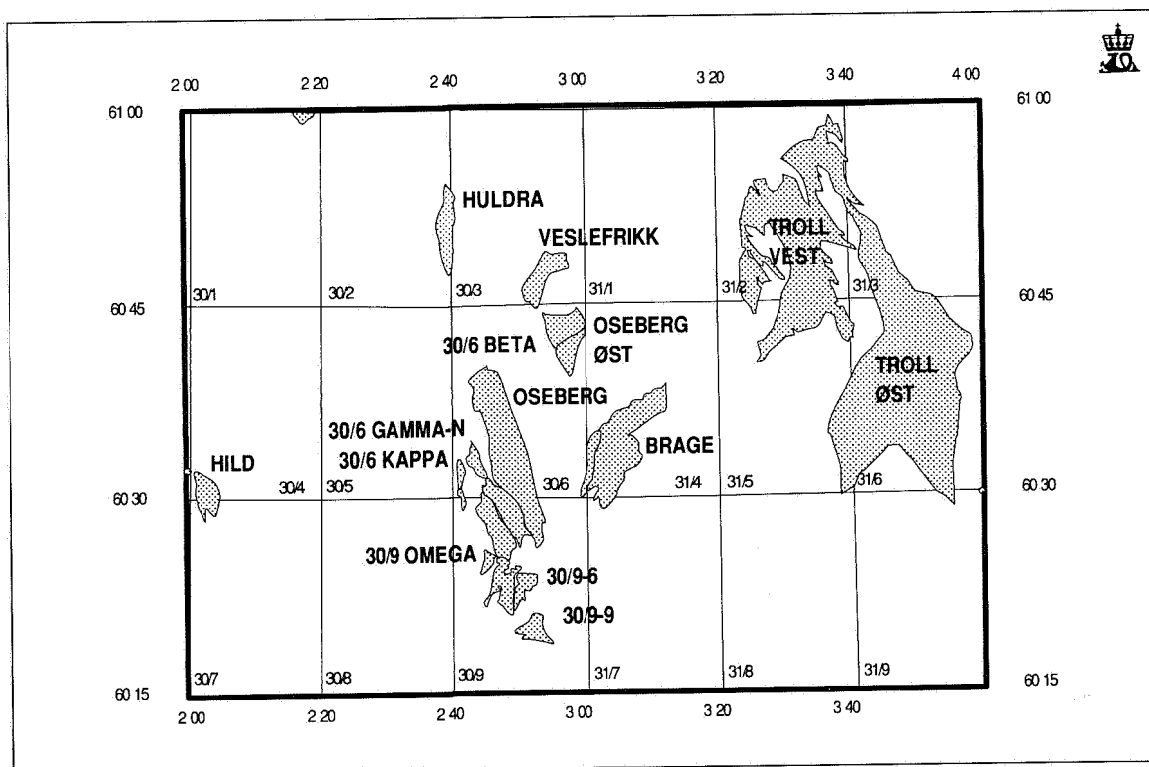
#### 2.4.5 Brage

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt i 1979 som utvinningsstillatelse 055, se figur 2.4.6.a. Feltet strekker seg også inn blokk 30/6 (utvinningsstillatelse 053) og inn i den nordlige delen av blokk 31/7. Denne delen av blokk 31/7 ble i 1991 tildelt rettighetshaverne i utvinningsstillatelse 055 som utvinningsstillatelse 185. Det har i 1991 pågått forhandlinger om unitisering mellom utvinningsstillatelsene 055 og 053 uten at man har kommet frem til en avtale.

#### Eierfordeling i utvinningsstillatelse 055 og 185

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	56.0000 %
Esso Norge a.s	17.6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.2000 %
Neste Petroleum a.s	13.2000 %

Fig. 2.4.6.a  
Oseberg- og Troll-området



Norsk Hydro er operatør for feltet. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget våren 1990. Det er påvist olje som gir grunnlag for utbygging i to formasjoner på Brage: Statfjord og Fensfjord. I Sognefjord-formasjonen er det påvist mindre mengder olje og gass og dette reservoaret er foreløpig ikke med i utbyggingsplanene. Myndighetene påla operatøren å bore et avgrensningshull nordøst på feltet i forbindelse med godkjenning av plan for utbygging og drift. Dette skal bores senest tre år etter produksjonsstart og vil gi mer informasjon om ressursene i Sognefjord- og deler av Fensfjord-reservoaret som ligger utenfor dreneringsområdet til innretningen.

Oljedirektoratets reserveanslag for feltet er  $46.2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $1.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Operatørens anslag er  $38.5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $1.6 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass.

#### Utbyggingsløsning

Feltet skal bygges ut med en integrert produksjons-, bore-, og boliginnetning med stålunderstell. Produksjonsstart er planlagt til januar 1994 og man forventer å nå platåproduksjonen på  $13\,000 \text{ Sm}^3$  olje per dag i løpet av det første året. Seks produksjonsbrønner skal forbores og forboringen startet i desember 1991.

Oljen skal transporteres i rørledning til Oseberg og videre gjennom Oseberg-ledningen til Sture. En rørledning for gass skal knyttes til Statpipe.

#### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 10.6 milliarder 1991-kroner og totale driftskostnader er beregnet til 520 millioner 1991-kroner per år.

#### 2.4.6 Troll

Utvinningstillatelse 054 og 085:

#### Rettighetshavere etter unitisering:

Den Norske Stats Oljeselskap a.s (Statoil)	74.5800 %
A/S Norske Shell	8.2880 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	7.6880 %
Saga Petroleum a.s	4.0800 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.3530 %
Conoco Norway Inc	2.0150 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6, se figur 2.4.6.a. Tildelingen av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokkene ble tildelt i juli 1983. Unitiseringen av de to utvinningstillatelsene er gjennomført.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbar gass på hele Troll-feltet er  $1\,288 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ .

Oljedirektoratets anslag for utvinnbar olje er  $64 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Dette er basert på 17 horisontalbrønner i Troll Vest oljeprovins og seks horisontalbrønner i

Troll Vest gassprovins. Utbygging av gassprovinsen blir vurdert av rettighetshaverne, og med beslutning om flere brønner i gassprovinsen kan reserveanslaget for olje bli oppjustert.

#### Reservoar

Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner av senjura alder. Den øverste formasjonen (Sognefjord) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Sognefjord-formasjonen inneholder størstedelen av gassen og oljen i feltet. Under Sognefjord-formasjonen ligger Heather-formasjonen som har dårligere reservoaregenskaper og Fensfjord-formasjonen som har vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Øst og Troll Vest er det en gasskolonne på over 200 meter. Den vestlige delen av feltet (Troll Vest oljeprovins), hovedsakelig i blokk 31/2, har en oljekolonne på 22–27 meter under gassen. Lenger øst (Troll Vest gassprovins) er oljekolonnen 11–17 meter. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til fire meter.

#### Troll fase 1

Norske Shell som operatør for den første utbyggingen på feltet, la i september 1986 frem plan for utbygging og drift av Troll fase 1. Planen ble behandlet og godkjent i Stortinget i desember 1986. Denne planen beskrev en utbygging med en fullt integrert innretning med en initiell prosesskapasitet på  $21.3 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> per år. Operatøren ble bedt om å fremlegge

en revidert plan med en mer detaljert beskrivelse av innretning og prosessutstyr. En revidert plan ble fremlagt av operatøren i 1990 og godkjent av myndighetene samme år. Den reviderte utbyggingsplanen består av en brønnhodeinnretning, rør til land og en landterminal for utskilling, tørking og komprimering av gass. Gassen eksporteres videre fra landterminalen til kontinentet. Ferdig utbygd har anlegget en kapasitet på  $23.7 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass per år, noe som tilsvarer omtrent Norges totale gasseksport i 1991. Totale investeringer er anslått til 27.8 milliarder 1991-kroner. Årlige driftskostnader er anslått til 830–1 150 millioner 1991-kroner.

Oljedirektoratet ser på den valgte utbyggingsløsningen (se figur 2.4.6.b) som sikrere, mer fleksibel og mer kostnadseffektiv enn den opprinnelige utbyggingsløsningen.

#### TOGI

I tillegg til hovedutbyggingen for gass er det bygget et undervannsproduksjonssystem (TOGI) for leveranse av gass som injiseres i Oseberg-feltet. TOGI startet produksjon av gass fra Troll Øst februar 1991 og leverer nå rundt  $3 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> gass per dag til Oseberg. Norsk Hydro er operatør for utbygging og drift av TOGI. Investeringene for TOGI er omtrent 3.0 milliarder 1991-kroner.

Oljedirektoratet vurderer TOGI som avgjørende for økt utvinning av olje i Oseberg, og viktig for videreutvikling av undervannsteknologi på norsk sokkel.

Fig. 2.4.6.b  
Planlagt innretning for Troll fase 1



**Troll fase 2**

Norsk Hydro som operatør for Troll Fase 2, la i desember 1991 frem en plan for utbygging og drift av Troll fase 2. Den er for tiden under behandling hos myndighetene.

Planen anbefaler produksjon fra 17 horisontalbrønner i Troll Vest oljeprovins. En betong-flyter er anbefalt som innretning for prosessering og eksport av oljen, etter at både flytere, bunnfaste innretninger og skipskonsept ble studert. En innretning som kunne håndtere både olje- og senere gassproduksjon fra Troll Vest, ble også vurdert av rettighetshaverne. En platåproduksjon på 25 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag er planlagt. Inntil 5 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag kan bli eksportert til Troll fase 1-innretningen. Totale investeringer er anslått til 14.3 milliarder 1991-kroner.

Rettighetshaverne ønsker å vurdere potensialet for utvinning av olje fra gassprovinsen videre. Resultatene fra boring av og produksjon fra testbrønn 31/5-T1 i sydlig del av gassprovinsen var lovende, men brønnen produserte mer vann enn forventet. Deler av gassprovinsen vurderes som økonomisk lønnsom, men usikkerheten i anslag for produksjon vurderes som betydelig på grunn av geologisk usikkerhet. Oljedirektoratet har i sitt anslag for oljereserver inkludert produksjon fra det mest lovende området i gassprovinsen.

**Troll videre faser**

Det er ikke besluttet noen videre utbygging av Troll-feltet. Rettighetshaverne arbeider med studier for å forberede utbygging og drift av Troll Vest gassressurser. Det er ikke klarlagt når en gassproduksjon kan komme igang. Dette vil avhenge av videre utvikling av gassmarkedet og av tempoet i utvinningen av oljen i Troll Vest.

Oljedirektoratet vurderer en storstilt gassproduksjon fra Troll Vest som ressursmessig uforsvarlig, før det meste av oljereservene i Troll Vest er produsert.

**2.4.7 Tordis**

Tordis ligger i blokk 34/7 (se figur 2.5.11.a) og hører til utvinningstillatelse 089 som ble tildelt i 1984, med Saga som operatør,

**Rettighetshavere**

Utvinningstillatelse 089 ble tildelt i 1984. Glideskala er utøvet i utvinningstillatelsen og fordelingen er:

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 Aquitaine Norge A/S	5.6000 %
Deminex (Norge) A/S	2.8000 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.7000 %

**Felthistorie**

Tordis-feltet ble påvist ved undersøkelseshull 34/7-12 i 1987. Det ble boret et avgrensningshull 34/7-14 på feltet høsten 1989. På bakgrunn av de to brønnene ble feltet erklært drivverdig og plan for utbygging og drift (PUD) for feltet ble lagt frem i desember 1990. Planen ble godkjent i Stortinget i mai 1991.

**Reservoar**

Oljedirektoratets reserveanslag er 18.8 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje, 1.2 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 0.5 10<sup>6</sup> tonn NGL. Operatørens anslag er i samme størrelsesorden. Utvinningsmekanisme for feltet er trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Oljen er undermettet og finnes i de to reservoarene Øvre og Nedre Brent. Reservoarenes dyp er rundt 2 150 meter.

**Utbyggingsløsning**

Feltet er planlagt utbygd med havbunnskompletterte brønner, fem produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. Brønnstrømmen vil bli faset inn mot Gullfaks C for prosessering, måling og videre transport. Produksjonsstart vil etter operatørens planer være høsten 1994. Gassen vil bli solgt under Troll gassalgsavtale.

**Kostnader**

Totale investeringer er anslått til omtrent 3.4 milliarder 1991-kroner. Dette inkluderer brønner og modifikasjonskostnader på Gullfaks C. Driftskostnadene er anslått til totalt 3 milliarder 1991 kroner, inkludert prosesseringstariffer på Gullfaks C.

**2.4.8 Statfjord Øst****Rettighetshavere**

Statfjord Øst ligger i utvinningstillatelse 037 og 089, se figur 2.5.11.a. Utvinningstillatelse 037 omfatter blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt i 1973. Deltakerinteressene i tillatelsen er som følger:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
(operatør)	
Mobil Development Norway A/S	15.0000 %
A/S Norske Shell	10.0000 %
Esso Norge a.s	10.0000 %
Norske Conoco A/S	10.0000 %
Saga Petroleum a.s	1.8800 %
Amerada Hess Norge A/S	1.0400 %
Amoco Norway A/S	1.0400 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1.0400 %

Utvinningstillatelse 089 ble tildelt i 1984. Statoils andel er på 40.4000 % etter at selskapet i 1989 solgte 9.6000 % til Idemitsu.

Deltakerinteressen i utvinningstillatelse 089 før og etter utøvelse av glideskala er:

	Før	Etter
Det norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41.4000 %	55.4000 %
Esso Norge a.s	14.7000 %	10.5000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	11.7600 %	8.4000 %
Saga Petroleum a.s (operatør)	9.8000 %	7.0000 %
Idemitsu Petroleum Norge A/S	9.6000 %	9.6000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.8400 %	5.6000 %
Deminex (Norge) A/S	3.9200 %	2.8000 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.9800 %	0.7000 %

### Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble godkjent i Stortinget 9.11.1990. Statoil er operatør for feltet. En unitiseringsavtale for Statfjord Øst ble underskrevet juni 1991 og fordeler reservene med 50 % på hver av de to utvinningstillatelsene. Olje- og energidepartementet godkjente 19.11.1991 en samordningsavtale for Statfjord Øst, som innebærer at Statfjord Nord og Øst vil ha felles prosjektorganisasjon og benytte felles utstyr på Statfjord C.

### Reservoar

Produksjonen fra Statfjord Øst er planlagt å starte i 4. kvartal 1994 og vare frem til år 2007. Feltet vil nå topp-produksjon til tre år etter produksjonsstart. Det planlegges boret inntil ti produksjons- og vanninjeksjonsbrønner på Statfjord Øst. Etter Statoils beregninger er oljereservene omtrent  $19.4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Oljedirektoratets anslag for oljereserver i Statfjord Øst er  $13.4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Dette er rundt 30 % lavere enn Statoils anslag. Forskjeller i geologisk modell forklarer mesteparten av avvikene i reserveanslaget. Olje- og energidepartementet har godkjent produksjonsprofilen som rettighetshaverne legger til grunn i sin utbyggingssøknad for Statfjord Øst. Produksjonsprofilen vil bli revurdert etter boringen av de første produksjons- og injeksjonsbrønnene. Dersom reservene i feltet viser seg å være lavere enn det rettighetshaverne anslår, vil produksjonsraten kunne bli nedjustert.

### Utbyggingsløsning

Feltet skal 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 bestående av olje, gass og vann, vil bli overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Det foreligger godkjent plan for overføring av to vanninjeksjonsbrønner boret fra Statfjord C til havbunnskompleterte brønner. Dette er en endring i plan for utbygging og drift for feltet.

### Kostnader

Investeringskostnader for Statfjord Øst er beregnet til 3.37 milliarder 1991-kroner. I produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene for Statfjord Øst beregnet til 70 millioner 1991-kroner. Det er knyttet noe usikkerhet til operatørens driftskostnader fordi strategi for vedlikehold og datainnsamling ikke er endelig fastlagt. Oljedirektoratet vurderer anslaget for driftskostnader til å være noe lavt.

### 2.4.9 Statfjord Nord

#### Rettighetshavere

Statfjord Nord ligger i utvinningstillatelse 037 som omfatter blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt i 1973, se figur 2.5.11.a. Deltakerinteressene i tillatelsen er som følger:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
(operatør)	
Mobil Development Norway A/S	15.0000 %
A/S Norske Shell	10.0000 %
Esso Norge a.s	10.0000 %
Norske Conoco A/S	10.0000 %
Saga Petroleum a.s	1.8750 %
Amerada Hess Norge A/S	1.0420 %
Amoco Norway A/S	1.0420 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1.0420 %

#### Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Nord ble godkjent i Stortinget 9.11.1990. Statoil er operatør for feltet.

#### Reservoar

Produksjonen fra Statfjord Nord er planlagt å starte i 2. kvartal 1994 og vare frem til år 2009. Etter Statoils beregninger vil total utvinning være  $27.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje. Oljedirektoratets anslag for oljereserver på Statfjord Nord er på rundt  $31 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Dette reserveanslaget forutsetter at det bores åtte produksjonsbrønner og forutsetter at oljeproduksjonen ikke avsluttes før i år 2014. Beslutning om å bore to ekstra brønner vil ikke bli tatt før etter produksjonsstart for feltet.

#### Utbyggingsløsning

Feltet skal 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 bestående av olje, gass og vann vil bli overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Statfjord Nord og Statfjord Øst vil ha felles prosjektorganisasjon og benytte felles utstyr på Statfjord C.

**Kostnader**

Investeringskostnader for Statfjord Nord er på 3.65 milliarder 1991-kroner. I produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene for Statfjord Nord beregnet til 75 millioner 1991-kroner. Det er knyttet noe usikkerhet til operatørens driftskostnader fordi strategi for vedlikehold og datainnsamling ikke er endelig fastlagt. Oljedirektoratet vurderer anslaget for driftskostnader til å være noe lave.

**2.4.10 Snorre**

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7 med Saga som operatør, se figur 2.5.11.a. Blokk 34/4 ble tildelt ved utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt ved utvinningstillatelse 089 i 1984.

**Rettighetshavere i utvinningstillatelse 057:**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41.4000 %
Deminex (Norge) A/S	24.5000 %
Saga Petroleum a.s	14.7000 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.6000 %
Amerada Hess Norge A/S	4.9000 %
Enterprise Oil Norway A/S	4.9000 %

**Rettighetshavere i utvinningstillatelse 089:**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41.4000 %
Esso Norge a.s	14.7000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	11.7600 %
Saga Petroleum a.s	9.8000 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.6000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.8400 %
Deminex (Norge) A/S	3.9200 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.9800 %

**Eierfordeling etter unitisering**

Rettighetshaverne har antatt en fordeling av reservene i Snorre på 30 % i blokk 34/4 og 70 % i blokk 34/7. Eierinteressene i det unitiserte Snorre-feltet er:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	41.4000 %
Saga Petroleum a.s	11.2559 %
Esso Norge a.s	10.3323 %
Deminex (Norge) A/S	10.0348 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.2658 %
Elf Aquitaine Norge A/S	5.5106 %
Amerada Hess Norge A/S	1.4559 %
Enterprise Oil Norway A/S	1.4559 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.6888 %

**Felthistorie**

Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet ble godkjent i Stortinget i 1988.

Forboring av brønner på feltet startet høsten 1990 og produksjonsstart er planlagt i august 1992. Fire produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner er planlagt forboret før plassering av innretningen i april/mai 1992.

**Reservoar**

Snorre er et stort oljefelt. Reservene er av operatøren beregnet til omtrent  $120 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  assosiert gass. Oljedirektoratets reserveanslag er  $106 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $6.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  assosiert gass. Oljedirektoratet vil peke på den usikkerhet som er knyttet til reservene i Snorre-feltet. Snorre-feltet inneholder en rekke tilleggsressurser.

Oljen som er sterkt undermettet, er fordelt i to reservoarer: Statfjord- og Lunde-reservoaret. Reservoarene er godt kartlagt og det er forholdsvis god volumkontroll. Det knytter seg usikkerhet til sandenhetenes utstrekning og kommunikasjon i Lunde-reservoaret. Dette kan ha betydning for produksjonsoppførselen. Reservoarets dybde er omtrent 2 500 meter.

**Utbyggingsløsning**

Havdypet varierer over feltet fra 300 meter i sør til 370 meter i nord. Feltet planlegges utbygd i to faser. Fase 1 består av en flytende strekkstagninretning i sør og en havbunnsinnretning i den sentrale delen av feltet. Utvinning vil skje ved vanninjeksjon. Oljen vil bli separert i to trinn på Snorre-innretningen og deretter transportert til Statfjord for sluttprosesser. Estimerte utbyggingskostnader inklusive boring for fase 1 er rundt 23.5 milliarder 1991-kroner. Årlige driftskostnader anslås til å variere mellom 1100–1600 millioner 1991-kroner. Fase 2 av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet og innebærer to utbyggingsmuligheter. En mulighet er flytting av innretningen, en annen er videre utbygging med produksjonsinnretningen på havbunnen.

**2.4.11 Draugen**

Draugen-feltet ligger i blokk 6407/9 som ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 093, se figur 2.3.6.

**Rettighetshavere:**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
A/S Norske Shell	30.0000 %
BP Petroleum Development of Norway A.S	20.0000 %

Shell er operatør for feltet. Produksjonsstart er planlagt til høsten 1993.

**Felthistorie**

Operatøren erklærte feltet drivverdig i september 1987 og plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i september 1987. I august 1988 la operatøren frem en oppdatert plan for utbygging og drift av feltet. Denne planen ble godkjent i Stortinget i desember 1988. Draugen er det første feltet på Haltenbanken som ble besluttet utbygd.

**Reservoar**

Oljedirektoratets anslag for reserver er  $68 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje, og  $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Draugen-reservoaret er av svært god kvalitet. Reservoaret består av to formasjoner; Rogn-formasjonen som inneholder hoved-



delen av reservene og Garn-formasjonen. Det er flere mindre forkastninger i reservoaret som kan gi kommunikasjon mellom formasjonene. Det kan også være kommunikasjon i områder der det mellomliggende skiferlaget er tynt. Ut fra testresultater er det forventet en høy leveringsevne fra brønnene.

#### Utbyggingsløsning

Feltet er besluttet utbygd med en bunnfast betong-innretning med integrert dekk. Det planlegges seks til syv produksjonsbrønner, seks brønner for vanninjeksjon og en gassinjeksjonsbrønn. Syv av brønnene vil være havbunnskompletterte. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 J-rør. Det er planlagt en platarate på 14 300 Sm<sup>3</sup> olje per dag.

#### Transport

Oljen planlegges transportert via en slakt forankret flytende lastebøye (FLP). Gassen vil bli injisert inn til det er funnet en anvendelse for denne.

#### Gassanvendelse

Operatøren har vurdert en rekke alternative anvendelser for assosiert gass. Hovedplanen er å injisere gass i Ile-formasjonen (vannfylt) i tre år. Det er videre mulig å produsere Rogn Sør-formasjonen tidlig, slik at man kan fortsette gassinjeksjon i denne formasjonen i en treårs periode. Etter 1999 forutsettes det at man har fått istand en løsning for gass-transport eller annen gassanvendelse på Haltenbanken.

#### Kostnader

Totalt investeringskostnader er anslått til 11.8 milliarder 1991-kroner. Driftskostnader er beregnet til 700 millioner 1991-kroner per år.

#### 2.4.12 Heidrun

Feltet er lokalisert i blokkene 6507/7 og 6507/8, se figur 2.3.6. Blokk 6507/7 ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 095. Blokk 6507/8 ble tildelt i 1986 ved utvinningstillatelse 124.

#### Rettighetshavere etter unitisering:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	75.0000 %
Conoco Norway Inc. (operatør)	18.1250 %
Neste Petroleum a.s	5.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	1.2500 %
Det Norske Oljeselskap a.s	0.6250 %

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

#### Felthistorie

Heidrun-feltet ble oppdaget i 1985 og erklært drivverdig i desember 1986. Det ble fremlagt 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 frem 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 frem en proposisjon med anbefaling om ilandføring av assosiert gass til metanolproduksjon.

#### Reservoar

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er forkastet og består av flere geologiske formasjoner. Gasskappen bør ut fra hensyn til ressursutnyttelsen produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Det er stor usikkerhet knyttet til reserveanslaget for Heidrun-feltet. Oljedirektoratets anslag er 87 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 38 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass. Operatørens anslag er 119 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 45 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass.

#### Utbyggingsløsning

Feltet vil bli utbygd med en strekkstagninnetning 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 døgn, mens maksimal behandlingsskapasitet for vann og gass vil være henholdsvis 24 700 og 4.7 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> per døgn. Aktuelle konsept for lagring av produsert olje er blant annet tankskip og en flytende betongbøye. Oljelageret vil ha en kapasitet på omtrent 240 000 Sm<sup>3</sup>.

#### Kostnader

Totalt investeringskostnader er anslått til 25.6 milliarder 1991-kroner. Driftskostnader er anslått til 1.2 milliarder 1991-kroner per år.

#### Gassdisponering

Det er vurdert en rekke alternativer for avsetning av assosiert gass fra feltet, blant annet reinjeksjon i reservoaret, injeksjon i en nærliggende vannfylt struktur og ilandføring til Midt-Norge. I november 1991 la Regjeringen frem en proposisjon der det anbefales at assosiert gass ilandføres til Tjeldbergodden for metanolproduksjon.

## 2.5 FELT I PRODUKSJON

### 2.5.1 Hod

#### Rettighetshavere

Americo Norway Oil Company (operatør)	25.0000 %
Amocera Hess Norge A/S	25.0000 %
Enterprise Oil Norway A/S	25.0000 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	25.0000 %

Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 ved utvinningstillatelse 033 med Amoco som operatør. Feltet ligger rundt 12 km sør for Valhall-feltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert og deler av det tilbakeleverte areal er inngått i utvinningstillatelse 068. Hod-feltet består av to separate strukturer; Vest Hod og Øst Hod, se figur 2.5.4.a.

**Utnyttelse av forekomstene**

Hod-feltet er et typisk krittfelt i Sentralgraben. Ekofisk-formasjonen er tynt der den finnes. Tor-formasjonen er en meget god reservoarzone på øststrukturen. H4-formasjonen er best på veststrukturen, mens varierende deler av Hod-formasjonen er et godt reservoar på øststrukturen. Noe olje er påvist i tette kalkrike bergarter i undre kritt, men produksjon herfra er ikke regningssvarende for øyeblikket.

Veststrukturen er vanskelig å tolke geofysisk på grunn av gass i bergartene over reservoaret. 3D-seismikk er skutt i år og vil tolkes ferdig av operatør og av rettighetshaverne i første del av 1992. Øststrukturen er derimot uten forstyrrende gass-sky og er derfor bedre forstått. Her er det også flere brønner.

Plan for utbygging og drift for Hod-feltet ble godkjent av Stortinget 26.6.1988 og produksjonen fra feltet startet fra én brønn i oktober 1990. I løpet av et års tid er produksjonen kommet opp i omtrent 5 000 Sm<sup>3</sup> per dag fra fem undervannsbrønner. Rundt 95 % av produksjonen kommer fra øststrukturen som har vesentlig bedre reservoaregenskaper enn den vestlige. Det er planlagt å bore minst en brønn til på feltet, sannsynligvis på den vestlige strukturen.

Den primære utvinningen vil skje med trykkavlastning, men sekundære utvinningsmetoder som vann- eller gassinjeksjon er under vurdering.

**Produksjonsanlegg**

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

**Transport**

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

**Målesystem**

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

**Brenning av gass**

All brenning av gass foregår på Valhall. Det er ikke gitt egen brennetillatelse for Hod.

**Kostnader**

Totale investeringer på Hod-feltet til og med år 2005 antas å bli 954.3 millioner 1991-kroner. Totale driftskostnader til og med år 2005 er beregnet til 818.1 millioner 1991-kroner.

**2.5.2 Valhall**

Utvinningsstillatelse 006

**Rettighetshavere**

Amoco Norway Oil Company	28.3300 %
Amerada Hess Norge A/S	28.3300 %

Enterprise Oil Norway A/S	28.3300 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15.0000 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. I 1989 ble Texas Eastern Norwegian Inc sin andel solgt til Enterprise Oil Norway A/S. Valhall-feltet ligger hovedsakelig i blokk 2/8, se figur 2.5.4.a. Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av rettighetshaverne i utvinningstillatelse 006 en andel på 25 %.

**Utnyttelse av forekomstene**

Valhall kan geologisk og reservoarmessig sammenlignes med feltene i Ekofisk-området. Feltet produserer fra oppsprukket kritt som er relativt tett i forhold til andre reservoarbergarter på norsk sokkel. Utvinningsgraden er relativt beskjeden, omtrent 23 %, men kan økes noe ved bruk av nye utvinningsteknikker. Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget våren 1977 og produksjonen startet i 1980.

I 1990 ble det startet et prøveprosjekt med injeksjon av vann i en brønn i Tor-formasjonen. Hensikten var å teste hvor mye vann som kunne injiseres i brønnen og å se hvilken effekt vannet ville gi i reservoaret.

Resultatene hittil har vært positive både med hensyn til injektivitet og fortrenningseffektivitet. Rundt 600 000 Sm<sup>3</sup> vann ble injisert i pilotbrønnen før en fikk vanngjennombrudd i en av nabobrønnene. Det er planer om å fortsette pilotforsøket frem til 1992. Parallelt med prøveprosjektet er det utført studier på vanninjeksjon og gassinjeksjon i fullfelt skala. Det er ventet at operatøren revurderer den totale produksjonsstrategien i løpet av våren 1992.

**Produksjonsanlegg**

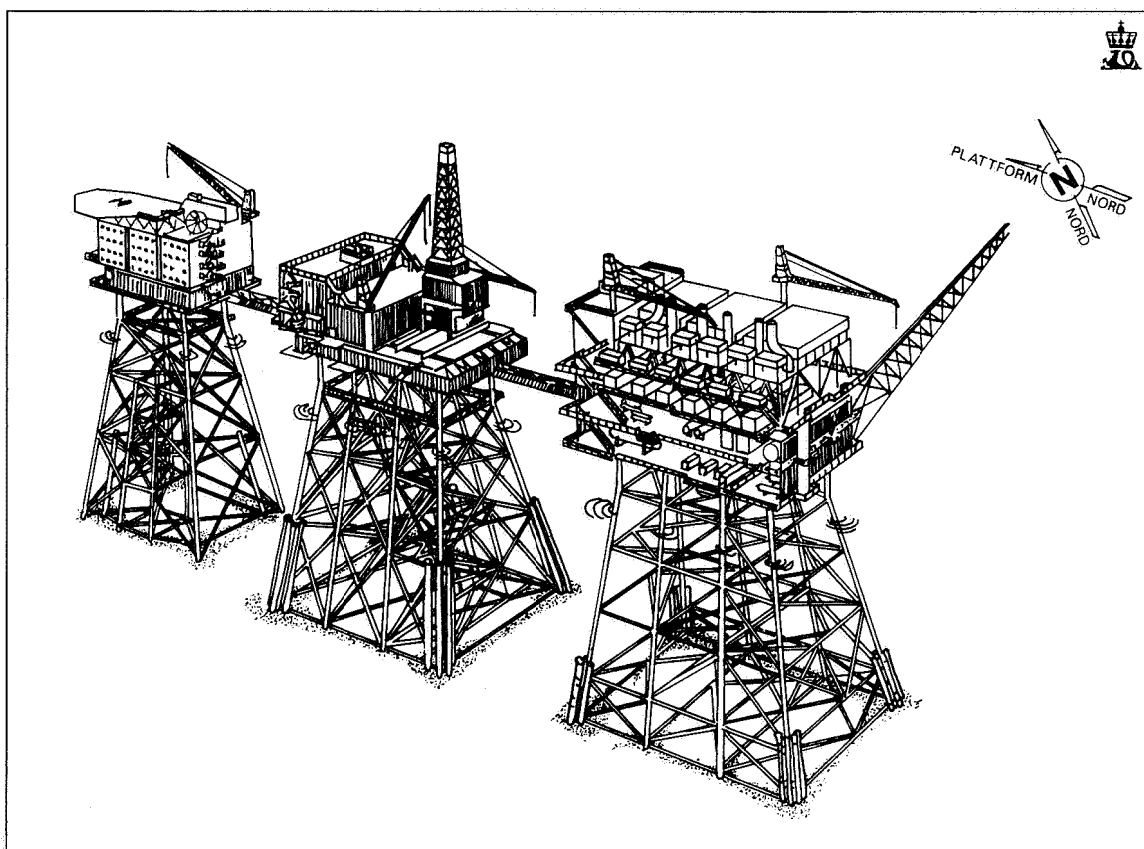
Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.5.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen som Phillips har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tankene.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter før den blir pumpet til Ekofisk-anlegget hvor den måles og ledes videre inn i Teesside-rørledningen. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres på produksjonsinnretningen før den sendes i ledning til Ekofisk-anlegget hvor den måles og sendes videre inn i Emden-ledningen. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstårn og injiseres deretter hovedsakelig i oljen.

**Transport**

Fra stigerørsinnretningen transporteres gassen til Emden og oljen til Teesside.

**Fig. 2.5.2**  
Innretninger på Valhall



#### Målesystem

Olje og gass fra Valhall og Hod blir målt fiskalt på stigerørsinnretningen. Målesystemene inngår i Ekofisk-systemet for hydrokarbonfordeling.

#### Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på feltet i 1991, er i gjennomsnitt 35 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 1.3 % av gassproduksjonen og utgjør 35 % av tillatt mengde.

#### Kostnader

Totale investeringer på Valhall-feltet til og med år 2011 antas å bli om lag 12.7 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader til og med år 2011 er beregnet til 16.7 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.3 Tommeliten

Utvinningstillatelse 044

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70.6400 %
Norske Fina A/S	20.2300 %
Norsk Agip A/S	9.1300 %

Utvinningstillatelse 044 ble tildelt 27.8.1976 og omfatter blokk 1/9 sørvest for Ekofisk-området. Feltet ble oppdaget ved boring av letehull 1/9-1 i desember 1976 og var Statoils første funn i oljevirkksomheten.

#### Utnyttelse av forekomstene

Plan for utbygging og drift av Tommeliten-feltet ble godkjent i Stortinget juni 1986. Fase 1 av utbyggingen omfattet Gamma-strukturen. Produksjonen startet 3.10.1988.

Tommeliten består av to strukturer, Alfa-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. En har videre lokalisert underliggende sandsteinsformasjoner som vurderes som lovende og som vil bli nærmere utforsket.

Produksjonen fra Tommeliten behandles på Edda-innretningen. En mindre del av gassen fra Tommeliten benyttes til gassløfting av oljebrønnene på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Edda-feltet.

Det vil i 1992 bli lagt frem en revidert plan for utbygging og drift av Tommeliten Alfa-strukturen. Den største endringen i forhold til de opprinnelige planene er at man nå vil bruke horisontale brønner til å drenere strukturen med. Dette vil medføre en økning i utvinnbare reserver med et mindre antall brønner.

**Produksjonsanlegg**

Gamma-strukturen er utbygget med havbunnskompletterte brønner. Alfa-strukturen vil sannsynligvis også utbygges på samme måte. Væske og gass som produseres, behandles på Edda-innretningen.

**Transport**

Etter første trinn separasjon på Edda blir gass fra Tommeliten overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre prosessering. Den tørre gassen benyttes av Phillips som brensel.

Oljen fra Tommeliten overføres fra Edda til Ekofisk Senter og sendes videre gjennom rørledningen til Teesside for salg.

**Målesystem**

Eksisterende målesystemer er ombygget og oppgradert slik at det på Edda utføres separat måling av olje og gass både fra Edda- og Tommeliten-feltet.

**Brenning av gass**

Det gasskvantumet som tillates brent for Tommeliten, er inkludert i totalkvantumet som tillates brent for Ekofisk-området.

**Kostnader**

Totalt investeringer på Tommeliten-feltet frem til og med år 2005 antas å bli om lag 4.2 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader frem til samme tidspunkt er beregnet til rundt 1.3 milliarder 1991-kroner.

**2.5.4 Ekofisk-området**

Utvinningstillatelse 018

**Rettighetshavere**

Phillips Petroleum Co Norway A/S	36.9600 %
Norsk Fina A/S	30.0000 %
Norsk Agip A/S	13.0400 %
Elf Aquitaine 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 %
Eurafrep Norge A/S	0.4560 %
Coparex Norge A/S	0.3990 %
Norminol	0.3040 %

Ovennevnte gruppe («Phillips-gruppen») har rettighetene til feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk og Vest-Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest-Ekofisk i blokk 2/4.

Albuskjell er delt mellom utvinningstillatelsene 018 og 011 og Tor-feltet mellom 018 og 006. Albuskjell ligger i blokkene 1/6 og 2/4, mens Tor ligger i blokkene 2/4 og 2/5.

Fordelingen er som følger:

Albuskjell:	
«Phillips-gruppen»	50.0000 %
A/S Norske Shell	50.0000 %

Tor:

«Phillips-gruppen»	75.3612 %
«Amoco-gruppen»	24.6388 %

(rettighetshaverne på Valhall)

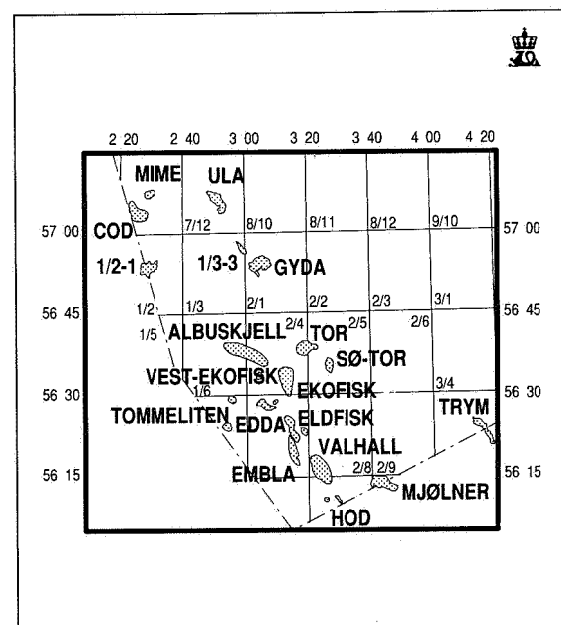
Ekofisk-området, der Phillips er operatør, består av syv felt: Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor og Vest Ekofisk. Cod-feltet ble oppdaget i 1968. Dette er det eneste feltet som produserer fra et sandsteinsreservoar i denne utvinningstillatelsen. De andre feltene i området produserer fra krittbergarter. Ekofisk-feltet ble oppdaget i 1969 og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden fra 1969 til 1972 ble de andre feltene i området oppdaget. Ekofisk-feltet er det desidert største feltet i Ekofisk-området med et hydrokarbon-porevolum som er omtrent 30 % større enn Staffjord-feltet. Eldfisk er det nest største feltet i området. Figur 2.5.4.a viser feltenes beliggenhet.

**Utnyttelse av forekomstene**

Området er blitt bygget ut i flere trinn.

Fra juni 1971 til mai 1974 ble det produsert olje fra fire brønner som var ferdigstilt på havbunnen på Ekofisk-feltet. 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. Ledningene ble satt i drift henholdsvis i oktober 1975 og i september 1977. Før gassrørledningen ble ferdigstilt, ble den produserte gassen injisert i Ekofisk-feltet.

Fig. 2.5.4.a  
Ekofisk-området



Neste trinn i utbyggingen besto av tilknytningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter.

Feltene som blir produsert ved trykkavlastning, har en relativt lav utvinningsgrad for oljen, rundt 20 %. Utvinningsgraden kan økes ved å injisere vann eller gass i reservoarene. Også større bruk av horisontale brønner både som produsenter og injektorer kan bidra til å øke utvinningen. Oljedirektoratet har i 1991 pålagt operatøren å utføre studier på Ekofisk, Eldfisk og Tor. Formålet med studiene er å vurdere mulighetene for en mer optimal utvinning fra feltene.

På Ekofisk-feltet hvor det er blitt injisert vann i feltskalanivå siden 1987, vil utvinningsgraden trolig øke til omlag 30 %. I 1991 ble vanninjeksjonsutstyret oppgradert til å kunne injisere omtrent 500 000 fat vann per døgn. Med denne oppgraderingen er det åpnet for vanninjeksjon i Tor-formasjonen samt nedre del av Ekofisk-formasjonen over hele feltet. Operatøren vurderer nå den fremtidige produksjonsstrategien for resten av Ekofisk-formasjonen.

På Eldfisk som er det nest største feltet i området, vurderer operatøren mulighetene for å øke utvinningen ved hjelp av vann- eller gassinjeksjon. Et prøveprosjekt med injeksjon av begrensede mengder vann i en enkel brønn ble gjennomført i 1991 med positive resultater.

Også på Tor-feltet vurderer operatøren potensialet ved vann- eller gassinjeksjon. Boring av den

første horisontale brønnen i området ble igangsatt i 1991. Basert på erfaringene med denne brønnen vil det bli vurdert å bore flere horisontale brønner i området.

Det øverste reservoaret på Albuskjell-feltet, Ekofisk-formasjonen, består av en relativt tett bergart med dårlige produksjonsegenskaper. En ny stimuleringsteknikk har imidlertid ført til større optimisme med hensyn til produksjon fra dette reservoaret. Også horisontale brønner vil bli vurdert for å drenere Ekofisk-formasjonen. Figur 2.5.4.b viser innretningene i Ekofisk-området.

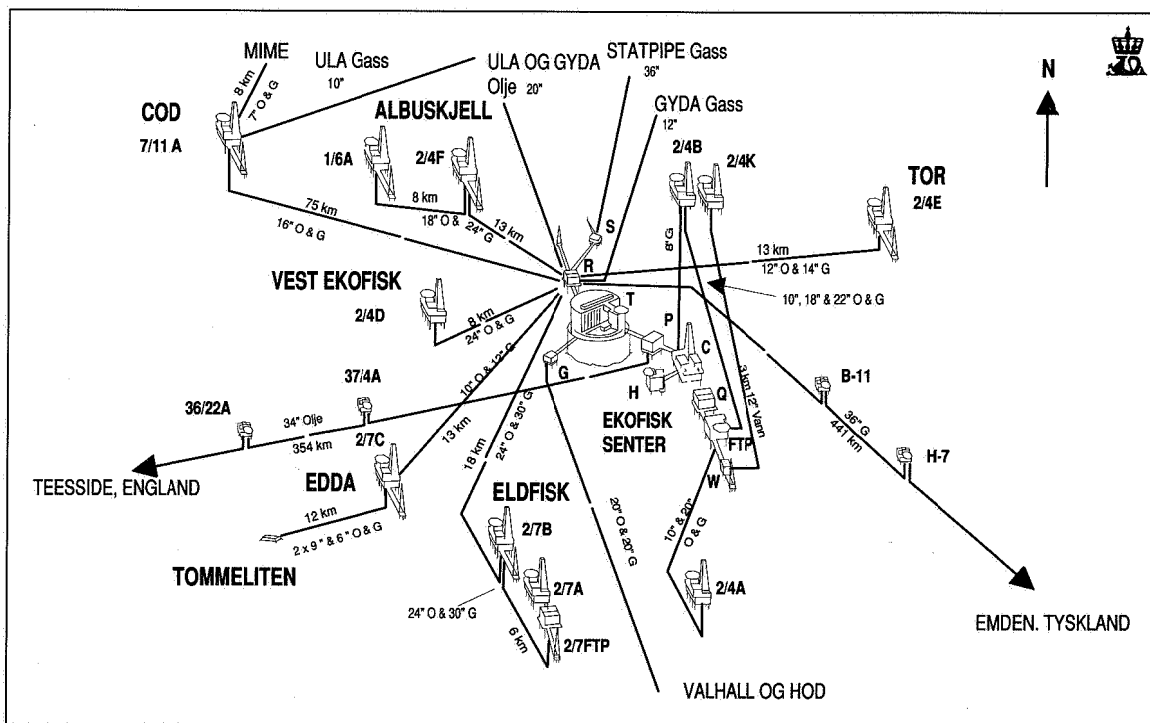
### Innsynkning

I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som siden er utført, viser en total innsynkning per 15.11.1991 på 5.21 meter.

Innsynkningsraten i perioden 1980–86 var 0.4–0.5 meter per år med en viss reduksjon mot slutten av perioden. Innsynkningen i 1987 og 1988 er blitt målt til omtrent 0.3 meter på årsbasis. Innsynkningsraten i 1991 har økt i forhold til det som var ventet.

Flere målemetoder har vært benyttet for å fastlegge innsynkningsraten. I 1984/85 ble det foretatt analyser av bølgedata. Analysene indikerte kun tidligere innsynkningsrate. Operatøren foretok derfor i 1985 en rekke målinger av avstanden fra havflaten til horisontale stag i understelet på innretningene. Metoden hadde begrenset nøyaktighet. I dag måles innsynkningen ved hjelp av trykksensorer montert

Fig. 2.5.4.b  
Innretninger i Ekofisk-området



på havbunnen i tillegg til regelmessige satellittmålinger.

Innsynkningen er forårsaket av at reservoarbergarten presses sammen. Reservoarkompaksjon skjer som en følge av reduksjon i reservoartrykket fra opprinnelig 7 200 psi til omlag 3 800 psi i dag. Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvordan reservoar-volumreduksjonen fører til innsynkning og om det er andre forhold som bidrar til innsynkningen.

Den eneste måten å forhindre videre innsynkning og andre problemer relatert til trykkavlastningen på, er å begrense trykknedgangen. Dette kan gjøres gjennom injeksjon av naturgass og/eller vann.

Innsynkning forekommer ikke bare på Ekofisk Senter. Det påregnes et behov for modifikasjoner av innretningene nord og sør på feltet i løpet av 1990-årene.

Sommeren 1987 ble stålinnretningene på Ekofisk Senteret jekket opp på grunn av innsynkningen. Dette ble gjort for å beskytte dem mot mulige bølgepåkjenninger (hundreårsbølgen). Det var ikke teknisk mulig å benytte denne metoden for å beskytte Ekofisktanken. For å sikre denne tilsvarende, besluttet Phillips-gruppen å bygge en betongvegg rundt tanken. Fabrikasjon ble påbegynt i 1988. Betongveggen ble slept til Ekofisk i to deler og koplet sammen der i løpet av 1989.

### Transport

Gassen transporteres via rørledning til Emden. Kapasiteten er fullt utnyttet og det er derfor planer om nye kjølere som vil gi øket transportkapasitet til neste år.

Oljen som inneholder NGL-fraksjonen, sendes i rørledning til Teesside. Transportkapasiteten er her øket ved å øke operasjonstrykket. Det tilsettes dessuten friksjonshindrende kjemikalier slik at total transportkapasitet idag er over 600 000 fat per døgn.

### Målesystemer

Totale olje- og gassleveranser til Teesside- og Emden-rørledningene fra området måles på Ekofisktanken. I tillegg måles olje- og gassproduksjon på de enkelte satellittplattformer før rørledningstransport til Ekofisk Senter med unntak av Vest-Ekofisk og Ekofisk som måles på Ekofisktanken.

Alle målesystemer er i henhold til fiskal standard og inngår i operatørens system for hydrokarbonfordeling. Det pågår moderniseringsarbeid i Teesside og Emden, og det er planlagt moderniseringsarbeid på Ekofisktanken.

Det ble avholdt årlig samarbeidsmøte med tyske myndigheter vedrørende gassmåling i Emden.

### Brenning av gass

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1991, er gjennomsnittlig 40 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 0.19 % av gassproduksjonen og utgjør 40 % av det maksimale daglige kvantum som tillates brent.

### Kostnader

Per 31.12.1991 er det investert i overkant av 70 milliarder 1991-kroner på de syv feltene som utgjør Ekofisk-området.

### 2.5.5 Gyda

Utvinningstillatelse 019B

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
BP Petroleum Development of Norway A.S (operatør)	26.6250 %
Norske Conoco A/S	9.3750 %
AEDC	5.0000 %
MOECO	5.0000 %
K/S A/S Pelican & Co	4.0000 %

Gyda-feltet ligger i blokk 2/1, rundt 28 km sørøst for Ula, langs den såkalte Ula-trenden, se figur 2.5.4.a. Feltet ble påvist i 1980 ved letehull 2/1-3, og frem til 1985 ble det i tillegg boret tre avgrensningshull på strukturen.

Gyda-feltet ble erklært drivverdig 22.1.1987. Rettighetshaverne la frem plan for utbygging og drift 11.3.1987 og planen ble godkjent i Stortinget våren 1987. Produksjonen på Gyda-feltet startet 21.6.1990.

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret som det produseres fra, består av øvrejura sandstein. Antatte mengder utvinbar olje og gass er henholdsvis 32 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> og 4 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>, hvorav 2 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> salgsgass, samt 2 x 10<sup>6</sup> tonn NGL.

Feltet produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme. Det er planlagt 17 produksjonsbrønner og åtte injeksjonsbrønner, men antallet kan økes dersom det viser seg nødvendig. Det er ialt 32 tilgjengelige brønnsliiser.

Åtte brønner ble forboret i perioden 1988-1989 og syv av disse ble fortløpende koblet til innretningen og satt i produksjon i løpet av 2. halvår 1990. En brønn måtte sidebores og ytterlige tre produksjonsbrønner ble boret ved utgangen av 1991.

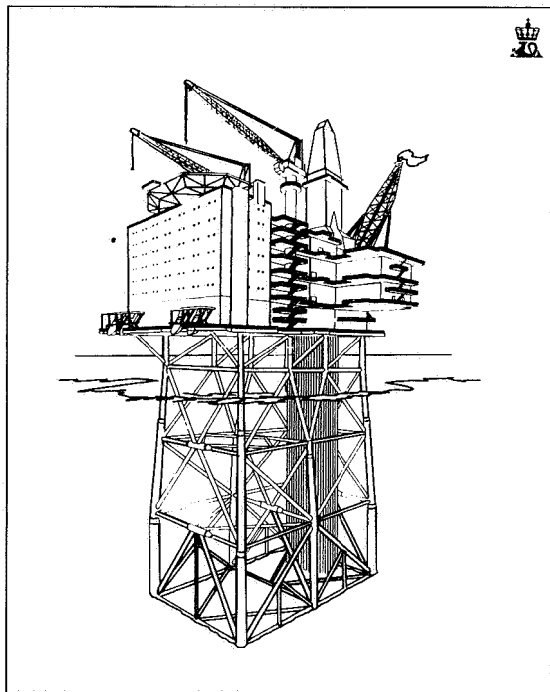
Det ble boret to injeksjonsbrønner i 1991. I tillegg injiseres det vann i to tidligere produksjonsbrønner i feltets ytterkant. Vanninjeksjonskapasiteten på innretningen skal oppgraderes i løpet av 1992.

Feltet har vist seg mer komplisert enn tidligere antatt. Delvis forseglende forkastninger gir utfordringer med hensyn til dreneringsstrategi.

En letebrønn syd for Gyda påviste en mindre akkumulasjon av olje som trolig blir produsert ved en-brønns trykkavlastning via «tie-back» til Gyda-innretningen.

Gjennomsnittlig produksjon er rundt 10 500 Sm<sup>3</sup> olje og ca 1.6 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag. Platåraten kan holdes i tre til fire år. Deretter vil produksjonen avta gradvis og ventelig være avsluttet i år 2012.

Fig. 2.5.5  
Innretning på Gyda



#### Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 2.5.5. Innretningen ble bygget i store enheter som langt på vei var ferdig kontrollert og utprøvd på land før utsleping vinteren 1989–1990. Høy grad av ferdigstillelse før utslepingen reduserte kostnader og tidsforbruk ved oppkøblingsarbeid på feltet.

Oljeproduksjonen startet 21.6.1990, åtte måneder tidligere enn opprinnelig planlagt. Produksjonskapasiteten er nå på 11 000 Sm<sup>3</sup> olje og 1.6 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag.

#### Transport

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

#### Målesystem

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

#### Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på feltet i 1991, er gjennomsnittlig 47 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 3.4 % av gassproduksjonen og utgjør 24 % av tillatt mengde.

#### Kostnader

Totale investeringer frem til år 2012 utgjør 8.3 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader utgjør 12.1 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.6 Ula

Utvinningstillatelse 019A

#### Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A.S (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 %

Feltet ligger i blokk 7/12, rundt 70 km nordvest for Ekofisk, se figur 2.5.4.a. Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Feltutviklingsplanen ble godkjent i 1980, men samme år ble det klart at utbyggingen ikke ville bli lønnsom. Ny feltutviklingsplan med endret utbyggingsløsning ble levert i april 1983 og godkjent i januar 1984. Produksjonen fra Ula startet i oktober 1986.

#### Utnyttelse av forekomstene

Ula-feltet er et sandsteinsfelt av øvrejura alder. Feltet ligger på Ula-trenden som er en oljeprovins langs den forkastede nordøstlige marginen av Sentral Graben. Feltet er en salt-dome struktur og reservoaret har meget gode produksjonsegenskaper.

I 1990 ble det boret en avgrensingsbrønn i feltets sørlige del og resultatene gav grunnlag for utvinning også fra dette området.

I 1991 ble det boret en langtrekkende produksjonsbrønn som på grunn av tekniske vanskeligheter, ikke fikk optimal plassering. Det er planlagt å benytte avgrensingsbrønnen som vanninjektor på et senere tidspunkt.

Det ble i tillegg boret ytterligere en produksjonsbrønn sentralt på feltet i 1991.

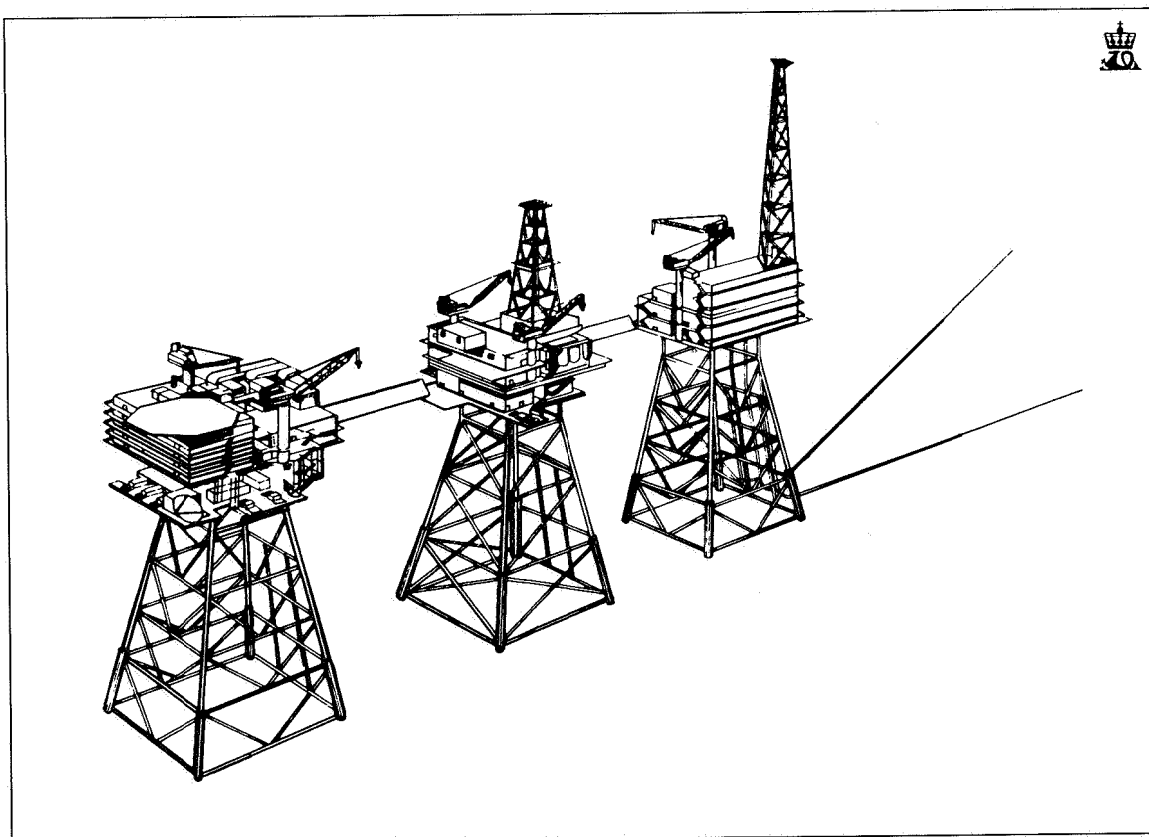
Ved årets utgang var kumulativ produksjon og injeksjon henholdsvis 27.5 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 22.5 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> vann. Åtte brønner var i produksjon og seks brønner injiserte vann. Vanngjennombrudd ventes i 1992 og oljeproduksjonen vil deretter synke gradvis frem til avslutningen i år 2009.

I det underliggende Trias-reservoaret er det påvist produserbar olje kun i den nordlige delen av feltet. Olje/vannkontakten er usikker og anslaget for tilstedeværende olje er rundt 15 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>, men lav utvinningsgrad kan forventes på grunn av dårlige reservoaregenskaper.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålennretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 2.5.6. Understellene til innretningene ble installert sommeren 1985 og sammenkøblingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 til august-september 1986.

**Fig. 2.5.6**  
Innretninger på Ula



I 1991 ble produksjonskapasiteten oppgradert fra 15 900 Sm<sup>3</sup> til 21 700 Sm<sup>3</sup> olje per døgn. Vanninnsjeksjonskapasiteten ble i 1990 økt fra 19 100 m<sup>3</sup> til 28 600 m<sup>3</sup> per døgn.

#### Transport

Oljen fraktes i rør via Ekofisk Senter til Teesside. Statoil er operatør for ledningen. Rørledningen til Ekofisk Senter ble installert på havbunnen sommeren 1984. Diameteren er 508 mm og lengden er om lag 70 km. Gassen blir transportert i rørledning via Cod til Emden. Rørledningen Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

#### Målesystem

Oljen fiskalmåles kontinuerlig før den sendes inn i rørledningen til Ekofisk. Produsert gass måles fiskalt før den transporteres i rørledningen via Cod til Emden. Målesystemene inngår i Ekofisks system for hydrokarbonfordeling.

#### Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på feltet i 1991, er gjennomsnittlig 20 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 1.3 % av total gassproduksjon og utgjør 20 % av tillatt mengde.

#### Kostnader

Totale investeringer frem til og med år 2006 er beregnet til 11.5 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader frem til og med år 2006 antas å bli 11.1 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.7 Heimdal

Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4 som ligger omtrent 180 km vest-nordvest for Stavanger, se figur 2.5.8.a. Elf er operatør for Heimdal. For den delen av utvinningsstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett og en har følgende eierforhold:

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40.000 %
Marathon Petroleum Company (Norway)	23.798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	21.514 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.228 %
Total Norge A/S	4.820 %
Saga Petroleum a.s	3.471 %
Ugland Construction Company A/S	0.169 %

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av letehull 25/4-1 og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Drivverdighetserklæringen ble trukket tilbake i 1976 på grunn av lave gasspriser.



I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg og Heimdal-feltet ble sentralt i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Staffjord-gassen. Søknad om ilandføring av gass til Kontinentet ble levert i januar 1981 og godkjent av Stortinget 10.6.1981. Ilandførings-søknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

#### Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene er anslått til  $36 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat.

Produksjonsboring på Heimdal-feltet startet i april 1985. Det er boret ti brønner fra innretningen; ni produksjonsbrønner og en observasjons-/injeksjonsbrønn. En produksjonsbrønn ble imidlertid nedstengt i 1987 på grunn av lekkasje-problemer.

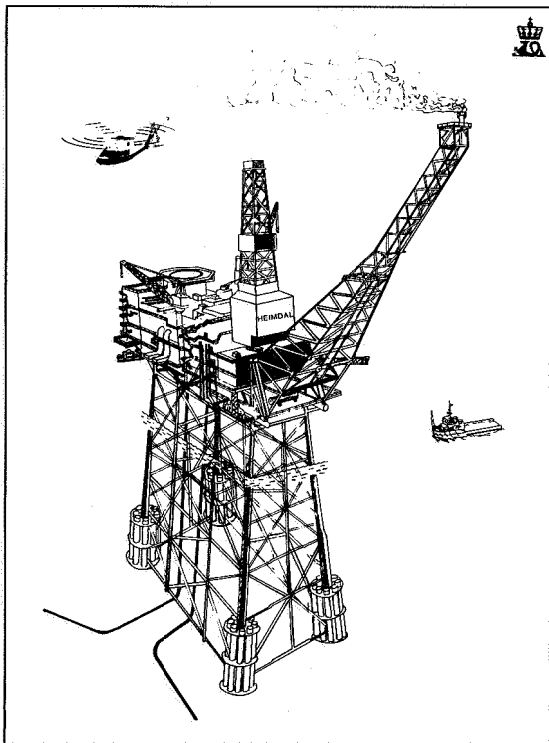
Produksjonen har hittil gått uten nevneverdige problemer. På grunn av feltets kraftige vann-driv blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

Produksjonen er på platåraten. Regulariteten er god og det er lite behov for brenning av gass.

#### Produksjonsanlegg

Heimdal-feltet er bygget ut med en integrert stål-innretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 2.5.7. Produksjonen startet opp i desember 1985 og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Fig. 2.5.7  
Innretning på Heimdal



#### Transport

Gassen fra Heimdal-feltet blir transportert i Statpipe og rørledningen fra Heimdal er tilknyttet rørledningen fra Kårstø til Ekofisk på stigerørsinnretningen 16/11 S.

#### Målesystem

Oljedirektoratet fører tilsyn med målesystemene for gass og kondensat. Målesystemet for kondensat utføres i samarbeid med Department of Energy, da kondensatet transporteres via Forties rørsystemet fra Brae-feltet i britisk sektor til Cruden Bay i Skottland. Fra Heimdal til Brae-feltet blir kondensatet transportert i egen rørledning.

#### Kostnader

Totale investeringer på feltet er beregnet til rundt 11.7 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid ventes å bli 5.4 milliarder 1991-kroner.

### 2.5.8 Frigg-området

#### 2.5.8.1 Frigg

##### Rettighetshavere

Norsk del (60.82 %) (utvinningstillatelse 024):

Elf Aquitaine Norge A/S	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 Aquitaine UK Ltd	26.1190 %
Total Oil Marine Ltd	13.0600 %

Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Frigg-feltet og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørlednings-systemet og St Fergus-terminalen i Skottland.

Frigg-feltet 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 2.5.8.a. Feltet er unitisert og 60.82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne. De resterende 39.18 % tilhører de britiske rettighetshaverne.

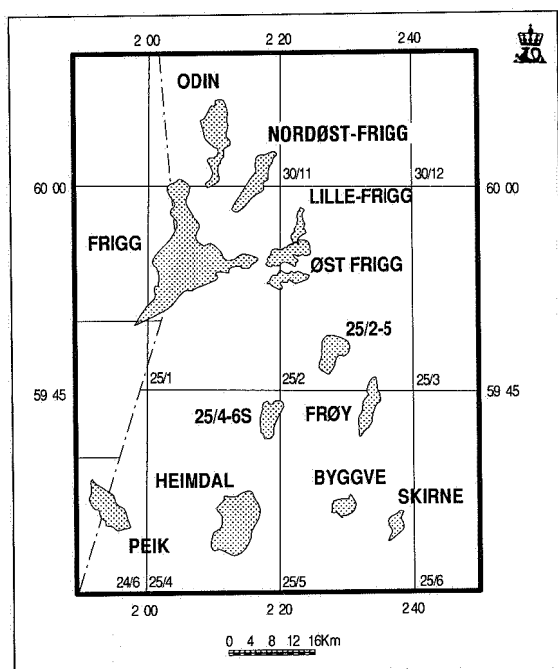
#### Utnyttelse av forekomstene

Norsk andel av de totale utvinnbare reserver er anslått til  $110 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

I 1984 ble det oppdaget tildels stor og ujevn vannstigning over feltet. Flere brønner ble boret/for-dypet og mye arbeid ble gjort for å avklare situasjonen. Det viste seg at vannet trenger inn i reservoaret i sørøst på grunn av mindre kontinuerlige skiferbarrierer der og strømmer lateralt nordover. Dette forholdet, samt de studier som ble gjort, førte til at reserveanslaget ble redusert.

Nord for DP2 finnes en udrenert sone og det er boret en tilleggsbrønn for å få produsert den gjenværende gassen. Det er også boret en brønn fra DP2

Fig. 2.5.8.a  
Frigg-området



til den delen av reservoaret som ligger under CDP1 for å ta ut den gjenværende gassen etter at CDP1 er nedstengt.

#### Produksjonsanlegg

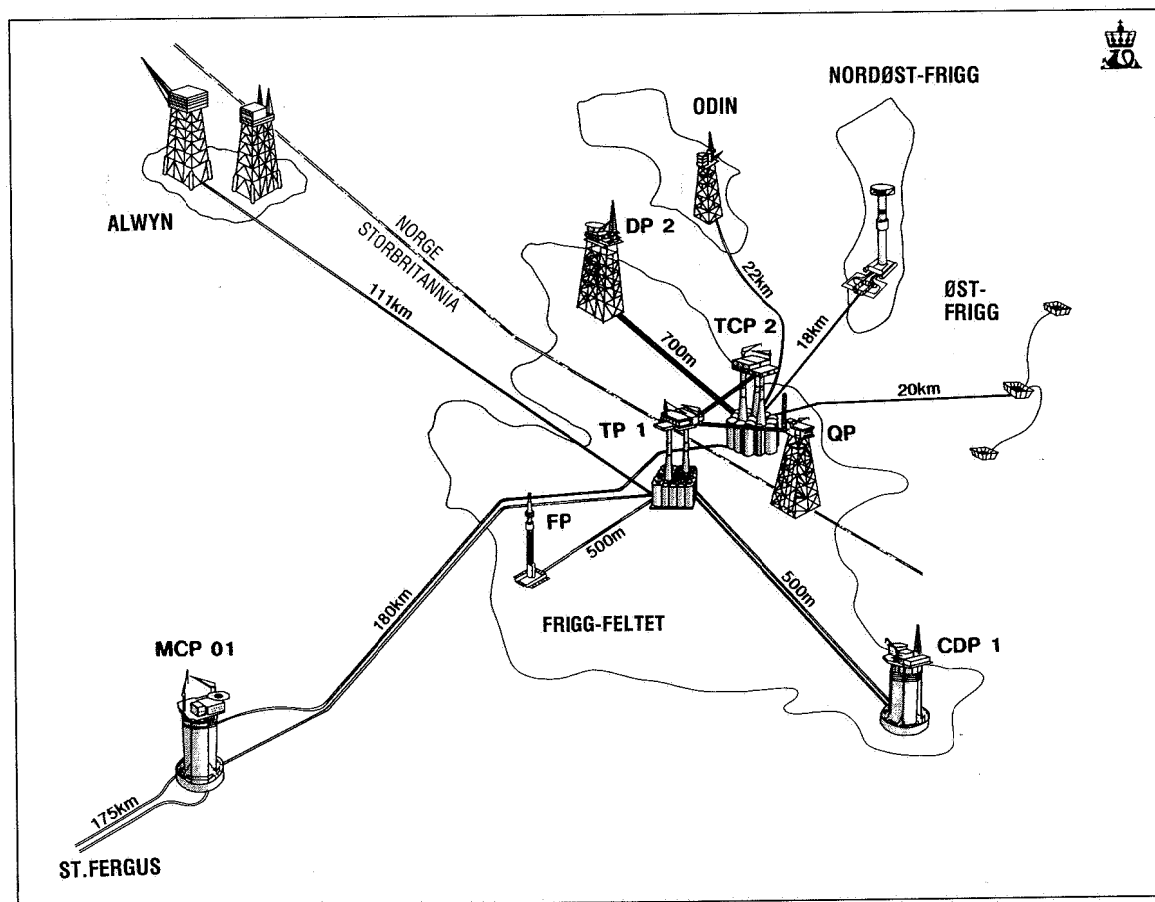
Frigg-feltet ble oppdaget våren 1971 og ble erklært drivverdig 25.4.1972. Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra disse innretningene startet 13.9.1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra disse innretningene startet sommeren 1978. Figur 2.5.8.b viser innretningene på Frigg-feltet.

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

Gass fra Nordøst-Frigg, Odin og Øst-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 North-feltet på britisk side foregår via TP1.

Fig. 2.5.8.b  
Innretninger i Frigg-området



TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 er modifisert for å tilpasse kompressoranlegg til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder. I tillegg er en av tre prosesslinjer på TCP2 tatt ut av bruk.

### 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 Odin-feltet. Som følge av redusert behov for transportkapasitet er disse kompressorene nå fjernet.

### Målesystem – Frigg-området

Tilsyn med målesystemene på Frigg, Alwyn North og St Fergus er utført i samarbeid med Department of Energy. Samarbeidet om tilsynet omfatter også de norske feltene Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Odin da summen av disse feltenes produksjon trekkes fra samlet målt mengde inn på rørledningen til St Fergus. Dette blir gjort for å bestemme Frigg-feltets bidrag.

### Kostnader

Totale investeringer i den norske delen av Frigg-feltet over feltets levetid antas å bli rundt 19.5 milliarder 1991-kroner. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli rundt 9.7 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.8.2 Øst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningsstillatelse 026 (blokk 25/2), se figur 2.5.8.a:

#### Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	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 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985).

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.00 %
Elf Aquitaine Norge A/S	21.80 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	17.30 %
Total Norge A/S	10.90 %

Øst-Frigg Alfa ble oppdaget i 1973 og Øst-Frigg Beta i 1974. Begge strukturene strekker seg inn i 25/1 og 25/2 og litt inn i det tidligere tilbakeleverte om-

rådet. Reservene er fordelt med 95.129 % på utvinningsstillatelse 024 og 026 og 4.871 % på utvinningsstillatelse 112. Feltet ble erklært drivverdig i august 1984 og ilandføringssøknaden ble behandlet i Stortinget 14.12.1984. Produksjonen kom i gang august 1988 og salget av gass startet 1. oktober 1988.

### Utnyttelse av forekomstene

Øst-Frigg-feltet består av to hovedstrukturer, Alfa og Beta, tidligere kalt henholdsvis Øst-Frigg og Sørøst-Frigg. De er en del av samme trykksystem som Frigg-feltet og gassen selges til BGC innenfor den eksisterende salgsavtale.

Utvinnbare gassreserver var opprinnelig anslått til  $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  på Alfa og  $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  på Beta, totalt  $13 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ . Produksjonen på Frigg har imidlertid ført til betydelig trykkreduksjon og hellende væskekontakter på Øst-Frigg, samt gasslekkasje på omtrent  $6.4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  fra Alfa. Beta-strukturens dype sadel mot vest har forhindret gasslekkasje over mot Frigg. I begge strukturene er en del gass innestengt i allerede drenerte soner, og reserveanslaget er nå redusert til  $8.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ ;  $5.1 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  i Alfa-strukturen og  $3.1 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  i Beta-strukturen.

På grunn av disse problemene er det blitt boret en tredje brønn på Alfa-strukturen, som ble satt i produksjon i 1989.

Siste produksjonsår antas å bli 1994 i stedet for år 2002 som opprinnelig planlagt. Dette skyldes ikke bare reduksjonen i reservene, men også en økning av produksjonsraten for feltet.

### Produksjonsanlegg

Utbyggingen på Øst-Frigg er basert på undervannsteknologi. To bunnrammer for produksjonsstasjonene og en sentral manifoldstasjon som knytter systemene sammen, ble plassert på havbunnen sommeren 1987.

Disse undervannsproduksjonssystemene fjernstyres fra Frigg. Fra manifolden går en gass- og serviceledning til TCP2 hvor gassen prosesseres og sendes inn i Frigg-feltets transportsystem.

I forbindelse med denne utbyggingen ble det frem til produksjonsstart foretatt modifikasjoner på Frigg-feltet for å kunne ta i mot gassen.

### Kostnader

Totale investeringer på feltet ventes å bli rundt 2.6 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 531 millioner 1991-kroner.

#### 2.5.8.3 Nordøst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

#### Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	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 %  
Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt.

Feltet Nordøst-Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10, se figur 2.5.8.a, og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør.

#### Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene for Nordøst-Frigg er anslått til  $11.8 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

Gass-salget fra Nordøst-Frigg kom i gang 1. oktober 1980 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i desember 1983 har Nordøst-Frigg levert denne gassen tilbake, samt levert gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktskvanta. For å oppnå en mer langstrakt salgsprofil skulle salget fortsette ved levering fra Frigg etter produksjonsstans på Nordøst-Frigg.

Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart påviste at reservoaret er i kommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsonen. Feltet ventes å stenge ned produksjonen i 1992/1993, mens salget fortsetter til 30. september 1993.

#### Produksjonsanlegg

Gassfeltet Nordøst-Frigg ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med seks brønner som er boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen, se figur 2.5.8.b.

Rammekonstruksjonen har i tillegg til brønnhodene og ventiltrærne en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm diameter rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en leddlagret søyle), plassert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen ble installert i juli 1983 og fjernstyres fra Frigg-feltet. Plan for fjerning av innretningen på Nordøst-Frigg ble oversendt myndighetene 30.8.1991.

#### Kostnader

Totale investeringer på feltet anslås til rundt 2.7 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli rundt 646 millioner 1991-kroner.

#### 2.5.8.4 Odin

Utvinningsstillatelse 030

#### Rettighetshaver

Esso Norge a.s 100 %

Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt. Odin-feltet ligger i blokk 30/10, se figur 2.5.8.a, og Esso er operatør for feltet. Gassfeltet ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

#### Utnyttelse av forekomstene

Totale utvinnbare reserver er anslått til  $29.3 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

Gass-salget fra Odin kom i gang 1. oktober 1983 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i april 1984 har Odin tilbakelevert dette i tillegg til levering av egne kontraktskvanta.

Trykkmålinger før produksjonsstart påviste trykkkommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsonen. Odin-reservoaret har hatt en raske trykkreduksjon enn de andre feltene i Frigg-området på grunn av svært begrenset vannnivå.

Våren 1990 ble det registrert vanngjennombrudd i den sørligste brønnen på feltet. Dette var ventet, men på et noe senere tidspunkt. Nye studier tyder på at både gjenværende reserver og feltets levetid vil bli noe redusert.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med en mindre stålinnretning med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite bolig-kvarter, se figur 2.5.8.b. En slik utbygging var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en to-års periode, både i forbindelse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

På Odin-innretningen blir vann skilt fra gassen og metanol blir injisert for hydrat-kontroll. Deretter sendes gassen gjennom rørledning til TCP2-innretningen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske Frigg-ledningen til St Fergus.

#### Kostnader

Totale investeringer på feltet anslås til omtrent 3.9 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli omtrent 2.4 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.9 Oseberg-området

##### 2.5.9.1 Oseberg

Oseberg-feltet strekker seg inn i to blokker, blokk 30/6, blokk 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9, utvinningsstillatelse 079 som ble tildelt i 1982, se figur 2.4.4.a.

#### Eierfordeling for Oseberg

Den delen av utvinningsstillatelsene som omfatter Oseberg, er unitisert mellom de to utvinningsstillatelsene. Rettighetshaverne har antatt en foreløpig fordeling av reservene på 60 % i blokk 30/6 og 40 % i blokk 30/9. Statoils eierandel er økt på Oseberg etter at glideskalaen er utøvet overfor de utenlandske selskapene. Siste økning skjedde fra 1.4.1988 i forbindelse med godkjenning av revidert plan for utbygging og drift (PUD).

Eierinteressene i det unitiserte Oseberg-feltet er (fra 1.4.1988):

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65.0400 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.7500 %
Saga Petroleum a.s	8.6100 %

Elf Aquitaine Norge A/S	5.6000 %
Mobil Development Norway A/S	4.2000 %
Total Norge A/S	2.8000 %

### Utnyttelse av forekomstene

Det første funnet ble gjort i 1979. Det ble da påvist gass. Senere funn viser at det i reservoaret er et oljeførende lag med gasskappe. Drivverdighetserklæringen ble lagt frem juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingssøknaden i vårsesjonen 1984. En revidert plan for utbygging og drift ble godkjent i januar 1988. Hovedinnholdet i den var en fremskynding av utbyggingen av den nordlige delen av feltet (fase 2) og en økning av produksjonsraten fra feltsenteret i sør.

Hydro la i november 1987 frem en revidert plan for utbygging og drift for Oseberg. Oseberg C-innretningen er oppgradert fra en satellitt-innretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Tidspunktet for produksjonsstart var fremskyndet fra 1995 til desember 1990. I løpet av 1988 ble det klart at denne planen ikke holdt, og produksjonsstart for C-innretningen ble planlagt til oktober 1991.

Økte reserver i den nordlige delen av feltet har ført til at det er lagt en flerfase rørledning fra C-innretningen til feltsenteret. Ledningen vil føre til en optimalisering av produksjonen og bedre utnyttelse av prosesskapasiteten på feltsenteret.

For å få en bedre forståelse av reservoaret på Oseberg ble det høsten 1986 satt i gang et langtids-testeprogram på feltet ved hjelp av produksjonstesteskippet «Petrojarl I». Produksjonstestene ble avsluttet våren 1988.

Ordinær produksjon startet på feltsenteret i desember 1988 fra totalt ti forborede brønner (åtte produsenter og to gassinjeksjonsbrønner). Som følge av de forborede brønnene, nådde man raskt full produksjon, men innkjøringsproblemer førte til betydelig gassbrenning den første tiden. Dette forhold bedret seg imidlertid betydelig inntil man hadde et normalt nivå i slutten av 1989.

Total oljeutvinning fra feltet er beregnet til rundt  $226 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Dette gir en gjennomsnittlig utvinningsgrad på rundt 50 %. Selv om utvinningsgraden allerede er relativt høy, er det gode muligheter for økt oljeutvinning fra feltet.

Oseberg inneholder ikke tilstrekkelig gass til injeksjon for trykkvedlikehold. Det er derfor bygget og installert et undervannsproduksjonsanlegg på Troll-feltet (TOGI) med en rørledning fra Troll til feltsenteret på Oseberg. Anlegget skal levere omtrent  $25 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass over en 12-års periode fra 1991. I forbindelse med Oseberg 2 henter operatøren ytterligere injeksjonsgass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma Nord. Fra denne strukturen skal det injiseres omtrent  $4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass over en åtte-års periode fra oppstart av C-innretningen. Mesteparten av den injiserte gassen kan gjenvinnes under gassproduksjonsfasen på Oseberg som forventes å vare fra år 2003 til rundt år 2017.

### Kjemisk flømming

I forbindelse med at vanninjeksjon ble planlagt som drivmekanisme for hovedreservoaret i Alfa-strukturen, ble det satt i gang et prosjekt for å undersøke muligheten for å øke utvinningen ved å tilsette overflateaktive stoffer (surfaktanter) til injeksjonsvannet. Dette prosjektet fortsatte etter at gassinjeksjon ble valgt for Alfa-strukturen med tanke på bruk i Alfa Nord-reservoaret hvor oljen skal utvinnes med vanninjeksjon.

Det har i 1991 vært stor aktivitet innen prosjektet for å definere surfaktantsystem og muligheten for et forsøk for surfaktantinjeksjon i en avgrenset del av reservoaret.

I første omgang er det planlagt en enkel en-brønnstest med bruk av både kjemikalier og sporstoff for å få felterfaring før et større prøveprosjekt settes i gang. En slik test var planlagt utført i 1991, men er utsatt til våren 1992.

### Produksjonsanlegg

Oseberg-feltet er utbygd i to faser. Fase 1 er utbygd med et feltsenter i sør med to innretninger; Oseberg A, en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B, bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskompletterte brønner knyttet til feltsenteret. Produksjonsstart for Oseberg feltsenter var 1.12.1988. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er omtrent  $50\,000 \text{ Sm}^3$  per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg er C-innretningen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Produksjonsstart for Oseberg C var 2.9.1991. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er  $14\,300 \text{ Sm}^3$  per dag.

En oversikt over innretningene er vist på figur 2.5.9.

### Transportsystemer

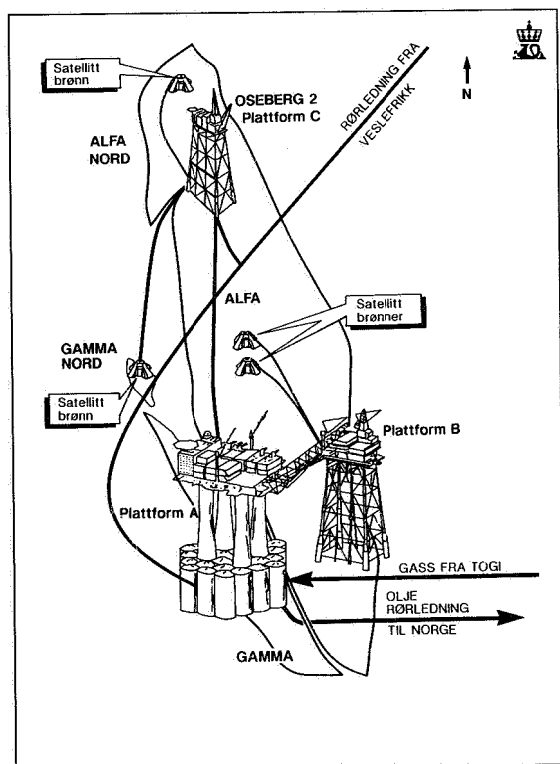
En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Sture nord for Bergen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på  $95\,000 \text{ Sm}^3$  per døgn. Største vann-dyp for ledningen er rundt 350 meter.

Anlegget, inklusive terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessent-selskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS). Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Oseberg-feltet. Operatør for rørledningen og terminalen er Hydro. Oseberg Transport System ble tatt i bruk ved oppstart av Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

- rørledningsutstyr på Oseberg (innretning A)
- rørledning til havs

**Fig. 2.5.9**  
Eksisterende og planlagte innretninger på Oseberg



- ilandføringssted
- rørledning på land
- terminal

Gasseksporten fra Oseberg vil etter de nåværende planer starte i år 2002. Gassen er ikke solgt og det er ikke tatt standpunkt til hvordan denne gassen skal transporteres.

#### Målesystem

Oljemålesystem for Oseberg A og Sture 1-eksportmålestasjon har vært i drift siden desember 1988. Sture 2-eksportmålesystem har vært i drift siden medio 1989.

Alle tre målesystemer er blitt kalibrert i løpet av 1991. Målesystem for Oseberg C er i løpet av 1991 blitt utprøvd og satt i drift til produksjonsstart medio september 1991.

Gassmålesystemet for kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) ble utprøvd i desember 1990, slik at det var klargjort for produksjonsstart primo 1991.

#### Brenning av gass

Gassmengden som har vært brent via fakkell på Oseberg A, utgjør i gjennomsnitt rundt 120 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer omtrent 1.6 % av den assosierte gassproduksjonen og utgjør 60 % av det maksimale daglige kvantum som tillates brent.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1991 var det investert rundt 37 milliarder 1991-kroner i Oseberg-feltet. Totale investeringer er antatt å bli rundt 41.9 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader er forventet å bli rundt 41.2 milliarder 1991-kroner til og med år 2011. Kostnadene er eksklusive transportsystemet OTS.

#### OTS-kostnader

Totale investeringer er rundt 4.6 milliarder 1991-kroner. Driftskostnadene forventes å bli rundt 3.7 milliarder 1991-kroner til og med år 2000.

#### 2.5.9.2 Gamma Nord

Gamma Nord ligger i blokk 30/6, utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979. Gamma Nord inngår som en del av den reviderte utbyggingsplanen for den nordlige delen av Oseberg-feltet.

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	59.4000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	12.2500 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.3330 %
Saga Petroleum A/S	7.3500 %
Mobil Development Norway A/S	7.0000 %
Total Norge A/S	4.6670 %

#### Utnyttelse av forekomstene

Gamma Nord strukturen ligger vest for Oseberg-feltet. Det er en skråstilt forkastningsblokk hvor de hydrokarbonførende sonene finnes i Statfjord-formasjonen. En mektig kullholdig skifersone deler Statfjord-formasjonen i en øvre og nedre reservoarsone. Det er boret to brønner på Gamma Nord; en letebrønn og en horisontal produksjonsbrønn hvor det også ble boret et pilothull før den horisontale delen ble boret. Pilothullet påviste også hydrokarboner i den nedre reservoarsonen. Hydrokarboner ble påvist i 1984 og feltet ble satt i produksjon oktober 1991.

Gamma Nord er et gassfelt, men med en tynn oljesone. For å få ut mest mulig av oljen før gassen tas ut, ble det valgt å benytte en horisontalbrønn. Gassen skal i sin helhet benyttes som injeksjonsgass i Oseberg-feltet. Oljeproduksjonen er beregnet til omtrent 0.53 millioner Sm<sup>3</sup> og gassproduksjonen er rundt 3.85 milliarder Sm<sup>3</sup>.

Det vurderes å bore en ekstra brønn på Gamma Nord og en revidert plan for utbygging og drift vil foreligge tidlig i 1992.

#### Produksjonsanlegg

Gamma Nord er utbygd med en havbunnskomplettert brønn som er tilkoplest Oseberg C for prosessering.

#### Målesystem

Olje- og gassmålesystem ble tatt i bruk ved produksjonsoppstart medio oktober 1991.

### 2.5.10 Veslefrikk

Utvinningsstillatelse 052

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)

	55.0000 %
Total Norge A/S	18.0000 %
Deminex (Norge) A/S	11.2500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	9.0000 %
Norske Deminex A/S	4.5000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	2.2500 %

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør. Det er boret fire letehull i blokken, hvorav to på selve Veslefrikk-strukturen.

Drivverdighetserklæring ble fremlagt for partnerne i november 1986. Plan for utbygging og drift ble fremlagt i februar 1987 og godkjent i Stortinget 1987. En oppdatert feltrapport etter forboring av seks produksjonsbrønner ble fremlagt i september 1989. Feltet kom i produksjon 26.12.1989.

#### Utnyttelse av forekomstene

Veslefrikk-feltet utgjør den høyeste delen av en svakt buet struktur med nedforkastede områder på alle sider. Drivverdige reserver finnes i to nivåer, i Brentgruppen (nedre og midtre del) og Intra Dunlin Sand. Totale utvinnbare reserver er anslått til  $36.4 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $3.1 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> assosiert tørrgass. Resurser er i tillegg påvist i øvre Brent (Tarbert-formasjonen) og i Staffjord-formasjonen, men disse er foreløpig ikke erklært drivverdige. Både i Intra Dunlin Sand og i nedre Brent (Oseberg-formasjonen) opptrer kalsittsementering i varierende grad. Feltet er på grunn av forkastninger delt inn i fire regioner.

Feltet produseres med vanninjeksjon. Men forsinket oppstart av vanninjeksjon og problemer med regulariteten har ført til noe lavere produksjon enn forventet siden februar 1991. Forbedret injeksjonskapasitet og planer for utvidelse ser ut til å gi en positiv trykkutvikling og stabil produksjon. I tillegg er VAG-injeksjon (vannalternerende gass) vurdert. Simuleringer viser at VAG-injeksjon kan øke utvinningen betydelig. Maksimal effekt er imidlertid svært følsom overfor trykkforholdene i reservoaret.

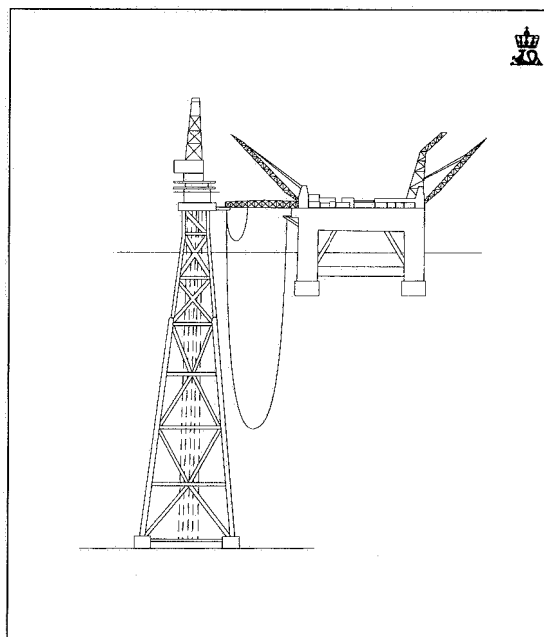
Reservoarusikkerheter på feltet knytter seg i vesentlig grad til geologiske usikkerheter. Manglende kontroll over fordeling av karbonatsementering fører til usikkerhet med hensyn til injektiviteten i forskjellige områder av feltet. Videre er det usikkert i hvor stor grad sementerte horisonter danner vertikale barrierer. Det knytter seg også usikkerhet til kommunikasjon over forkastningene og mellom enkelte reservoarsoner i midtre Brent.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter. Brønnhodeinnretningen er installert over en ramme med

Fig. 2.5.10

Innretninger på Veslefrikk



s seks forborede brønner. Den halvt nedsenkbare innretningen (tidligere boreinnretningen «West Vision») er forankret og tilkoplett den faste brønnhodeinnretningen.

Produksjonsanlegget på Veslefrikk har hatt en regularitet på 95 %. Vanninjeksjon ble igangsatt våren 1991.

Figur 2.5.10 viser innretningene på Veslefrikk.

#### Transport

En oljerørledning er tilkoplett Oseberg-transportsystemet for transport til Sture-terminalen. Gass transporteres via Statpipe-systemet. Gassen er ennå ikke solgt, men det er inngått en midlertidig avtale om mellomlagring av produsert gass fra Veslefrikk i Heimdal.

#### Målesystem

Målestasjonen for olje ble tatt i bruk på Veslefrikk ved årsskiftet 1989/1990. Gassmålingen ble startet i mai 1990.

#### Kostnader

Totale investerings- og driftskostnader over feltets levetid er beregnet til henholdsvis 8.0 milliarder og 11.8 milliarder 1991-kroner.

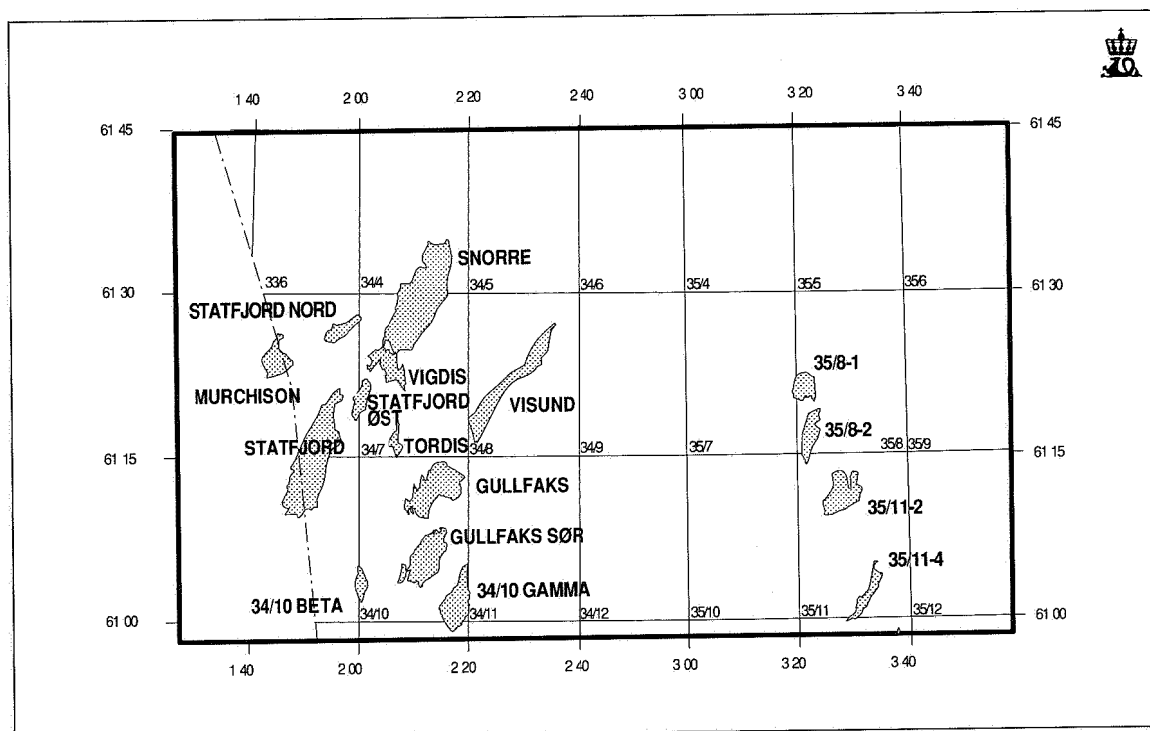
### 2.5.11 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	85.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	9.0000 %
Saga Petroleum a.s.	6.0000 %

Fig. 2.5.11.a  
Gullfaks – Staffjord- og Snorre-området



Feltet ligger i nordøstlig del av blokk 34/10 og dekker et område på omtrent 200 km<sup>2</sup>, se figur 2.5.11.a. Det ble oppdaget i 1978. På grunn av fasevis utbygging ble separate feltutviklingsplaner for fase 1 og 2 godkjent i henholdsvis 1981 og 1985. Fase 1-utbyggingen omfatter innretningene A og B, mens C-innretningen dekker fase 2. Produksjonen fra feltet startet i desember 1986.

#### Utnyttelse av forekomstene

Gullfaks-feltet er relativt gruntliggende og består av flere skråstilte og roterte forkastningsblokker. Reservoarbergarten er sandstein av jura alder. Blokkene har varierende grad av helning og området er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelig å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under produksjonsboringen med tildels store overraskelser med hensyn til forkastningsmønsteret. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt.

Reservoarene i fase 1 og 2 er adskilt av en nord-sør-gående forkastning. En viss kommunikasjon er påvist i det nordlige området. Forkastninger med mer enn 1 000 meter sprang avgrensner feltet i sør, øst og nordøst.

Reservene er fordelt mellom Brentgruppen, Cook- og Staffjord-formasjonene. Omtrent 80 % av reservene finnes i Brent. Operatøren har i 1991 gjort nye beregninger av reservene, som ga litt lavere tilstedeværende reserver og endret fordeling

mellom forekomstene. Det totale utvinnbare oljevolum er imidlertid fremdeles anslått til  $230 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup>. Reservene fordeler seg med 61 % i fase 1 og 39 % i fase 2. Fra fase 2 startet produksjonen i desember 1989.

Ved utgangen av 1991 er kumulativ produksjon og injeksjon henholdsvis  $63.18 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $70.29 \times 10^6$  m<sup>3</sup> vann. Daglig produseres det nå omtrent  $69\,000$  Sm<sup>3</sup> olje på feltet. Produksjonen har i 1991 vært noe høyere enn ventet, hovedsakelig på grunn av flere brønner, høy regularitet, vellykkede tiltak og aktiv oppfølging av styringskriteriene for brønnene. Vann- og sandproduksjon er fremdeles en begrensende faktor. Feltet som helhet ventes å produsere med platårrate i årene 1992–94. Produksjonen vil deretter reduseres gradvis inntil år 2006.

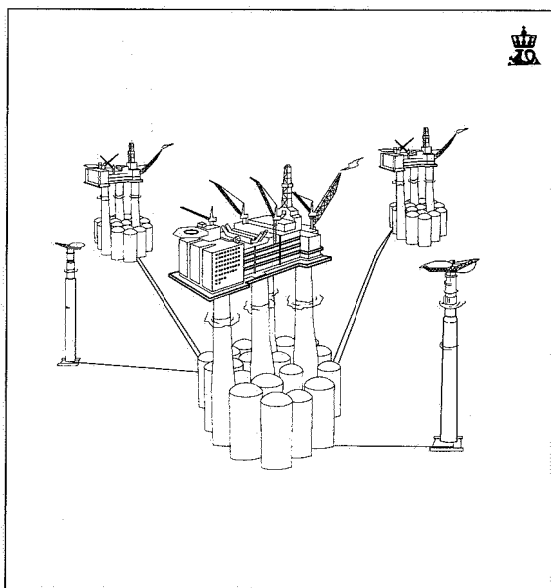
Drivmekanismen på feltet er i hovedsak vanninjeksjon, men alternative metoder for å øke utvinningen blir vurdert og utprøvd. Forsøk med VAG-injeksjon (vann-alternerende-gass), enbrønnstest med tensidinjeksjon og boring av horisontale brønner startet i 1991. Også injeksjon av tynn gel vurderes som en aktuell metode på Gullfaks. Nye metoder for komplettering og stimulering av brønner har blitt utprøvd med godt resultat.

#### Produksjonsanlegg

A- og B-innretningene i fase 1 er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 2.5.11.b. C-innretningen i fase 2 er i hovedsak bygget som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt



**Fig. 2.5.11.b**  
**Innretninger på Gullfaks**



integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinns separasjon.

Gullfaks A er plassert på den sørlige delen av feltet og startet produksjonen den 21.12.1986. Prosesskapasiteten er på 52 000 Sm<sup>3</sup> olje og 70 000 m<sup>3</sup> vann per døgn fra tidlig i 1992. Vanninjeksjonskapasiteten på Gullfaks A er 75 000 m<sup>3</sup> per døgn. Innretningen har ved utgangen av året 25 produksjonsbrønner og åtte vanninjeksjonsbrønner, hvorav totalt seks er havbunnsbrønner.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon 29.2.1988. Den har en prosesskapasitet på 31 000 Sm<sup>3</sup> olje og 30 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og C for videre prosessering og lagring. I 1991 er det installert et eget vanninjeksjonsanlegg på Gullfaks B med en kapasitet på 30 000 m<sup>3</sup> per døgn. I tillegg kan injeksjonsvann overføres fra Gullfaks C. Ved årsskiftet er 11 produksjonsbrønner og syv vanninjeksjonsbrønner tilknyttet Gullfaks B.

Gullfaks C er plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i fase 2. Driften startet den 4.11.1989 med olje overført fra Gullfaks B. Produksjon fra egen brønn kom igang ved årsskiftet 1989/90. Innretningens prosesskapasitet er på 39 000 Sm<sup>3</sup> olje og 30 000 m<sup>3</sup> vann per dag, og det kan injiseres inntil 60 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Ved årets utgang har innretningen seks produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner.

#### Målesystem og transport

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles og eksporteres via lastebøye til tankbåt. Prosessert gass fiskalmåles kontinuerlig

på Gullfaks A og C før den sendes inn i Statpipe-systemet.

#### Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på Gullfaks-feltet i 1991, er i gjennomsnitt 260 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 4.5 % av gassproduksjonen og utgjør 66 % av tillatt mengde.

#### Kostnader

Totale investeringskostnader og driftskostnader over feltets levetid er beregnet til henholdsvis 62.5 og 52.0 milliarder 1991-kroner.

#### 2.5.12 Staffjord

Utvinningstillatelse 037

#### Rettighetshavere

Norsk del (85.23869 %)

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

	42.619345 %
Mobil Exploration Norway Inc.	12.785804 %
Norske Conoco A/S	8.523869 %
Esso Norge a.s	8.523869 %
A/S Norske Shell	8.523869 %
Saga Petroleum a.s.	1.598225 %
Amoco Norway Oil Company	0.887903 %
Amerada Hess Norge A/S	0.887903 %
Enterprise Oil Norway A/S	0.887903 %

Britisk del (14.76131 %):

Conoco (UK) Ltd	4.920437 %
BP Petroleum Development of Norway A.S	5.920437 %
Chevron UK Ltd	5.920437 %

Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12, se figur 2.5.7.a. Staffjord-feltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er operatør. Selve Staffjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært driververdig samme år. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Staffjord-feltet er Norges største oljefelt.

Rettighetshaverne på Staffjord-feltet har nå avsluttet sitt langvarige arbeid med refordelingen av feltet mellom Norge og Storbritannia. Uenighet om tolkningen på visse punkter skulle i følge gjeldende avtaler avgjøres av en uavhengig ekspert. Endelig ekspertavgjørelse angående refordeling av feltet forelå i august 1991. Ekspertavgjørelsen medførte at norsk andel økte med 1.14547 % til 85.23869 %. Den nye fordelingen er ennå ikke godkjent av de to lands myndigheter.

#### Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare mengder olje er oppjustert i 1990 og anslås til 531.5 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>, mengden utvinnbar assosiert gass til 60.0 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> tørr gass og 18.6 x 10<sup>6</sup> tonn NGL. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsraten og utvin-

ningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brentgruppen 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. I nedre del av Statfjordreservoaret har operatøren nå planlagt vanninjeksjon.

For å få en bedre utnyttelse av de gjenværende reservene, har operatøren utarbeidet en revidert produksjonsstrategi for feltet når det gjelder hvordan brønnene skal disponeres. Strategien innebærer både flere brønner enn opprinnelig planlagt og utstrakt gjenbruk av brønnene i flere reservoarer. Bruk av horisontale brønner og langtrekkende høyavviksbrønner inngår også i denne strategien. Hittil er det boret et par horisontale brønner i Statfjordreservoaret, og det er boret langtrekkende høyavviksbrønner/horisontale brønner inn i de geologisk mer kompliserte østlige og nordlige deler av feltet.

Det er i 1991 utført studier som belyser hvordan modifikasjoner på innretningen som for eksempel økt vannbehandlingskapasitet, kan bedre utnyttelsen av reservoarene. Videre har en plan for utnyttelse av Dunlinreservoaret vært under utarbeidelse. Dette reservoaret har en begrenset ressursmengde sammenlignet med Brent- og Statfjordreservoarene.

Et program for å studere aktuelle avanserte metoder for økt oljeutvinning pågår. Dette kan eventuelt føre til pilotforsøk på feltet.

### Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger, A, B og C, se figur 2.5.12.

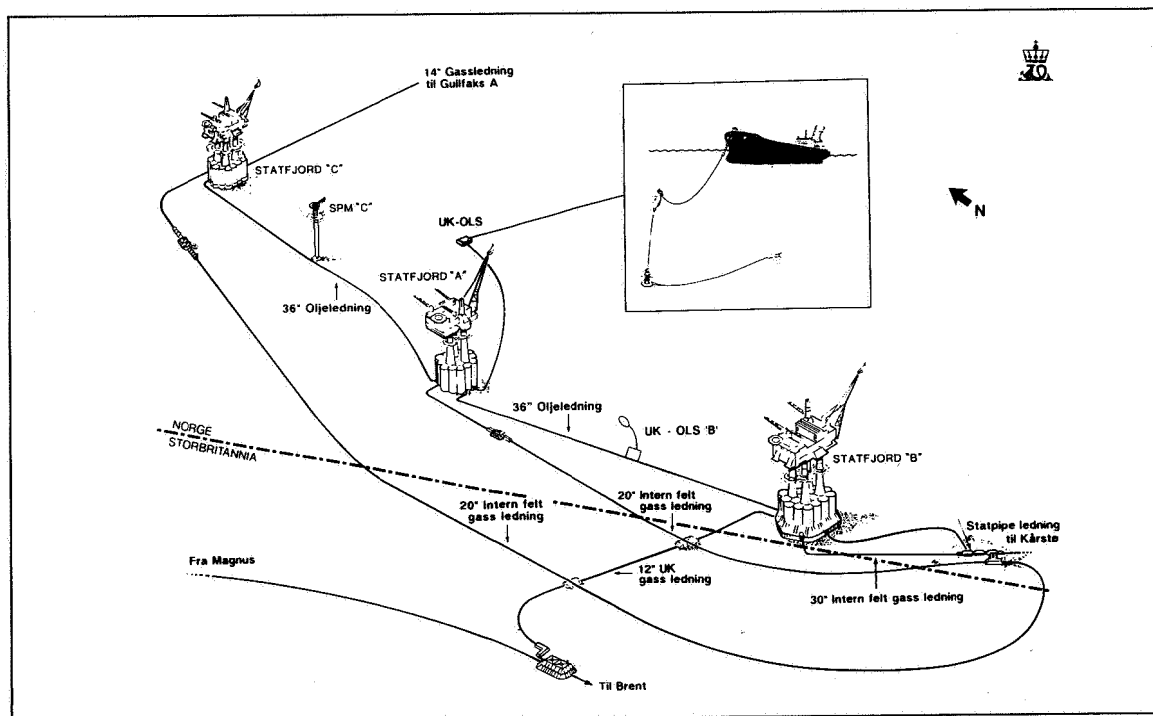
#### Statfjord A

Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er 55 000 Sm<sup>3</sup> per døgn fordelt på to produksjonslinjer. I 1988 ble kapasiteten for vannbehandlingssystemet økt, for å kunne håndtere de økende vannmengdene fra de ulike brønnene. Vannbehandlingskapasiteten vil i nærmeste fremtid bli ytterligere økt. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygd med 37 brønner, hvorav 23 er oljeprodusenter, ti er vanninjeksjonsbrønner og fire er gassinjeksjonsbrønner. I 1986 ble det installert en ny type lastebøye for Statfjord. Grunnen til at den gamle lastebøyen måtte fjernes, var omfattende mekaniske problemer. Den nye bøyen har rundt 5 000 Sm<sup>3</sup> per time i lastekapasitet, mens den gamle hadde en lastekapasitet på omtrent 8 000 Sm<sup>3</sup> per time. Etter som Snorre-utbygging ble vedtatt i 1988 med tilhørende tilknytning til Statfjord A, medfører dette at anleggene på denne innretningen vil få en bedre utnyttelse fra 1992 enn hva som ellers ville ha vært tilfelle.

#### Statfjord B

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert

Fig. 2.5.12  
Innretninger på Statfjordfeltet



innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er 39 800 Sm<sup>3</sup> per døgn i en produksjonslinje. Også på Statfjord B har det vært nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten for å kunne håndtere økende vannmengder fra de ulike brønner. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982 og er utbygd med 32 brønner, hvorav 22 er oljeproducenter, åtte er vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. I 1988 ble det avdekket alvorlige mekaniske problemer også for lastebøyen til Statfjord B. Det ble i 1989 besluttet å bytte denne ut med en ny bøye av samme design som for Statfjord A. Ny bøye ble tatt i bruk høsten 1990. Den nye bøyen har samme lastekapasitet som den gamle, omtrent 8 000 Sm<sup>3</sup> per time.

### Statfjord C

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Statfjord C fikk også økt kapasitet på vannbehandlingssystemet i 1988. Det vil også her være nødvendig med ytterligere økning av vannbehandlingskapasitet. Statfjord C kom i produksjon 26.6.1985 og er bygget ut med 38 brønner, hvorav 28 er oljeproducenter, åtte er vanninjeksjonsbrønner og to er gassinjeksjonsbrønner. Statfjord-satellitene Nord og Øst er besluttet utbygd som undervannsinnetninger med tilhørende prosessering på Statfjord C. Dette vil medføre at behandlingskapasiteten for anleggene på denne innretningen også kan benyttes fra slutten av 1993.

### Transportsystemer

Gass transporteres via Statpipe-rørledningen. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) med en 305 mm ledning fra Statfjord B. Stabilisert olje oppbevares i lagerceller før den blir transportert videre med tankskip.

### Målesystem

Målesystemene for fiskal olje- og gassmåling på Statfjord A, B og C har vært preget av stabil drift gjennom 1990.

På Statfjord B og C har man i flere år observert væske i gassfasen som måles, noe som gir en underestimert av gasstrøm. Dette forhold er det nå blitt rettet på gjennom fysiske prosessmodifikasjoner og kjemikalieinjeksjon.

Det siste året har det blitt observert væske i gassfasen over målestasjonen på Statfjord A. Tilsvarende arbeid som ble utført på B og C, er planlagt for å utbedre situasjonen.

### Brenning av gass

Gassmengden som totalt har vært brennt via fakkell på Statfjord-feltet i 1991, er i gjennomsnitt 250 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Dette tilsvarer 1.0 % av gassproduk-

sjonen og utgjør 63 % av det maksimalt tillatte kvantum.

### Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet frem til år 2010 antas å ville bli rundt 62.5 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader frem til år 2010 er beregnet til 73.6 milliarder 1991-kroner. Beløpene gjelder for den norske andelen.

### 2.5.13 Murchison

#### Rettighetshavere

Britisk del (77.8 %):

Conoco (UK) Ltd	25.9334 %
Oryx UK Energy Company	25.9333 %
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	2.2200 %
Esso Norge a.s	2.2200 %
A/S Norske Shell	2.2200 %
Saga Petroleum a.s.	0.4162 %
Amoco Norway Oil Company	0.2313 %
Amerada Hess Norge A/S	0.2313 %
Enterprise Oil Norway A/S	0.2312 %

Murchison-feltet ble påvist i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side, se figur 2.5.11.a. Den norske andelen er på 22.2 %. Utbyggingen av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. De britiske og norske rettighetshaverne inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av Murchison-feltet. Produksjonen startet i 1980.

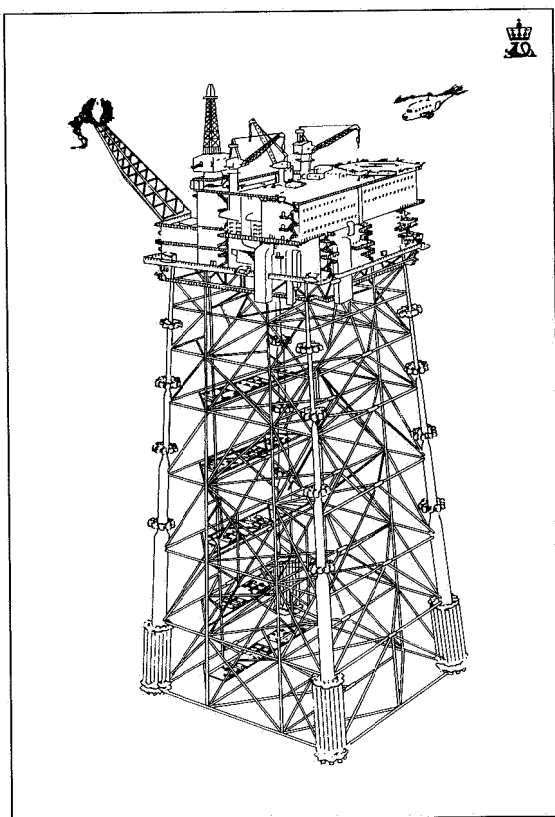
#### Utnyttelse av forekomstene

De utvinnbare reservene for hele feltet er 57 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 1.2 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass i Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981 og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. 1984 var det siste året med platåproduksjon. Det er nå vanngjennombrudd og høyt vannkutt i alle de opprinnelige produksjonsbrønnene. Etter en plan utarbeidet i 1987 har det de siste årene vært boret flere nye brønner, inkludert langtrekkende høyavviksbrønner mot flankene av feltet. Det er også utført studier for gjenbruk av eksisterende brønner i ulike reservoarsoner. Disse forhold bidrar til en bedre utnyttelse av ressursene.

#### Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm<sup>3</sup> olje per døgn, se figur 2.5.13. Innretningen kom i produksjon den 28.9.1980. Den første tiden ble det produsert fra to havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger totalt på rundt 6 000 Sm<sup>3</sup> olje per døgn.

**Fig. 2.5.13**  
Innretning på Murchison



### Transport

Regjeringen ga ved kongelig resolusjon av 24.9.1982 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brent-feltet 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 20.7.1983. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. På grunn av ulike former for vedlikeholdsarbeid i transportsystemene har Murchison vært nedstengt i lengre perioder de siste par årene.

### Målesystem

Det blir foretatt årlig driftstilsyn i samarbeid med Department of Energy.

### Brenning av gass

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent via fakkell på feltet det siste året, er rundt 124 000 Sm<sup>3</sup> per døgn (rundt 27 000 Sm<sup>3</sup> per døgn norsk andel).

### Kostnader

Totalt investeringer på Murchison-feltet frem til år 2005 antas å bli rundt 4.1 milliarder 1991-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli omtrent

2.6 milliarder 1991-kroner. Beløpene gjelder for norsk andel (22.2 %).

## 2.6 TRANSPORTSYSTEM FOR GASS OG OLJE

### 2.6.1 Eksisterende transportsystem

Det eksisterer tre ilandføringsrørledninger for olje og fire for gass fra norsk sokkel. En skisse over transportsystemet for olje og gass på norsk side i Nordsjøen er vist i figur 2.6.

Den britiske andelen av gass fra Statfjord transporteres via NLGP til St Fergus. Oljeledningen fra Ekofisk-området (inkludert Ula- og Valhall-ledningen) går til Teesside i Storbritannia. Oljetransport fra Oseberg startet sent i 1988 og går til Sture. Kondensat fra Heimdal transporteres til Cruden Bay i Storbritannia. Denne ledningen som går via Brae og Forties, transporterer hovedsakelig britisk olje og kondensat. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet sammen i 1986 og ender opp i Emden i Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til St Fergus.

### Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	58.2500 %
Elf Aquitaine Norge A/S	10.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.0000 %
Mobil Development Norway A/S	7.0000 %
Esso Norge a.s	5.0000 %
A/S Norske Shell	5.0000 %
Total Norge A/S	3.0000 %
Saga Petroleum a.s	2.0000 %
Norske Conoco A/S	1.7500 %

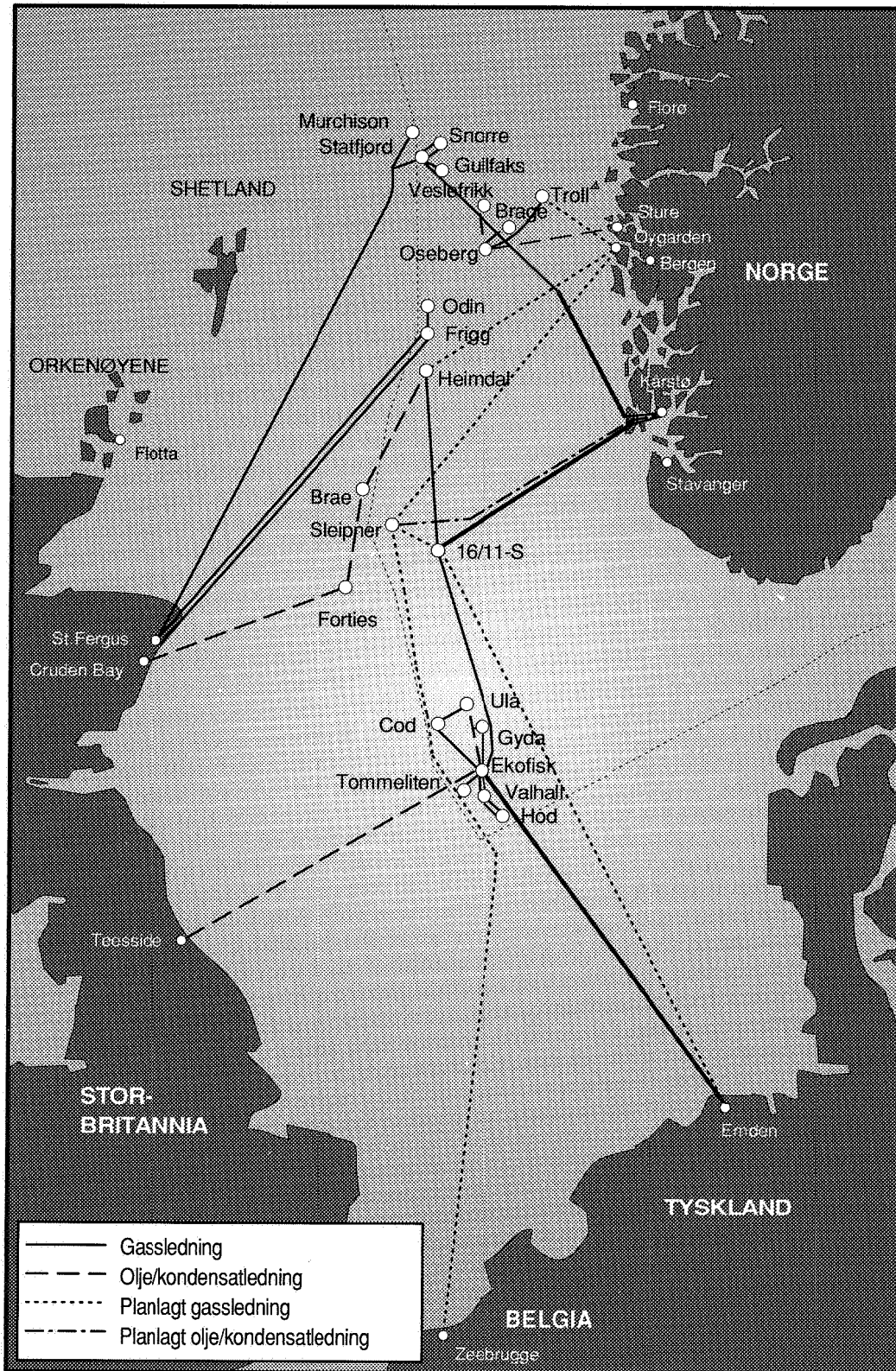
Statoil var ansvarlig for bygging og er operatør for drift av systemet som omfatter:

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

### Kårstø

Den første Nordsjø-gassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 8 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> våtgass per år. Behandlingskapasiteten på Kårstø-anlegget er oppgradert til 8 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> våtgass per år. Tørrgassledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på 17 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> per år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at den senere skal kunne tilknyttes andre felt. Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet, må det bygges en ny kompressorinnretning ved siden av stigerørsinnretningen 16/11 S. Det er inngått en rammeavtale med Norpipe A/S og Phillips-

Fig. 2.6  
 Transportsystemer for olje og gass i Nordsjøen



gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledningen til Emden.

Rettighetshaverne på Statfjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgsvtaler for gassen med kjøpere på kontinentet.

K-lab er et anlegg for fullskala testing og utvikling av fiskalt gassmålestyr. Anlegget har i 1991 foretatt diverse uttestinger av målestyr med naturgass under høyt trykk som testmedium.

#### Målesystem

Måling av gass levert fra Kårstø-terminalen er utført i henhold til gjeldende regelverk for gassmåling.

Måling av propan er basert på dynamisk måling. For butaner og nafta ble dynamisk måling innført sommeren 1990.

#### Gasstransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk Senter til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen.

#### Emden

Eier av anleggene ved Emden-terminalen er Norse Gas A/S. Ilandføringsrettighetene til Emden-området holdes av Norse Gas GmbH. Norse Gas A/S og Norse Gas GmbH eies av Phillips-gruppen. Phillips Petroleum Norsk A/S er operatør på vegne av Phillips-gruppen. Målestasjon i Emden vil bli modernisert i 1992.

#### Etzel gasslager

Eierfordeling:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	67.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.0000 %
A/S Norske Shell	8.0000 %
Esso Norge a.s	8.0000 %
Saga Petroleum a.s	4.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.2985 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Troll gass-salgsvtale forplikter selgerne til å kunne levere gass i inntil 14 dager i tilfelle nedstenging av «ikke tekniske grunner». Foruten å sikre at dette kravet oppfylles, vil lageret gi operasjonelle fordeler med henblikk på leveranseregularitet, gasskvalitetsutjevning, sesongsvingninger for assosierte felt og opprettholdelse av leveranser under revisjons- og vedlikeholdsstanser. Mengdene til og fra lageret vil bli målt av en ny fiskal målestasjon som opereres av Phillips i Emden. Lageret vil være klart for gassfylling ved årsskiftet 1992/1993 og være operativ høsten 1993.

#### Gasstransport, Ula

##### Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A.S	57.5000 %
--	-----------

Svenska Petroleum Exploration A/S	15.0000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5000 %
Conoco Norway Inc	10.0000 %
K/S A/S Pelican	5.0000 %

Gassleveransen går via Cod-feltet til Ekofisk Senter. Oljen fra Gyda og Ula transporteres i egen rørledning til Ekofisk Senter.

#### Gasstransport, Frigg

Den norske Frigg-rørledningen eies av de norske Frigg-partnerne. Eierandelene ble forandret i 1988 og er nå:

Norsk Hydro Produksjon a.s	32.8700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	26.4200 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	24.0000 %
Total Norge A/S	16.7100 %

Total Oil Marine UK er operatør.

Innretningen MCP-01 midtveis mellom Frigg og St Fergus er 50 % norskeid. Kompressorene er fjernet, da det ikke er behov for dem grunnet redusert produksjon fra Frigg. Operatøren planlegger derfor å avmanne MCP-01 for å spare driftskostnader. For fiskalmåling vil dette ha konsekvenser. I stedet for å måle total mengde fra britiske felt som leverer gass til Frigg-rørledningen på MCP-01, må en basere allokeringen på målinger på feltene.

#### St Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg-partnerne og de britiske Frigg-partnerne (Elf-UK 66 2/3 %, Total UK 33 1/3 %). De ulike prosess-moduler på terminalen eies enten kun av en av disse eiergruppene eller av begge. Total Oil Marine UK er operatør.

#### Oljetransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter, Ula og Valhall til Teesside i Storbritannia er eid av Norpipe A/S. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen.

#### Teesside

Eierforholdet til anleggene ved Teesside-terminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillips-gruppen, gjennom Norpipe Petroleum UK Ltd og Norse Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd er operatør på vegne av Norpipe A/S og Phillips-gruppen. Norpipe Petroleum UK Ltd er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen. Norse Pipeline Ltd eies av Phillips-gruppen.

#### Oljetransport, Oseberg

Anlegget, inkludert terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessent-selskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS). Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Oseberg-feltet. Hydro er operatør for rørledningen og terminalen. Oseberg

Transport System ble tatt i bruk ved oppstart av Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

- rørledningsutstyr på Oseberg (innretning A)
- rørledning til havs
- ilandføringssted
- rørledning på land
- terminal

Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Største vanndyp for ledningen er rundt 350 m.

Transportsystemet ble satt i drift i desember 1988 med første eksportoljelast 20.12.1988.

### Oljetransport Veslefrikk

Oljeledningen fra Veslefrikk til Oseberg A er 37 km lang og har en diameter på 406 mm. Denne ledningen kople Veslefrikk-feltet sammen med OTS (Oseberg Transportation System), slik at olje fra Veslefrikk kan eksporteres ut fra Sture-terminalen.

For salg av gass fra Veslefrikk er det lagt ut en 24 km lang rørledning med en diameter på 255 mm som er koplet sammen med Statpipe i et T-bend øst for Oseberg.

## 2.6.2 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 %
Elf Aquitaine 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 1 av prosjektet er godkjent. Denne delen omfatter en 966.4 mm rørledning fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia og en 725 mm rørledning fra Sleipner til stigerørsinnretning 16/11-S. Fase 1 inkludert terminal i Zeebrugge er under bygging og skal være klar for transport av gass i 1993. Kapasitet uten kompresjon vil være 13 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass per år.

Fase 2 er for tiden under utredning. Det forventes fremlagt plan for anlegg og drift for fase 2 i 1992. Fase 2 vil omfatte rør for å transportere gass fra Kollsnes til Sleipner og stigerørsinnretningen 16/11-S. Dimensjon og trasé for fase 2 er ikke bestemt.

### 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 Aquitaine Norge A/S	3.2985 %
Total Norge A/S	1.0000 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %

Rammeplan for bygging av et tredje rør til kontinentet er vedtatt i Stortinget. Plan for anlegg og drift for Europipe, som fastsetter detaljer i utbyggingen, er ikke godkjent. Statoils planer går ut på bygge en omtrent 600 km 966.4 mm rørledning fra ny stigerørsinnretning 16/11-E (ved 16/11-S) til Emden i Tyskland. Systemet vil ha mulighet for kompresjon omtrent midtveis mellom 16/11-E og Emden. Kapasitet uten kompresjon vil være 13 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass per år. Med kompresjon kan kapasiteten økes til rundt 18 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass per år. Europipe er planlagt å være i drift høsten 1995.

### Haltenpipe

Rettighetshaverne i Heidrun har oppdatert planene for de aktuelle alternativene for anvendelse av gassen fra feltet. Selskapene anbefaler metanolproduksjon som det beste alternativet for anvendelse.

Olje- og energidepartementet har på bakgrunn av de tidligere fremlagte planer og de siste anbefalinger fra selskapene lagt frem en stortingsmelding høsten 1991 for ilandføring av gass fra Heidrun-feltet, og eventuelt Draugen-feltet, og etablering av metanol-fabrikk i Møre og Romsdal. Disse planene vil forelegges Stortinget tidlig 1992.

Planene forutsetter en 483 mm rørledning fra Heidrun til Tjeldbergodden med en kapasitet på 3.5-4.5 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass per år. Avhengig av andre anvendelsesmuligheter for gassen vil andre felt på Haltenbanken kunne knyttes til rørledningen på et senere tidspunkt. Rørledningen er planlagt driftsklar i andre halvår 1996.

## 2.7 SLUTTFASE/FJERNING

International Maritime Organization (IMO) vedtok høsten 1989 internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen.

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 50 innretninger som enten produserer petroleum eller er under planlegging eller bygging.

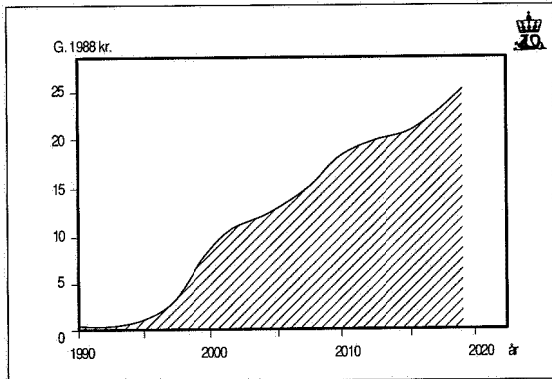
Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til rundt 38 milliarder kroner, se figur 2.7.a og b. Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Loven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

Hovedpunktene i de vedtatte IMO-retningslinjene er:



Fig. 2.7.a

Grovt anslag over akkumulerte fjerningskostnader på norsk sokkel til år 2020, dersom alle innretninger fjernes



- 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, omkostningene og sikkerhetsrisikoen forbundet med fjerning. Samtidig må alternativ bruk og andre rimelige grunner for å la innretningen bli stående helt eller delvis vurderes.

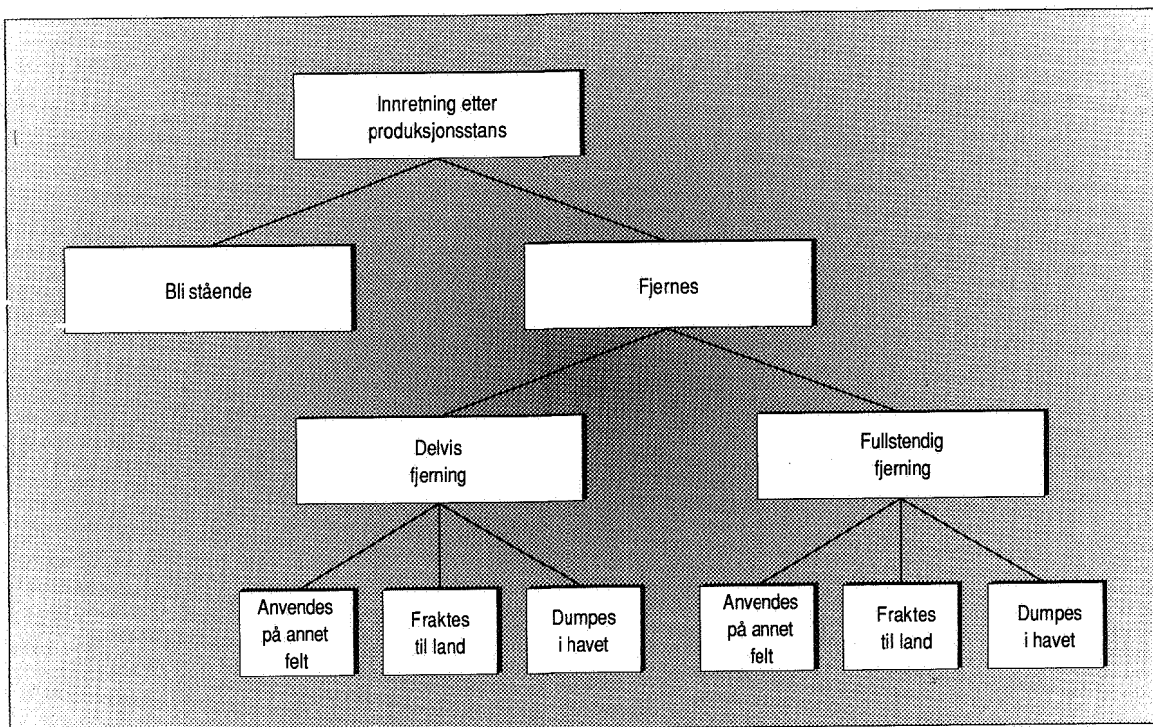
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas 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 internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger (IMO-reglene) aktualiserer behovet for å utvikle nærmere internrettslige regler om fjerning i Norge. Her må det presiseres at 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 gjennomslagskraft og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

Spørsmålet om fjerning er i ferd med å bli meget aktuelt på norsk kontinentalsokkel. I den forbindelse arbeider Petroleumslovutvalget med å utrede og videreutvikle internrettslig regelverk for fjerning av innretninger på norsk sokkel.

Fig. 2.7.b

Slutfase og fjerning





### 3. Petroleumsressurser

#### 3.1 RESSURSREGNSKAPET

Petroleumsressurser tilhører gruppen av ikke-fornybare energiressurser og omfatter alle teknisk utvinnbare olje- og gassmengder.

Ressursregnskapet omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbare og resterende salgbare petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet fra ett år til et annet skyldes nye funn, justering av anslaget for eksisterende funn og nedgang som følge av produksjon.

Oljedirektoratet innførte i 1991 ett nytt klassifikasjonssystem for petroleumsressursene. Klassifikasjonssystemet er publisert i NPD-Contribution No 31. I dette systemet skilles det mellom oppdagede og uoppdagede ressurser, se figur 3.1.a.

De oppdagede ressursene omfatter felt og funn. Kategorien felt omfatter ressurser og reserver i felt som enten er i produksjon, besluttet utbygd eller planlagt utbygd. Reserver er den mengde petroleum som er planlagt utvunnet i henhold til drivverdig-hetserklæring. Tilleggsressurser omfatter mengden av petroleum som kan utvinnes ekstra ved hjelp av ulike metoder for økt utvinning, men som ikke omfattes av godkjente planer.

Med funn menes påviste og testede ressurser i separate strukturer eller i ulike stratigrafiske nivå.

Fig. 3.1.a  
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

		OLJE 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> mest sannsynlig	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup> mest sannsynlig	NGL 10 <sup>6</sup> tonn mest sannsynlig	O.EKV. 10 <sup>9</sup> tonn mest sannsynlig	
OPPDAGEDE	FELT I PRODUK- SJON (opprinne- lig)	DAGENS PLAN	1607	674	64	2064
		ØKT UTVINNING				
	FELT BESLUTTET UTBYGD	DAGENS PLAN	404	950	37	1318
		ØKT UTVINNING				
	FELT PLANLAGT UTBYGD	DAGENS PLAN	188	735	33	925
		ØKT UTVINNING				
	FUNN UNDER VURDE- RING		398	730	9	1079
	SUM FELT OG FUNN	2597	3089	143	5386	
UOPPDAGEDE	PROSPEKTER OG OMRÅDER	10 t.o.e. mest sannsynlig				
		≈3500				

SOLGT MENGDEN PR. DATO: 31/12-91	OLJE	GASS	NGL	TOE	RESERVER	RESSURSER
	756	349	24	1000		

Denne kategorien omfatter funn som nylig er gjort og som er under vurdering, og den omfatter funn som etter dagens situasjon ikke er funnet drivverdige. Et felt kan omfatte flere funn.

De uoppdagede ressursene omfatter forventede ressurser i kartlagte, men uborede strukturer, og forventede ressurser i områder hvor man har definert letemodeller uten kartlagte prospekt.

#### Funn gjort i 1991

I løpet av 1991 ble det gjort 11 nye funn. Disse er 1/3-6, 15/12-8, 25/4-6 S, 25/5-4 (Byggve), 25/11-15, 30/9-13 S, 34/7-18, 34/8-4 S, 34/10-34, 35/11-4 R, og 6506/11-2. Det er ytterligere påtruffet hydrokarboner i brønnene 2/4-17, 6507/2-2 og 6608/10-2, men disse vil først bli testet i 1992.

Arbeidet med å evaluere funnene pågår. Det er således for tidlig å si noe sikkert om ressursmengden som er påvist i 1991, men den vil sannsynligvis overstige det uttak av petroleumsreserver som har funnet sted i inneværende år.

Av årets funn er 1/3-6, 15/12-8, 25/5-4 (Byggve), 25/11-15 34/10-34 og 35/11-4 R evaluert og inngår i ressursregnskapet. Ressurstilveksten som skyldes disse funnene, er på 83.4 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 19.3 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass.

#### Eldre funn nå bokført

I tillegg til årets funn nevnt ovenfor inngår også nå 7/8-3, 30/9-10, 34/7-16 R, 35/9-1,2, 6507/3-1 og 6507/8-4 i ressursregnskapet. Ressurstilveksten som skyldes disse eldre, nå bokførte funn, er på 53.6 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 21.0 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass.

#### Justering i ressursanslag for eksisterende felt og funn

For felt i produksjon/besluttet utbygd/planlagt utbygd og eksisterende funn viser nåværende ressursstatus i forhold til fjorårets årsberetning at oljeresursene er redusert med 24.0 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> og gassressursene er redusert med 32.9 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>. NGL er økt med 21.8 x 10<sup>6</sup> tonn. For detaljer i ressursendringer henvises det til tabell 3.2.

#### Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1991 er 107.2 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje, 24.6 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 2.3 x 10<sup>6</sup> tonn NGL.

#### Ressursstatus

Fra 1990 til 1991 viser Oljedirektoratets ressursstatus at tilveksten av olje er større enn uttaket. For gass er forholdet motsatt. Økningen i olje er på 5.8 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>, mens gass er redusert med 17.2 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>. I tillegg har det vært en økning i NGL på 19.5 x 10<sup>6</sup> tonn. I sum tilsvarer dette en økning på 3.5 x 10<sup>6</sup> t.o.e.

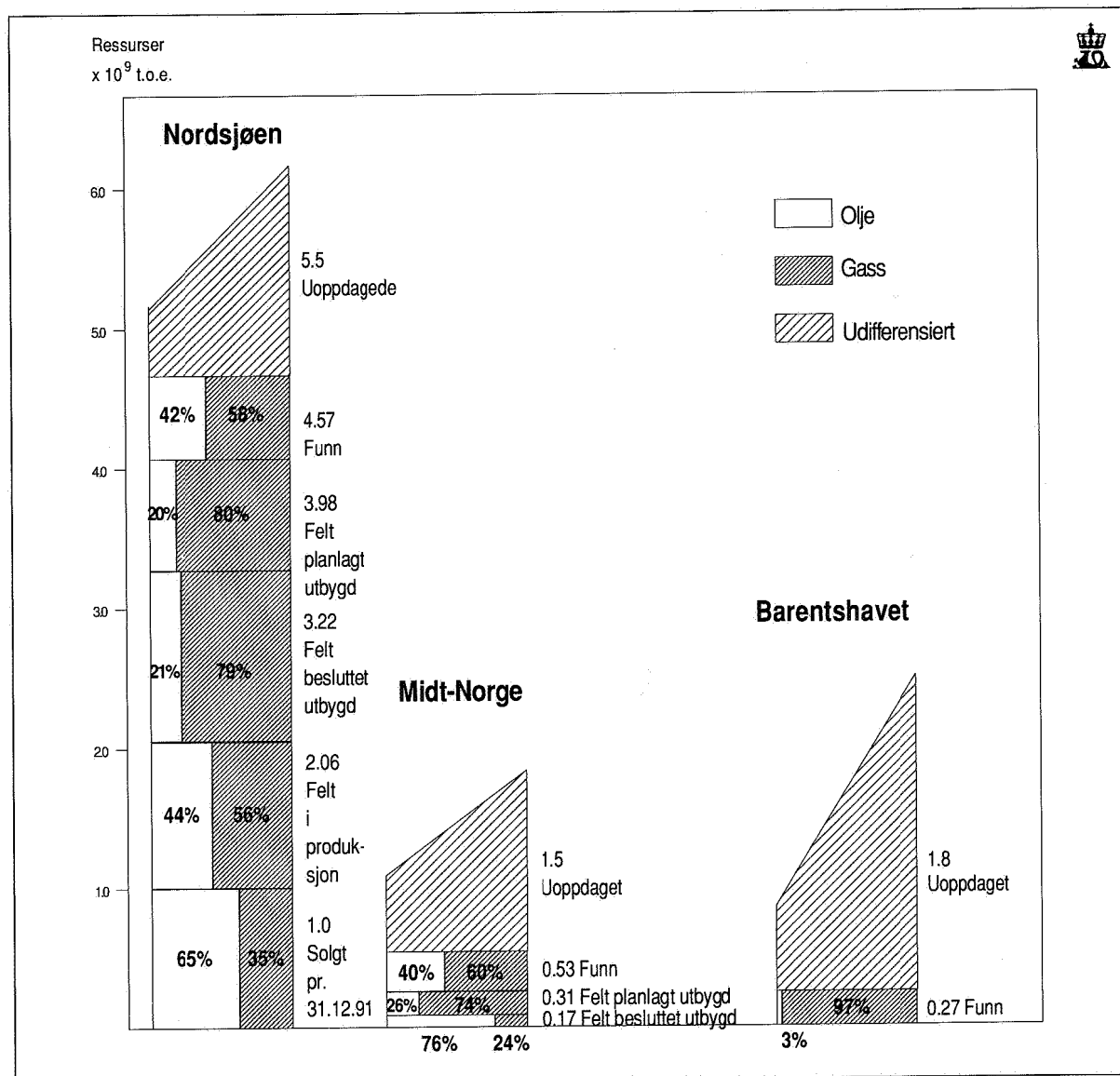
Med nåværende uttak av petroleum har Norge påviste ressurser til 17 års oljeproduksjon og 111 år med gassproduksjon.

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er fremstilt i figur 3.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 3.1.b.

For presentasjonsformål er ressursene på norsk kontinentalsokkel fremstilt i følgende tabeller.

- I Reserver knyttet til felt i produksjon (tabell 3.1.a)
- II Reserver knyttet til felt som er besluttet utbygd (tabell 3.1.b)
- III Reserver knyttet til felt som er planlagt utbygd (tabell 3.1.c)
- IV Resurser knyttet til funn som er under vurdering (tabell 3.1.d og 3.1.e)

**Fig. 3.1.b**  
Geografisk fordeling av ressursene på den norske kontinentalsokkel



**Tabell 3.1.a**  
**Oppdagede petroleumsreserver i felt i produksjon**

	OPPRINNELIG SALGBAR				RESTERENDE		
	OLJE 10 <sup>9</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> tonn	OLJE 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	NGL 10 <sup>6</sup> tonn
Albuskjell <sup>1)</sup>	10.0	22.0	1.5	31.6	3.1	8.0	0.5
Cod <sup>1)</sup>	2.8	7.0	0.5	9.8	0.2	0.7	
Edda <sup>1)</sup>	5.2	2.1	0.2	6.4	1.2	0.3	
Ekofisk <sup>1)</sup>	330.0	151.0	15.0	430.0	165.5	75.8	8.3
Eldfisk <sup>1)</sup>	77.0	59.0	5.3	126.7	28.7	40.0	3.1
Frigg <sup>1) 2)</sup>		110.0	0.4	110.4		4.0	
Gullfaks <sup>1)</sup>	230.0	16.5	1.9	213.9	166.9	12.9	1.6
Gyda	32.0	4.2	1.9	32.3	27.3	3.6	1.6
Heimdal <sup>1)</sup>		35.6	4.1	39.7		16.3	1.7
Hod <sup>1)</sup>	5.7	1.2	0.4	6.4	4.0	1.0	0.3
Murchison <sup>1) 3)</sup>	12.0	0.3	0.4	10.8	1.5		
Nord Øst-Frigg <sup>1)</sup>		11.8	0.1	11.9		0.7	
Odin <sup>1)</sup>	0.2	29.3		29.5		6.4	
Oseberg <sup>1) 4)</sup>	226.0	70.0	3.0	265.1	172.1	70.0	3.0
Statfjord <sup>1) 5)</sup>	453.0	51.6	15.9	443.5	152.5	32.8	11.1
Tommeliten <sup>1)</sup>	7.5	16.5	1.0	22.7	5.3	12.9	0.7
Tor <sup>1)</sup>	27.2	15.9	1.8	40.0	8.8	5.9	0.7
Ula	69.2	4.7	3.5	64.9	41.3	2.8	2.2
Valhall <sup>1)</sup>	68.8	17.7	4.1	77.5	40.2	12.2	2.8
Veslefrikk <sup>1)</sup>	36.0	3.0	1.3	33.8	29.6	3.0	1.1
Vest Ekofisk <sup>1)</sup>	13.3	28.9	1.7	41.5	1.6	4.7	0.4
Øst Frigg		8.2		8.2		3.3	
30/6 Gamma Nord <sup>1)</sup>	1.3	7.1		8.2	1.2	7.1	
Sum	1607.2	673.6	64.0	2064.8	851.0	324.4	39.1

**Tabell 3.1.b**  
**Oppdagede petroleumsreserver i felt besluttet utbygd**

		Olje 10 <sup>9</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> tonn
Nord- sjøen	Brage	46.2	1.7	1.0	41.5
	Embla <sup>1)</sup>	9.2	3.4	0.5	11.4
	Lille-Frigg <sup>1)</sup>		7.0	2.7	9.7
	Loke <sup>1) 6)</sup>	4.1	8.0		11.1
	Sleipner Øst	19.9	51.0	10.3	76.4
	Snorre	106.0	6.7	3.2	97.9
	Statfjord Nord	31.0	2.5		27.9
	Statfjord Øst	13.4	2.0		13.1
	Tordis	18.8	1.2	0.5	17.1
	Troll Øst <sup>7)</sup>		825.0	19.2	844.2
	Sum	248.6	908.5	37.4	1150.3
Midt- Norge	Draugen	68.0	3.0		58.8
	Heidrun	87.3	37.8		109.4
	Sum	155.3	40.8		168.2
	Totalt	403.9	949.3	37.4	1318.5

**Reserver knyttet til felt som er besluttet utbygd**

Per 31.12.91 er det tatt beslutning om å gjennomføre 35 utbyggingsprosjekter på norsk kontinental-sokkel. Dette er fire flere enn ved forrige årskifte. De fire nye utbygningssjektene er Heidrun, Lille-Frigg, Loke og Tordis. Foreløpig er det bare Draugen og Heidrun som er besluttet utbygd nord for Stad.

Totalt er det frem til 31.12.1991 solgt 1.0 x 10<sup>9</sup>

t.o.e. Prosentvis utgjør totalproduksjonen 29 % av oppdaget olje og 11 % av oppdaget gass på norsk kontinentalsokkel.

**Reserver knyttet til felt som er planlagt utbygd**

Per 31.12.91 er det i henhold til det nye klassifikasjonssystemet 11 felt som er erklært økonomisk drivverdige, se tabell 3.1.c. Petroleumsmengden for felt planlagt utbygd utgjør tilsammen 0.92 x 10<sup>9</sup> t.o.e.

**Tabell 3.1.c**  
**Oppdagede petroleumsreserver i felt planlagt utbygd**

		Olje 10 <sup>9</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> tonn
Nord- sjøen	Byggve	0.6	2.6		3.1
	Frøy	12.5	2.7		13.0
	Huldra <sup>1)</sup>	4.5	17.0		20.7
	Mime <sup>1)</sup>	0.9	0.2		0.9
	Oseberg Øst	19.0	1.0		16.5
	Skirne	0.3	2.3		2.5
	Sleipner Vest <sup>8)</sup>	27.0	135.0	9.0	164.5
	Troll Vest <sup>7)</sup>	64.0	463.0	10.8	531.0
	Vigdis <sup>1)</sup>	27.1			22.2
	Sum	155.9	623.8	19.8	774.4
Midt- Norge	Midgard	1.3	87.0	13.0	101.0
	Smørbukk Sør	31.0	24.0		49.7
	Sum	32.3	111.0	13.0	150.7
	Totalt	188.2	734.8	32.8	925.1

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel: 60.82 %

3) Dette er norsk andel: 22.2 %

4) Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma-strukturen

5) Dette er norsk andel: 85.24 %

6) Ressurstallet omfatter både reservoarene i Heimdal-formasjonen og trias. Kun Heimdal-reservoaret er besluttet utbygd.

7) Kondensatet er oppført under NGL.

8) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

**Tabell 3.1.d**  
**Oppdagede petroleumsressurser i funn sør for Stad som er under vurdering**

	Olje 10 <sup>9</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> tonn
Agat <sup>1)</sup>		43.0		43.0
Balder	35.0			31.6
Gullfaks Sør	25.6	56.1	3.0	81.6
Hild <sup>1)</sup>	1.9	12.1		11.8
Mjølnar <sup>1)</sup>	1.7			1.4
Peik <sup>1) 2)</sup>	1.8	6.0		7.5
SØ-Tor	2.5	2.0		4.0
Trym <sup>2)</sup>	2.1	8.7		10.4
Visund <sup>1)</sup>	16.2	47.6		60.9
1/2-1 <sup>2)</sup>	3.0			2.4
1/3-3	3.3	0.1		2.8
1/3-6	1.2	2.8		3.7
6/3 PI	0.9	1.0		1.7
7/8-3 <sup>1)</sup>	6.2			5.4
9/2 Gamma <sup>1)</sup>	6.4			5.3
15/3-1,3 <sup>1)</sup>	5.2	10.5		14.7
15/3-4 <sup>1)</sup>	2.2	1.3		3.1
15/5-1	2.0	6.0		7.5
15/8 Alfa	5.0	11.0		14.8
15/9 My	5.0	11.0		14.8
15/12 Beta <sup>1)</sup>	16.0	1.3		14.4
15/12-8 <sup>1)</sup>	0.6	1.3		1.7
16/7-4 <sup>1)</sup>	1.4	8.0		9.0
25/2-5 <sup>1)</sup>	5.3	1.9		6.2
25/11-15	60.0	1.8		58.8
30/6 Kappa <sup>1)</sup>	1.0	3.6		4.4
30/9 Omega	16.6	8.0		21.6
30/9-6 <sup>1)</sup>	2.7			2.2
30/9-9 <sup>1)</sup>	5.2			4.3
30/9-10 <sup>1)</sup>	3.2			2.8
34/10 Beta <sup>1)</sup>	8.0	22.5		29.0
34/10 Gamma	2.2	28.0		29.8
34/10-34 <sup>1)</sup>	3.0			2.6
35/8-1	1.9	13.5		15.0
35/8-2	2.6	7.0		9.1
35/9-1,2 <sup>1)</sup>	5.0	11.5		15.6
35/11-2	5.4	5.6		10.0
35/11-4R	18.0	10.8		25.6
Total	285.3	344.0	3.0	590.2

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel.

**Ressurser i funn under vurdering**

Tabell 3.1.d viser en oversikt over funn sør for Stad som er under vurdering. Ressursmengden i disse funnene utgjør tilsammen  $0.59 \times 10^9$  t.o.e.

Ressursmengden i funn under vurdering nord for Stad utgjør tilsammen  $0.48 \times 10^9$  t.o.e. Av dette ligger  $0.22 \times 10^9$  t.o.e. utenfor Midt-Norge og  $0.26 \times 10^9$  t.o.e. i Barentshavet, se tabell 3.1.e.

**Tabell 3.1.e**

**Oppdagede petroleumressurser i funn utenfor Midt-Norge og i Barentshavet som er under vurdering**

		Olje $10^6 \text{Sm}^3$	Gass $10^9 \text{Sm}^3$	NGL $10^6 \text{tonn}$	O.EKV $10^6 \text{tonn}$
Utenfor Midt-Norge	Njord	35.0	7.2		36.0
	Mikkel <sup>1)</sup>	5.7	14.3		19.0
	Smørbukk	20.0	65.0		81.4
	Trestakk <sup>1)</sup>	9.0			7.0
	Tyrihans	16.0	40.0		53.1
	6507/3-1 <sup>1)</sup>	1.1	7.1		8.0
	6507/8-4 <sup>1)</sup>	19.8	2.4		20.2
	Sum	106.6	136.0		224.7
Barents- havet	Albatross		41.7		41.7
	Albatross Sør		10.8		10.8
	Askeladd		59.7		59.7
	Snøhvit	6.5	76.0	5.7	90.7
	Snøhvit Nord		3.3		3.3
	7119/12-3 <sup>1)</sup>		3.6		3.6
	7120/07-1		22.5		22.5
	7120/12-2		14.8		14.8
	7121/5-2 Beta		4.3		4.3
	7122/06-1 <sup>1)</sup>		11.0		11.0
	7124/03-1 <sup>1)</sup>		2.1		2.1
Sum	6.5	249.8	5.7	264.5	
Totalt		113.1	385.8	5.7	489.2

1) Operatørens anslag

### 3.2 ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

#### 3.2.1 Felt i produksjon/besluttet/planlagt utbygd

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens reserveanslag i sine ressursoversikter. For en rekke av feltene er det bare små endringer i reserveanslag i forhold til årsberetningen for 1990. Felt med større endringer i reserveanslag er kommentert spesielt. Endringer i reserve-/ressursanslag fra 1990-1991 er gitt i tabell 3.2.

#### Ekofisk

Det er foretatt en oppjustering av reservene grunnet en ny historietilpasning av reservoar-simuleringsmodellen.

#### Embla

Ny tolkning av repressert seismikk og forboring av produksjonsbrønner har vist at de tidligere geologiske modellene for feltet ikke er riktige. Dette har ført til en forholdsvis stor nedjustering av reservene.

#### Frigg

Det er foretatt en liten oppjustering av gassreservene. Væskeandelen på Frigg selges som NGL. Denne har tidligere vært rapportert som olje.

#### Heimdal

Væskeandelen på Heimdal selges som NGL. Dette har tidligere vært rapportert som olje.

#### Lille-Frigg

Væskeandelen på Lille-Frigg er overført fra olje til NGL.

#### Loke

Oljedirektoratet har lagt inn operatørens tall i ressursoversikten. Dette har ført til en reduksjon av reservene i forhold til Oljedirektoratets anslag.

#### Midgard

Oljedirektoratet har foretatt en ny evaluering av feltet. Den vesentligste endringen er at mesteparten av væskeandelen i feltet er oppført som NGL.

#### Mime

Ny kartlegging samt resultatene fra testproduksjonen har ført til at reservene er nedjustert.

#### Skirne

Oljedirektoratets evaluering av feltet viser at fjorårets anslag var for høyt. Det nye anslaget baserer seg på Oljedirektoratets kartlegging.

**Smørbukk Sør**

Ny kartlegging og ny feltsimulering har ført til en økning i både olje- og gassreservene for feltet.

**Statfjord**

Norsk andel er økt etter refordelingen. Dette fører til en økning i de norske reservene.

**Troll Vest**

Ny simulering og beslutningen om bruk av horisontale brønner har ført til en økning i oljereservene.

**Valhall**

Økningen i reservene skyldes fem nye brønner som er planlagt boret og høyere porekompressibilitet i reservoarmodellen.

**3.2.2 Funn**

Endringer i ressursanslag fra 1990–1991 er gitt i tabell 3.2. Funn med større endringer er kommentert spesielt.

**Gullfaks Sør**

Oljedirektoratet har utført ny kartlegging og ny feltsimulering. Dette har ført til en reduksjon av ressursene i forhold til tidligere anslag.

**Mjølner**

Ny kartlegging og ny reservoargeologisk informasjon har ført til en reduksjon av ressursene.

**Njord**

Ny kartlegging og ny feltsimulering har ført til en økning av ressursene for funnet.

**Visund**

Ressurstallene er nedjustert i henhold til operatørens nye anslag.

**9/2 Gamma**

Ny kartlegging basert på 3D-seismikk og ny ressursberegning har ført til en kraftig nedjustering av ressursene i forhold til tidligere anslag.

**24/9**

Funnet er utelatt fra årets regnskap grunnet resultatet fra boringen av brønn 24/9–4 i 1991.

**30/6 Kappa**

Ressurstallene er nedjustert i henhold til operatørens nye anslag.

**30/9 Omega**

Oljedirektoratet har oppjustert ressursene basert på egen kartlegging og ressursberegning av funnet.

**35/11–2**

Oljedirektoratet har nedjustert ressursene basert på egen kartlegging og ressursberegning av funnet.

**Tabell 3.2**  
**Endringer i reserve-/ressursanslag i årsberetningene 1990–1991**

	Årsberetning 1990			Årsberetning 1991		
	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 i produksjon</b>						
Ekofisk	315.0	145.0	15.0	330.0	151.0	15.0
Eldfisk	74.0	57.0	5.4	77.0	59.0	5.3
Frigg	0.4	107.0			110.0	0.4
Gullfaks	230.0	16.0	2.2	230.0	16.5	1.9
Gyda	31.0	3.0	2.5	32.0	4.2	1.9
Heimdal	5.7	35.6			35.6	4.1
Hod	4.0	0.9	0.3	5.7	1.2	0.4
N-Ø-Frigg	0.1	11.0			11.8	0.1
Odin	0.1	27.3		0.2	29.3	
Oseberg	228.0	70.0	6.0	226.0	70.0	3.0
Statfjord	447.0	49.0	15.6	453.0	51.6	15.9
Tommeliten	6.4	18.4	1.0	7.5	16.5	1.0
Tor	25.0	17.0	2.0	27.2	15.9	1.8
Ula	67.0	4.6	3.4	69.2	4.7	3.5
Valhall	62.0	12.5	3.3	68.8	17.7	4.1
Vest Ekofisk	13.0	28.0	1.5	13.3	28.9	1.7
Øst Frigg		7.5			8.2	
<b>Felt besluttet utbygd</b>						
Brage	46.2	1.7		46.2	1.7	1.0
Embla	33.0	10.5	1.6	9.2	3.4	0.5
Lille-Frigg	3.7	7.0			7.0	2.7
Sleipner Øst	19.0	51.0	10.0	19.9	51.0	10.3
Snorre	106.0	5.8	2.7	106.0	6.7	3.2
Tordis	18.8	1.2		18.8	1.2	0.5
Løke	6.0	13.0		4.1	8.0	

	Årsberetning 1990			Årsberetning 1991		
	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 planlagt utbygd</b>						
Byggve <sup>1)</sup>				0.6	2.6	
Frøy	11.0	3.0		12.5	2.7	
Huldra	5.4	16.4		4.5	17.0	
Midgard	15.0	80.0		1.3	87.0	13.0
Mime	3.0			0.9	0.2	
Skirne	1.7	9.1		0.3	2.3	
Smørbukk Sør	22.0	11.0		31.0	24.0	
Snorre Vest	6.2			5.7		
Troll Vest	41.0	463.0	10.8	64.0	463.0	10.8
34/7 C	4.0			3.1		
34/7-16R <sup>1)</sup>				18.3		
<b>Funn</b>						
Gullfaks Sør	45.0	88.0		25.6	56.1	3.0
Hild	1.2	8.8		1.9	12.1	
Mjølnar	5.3	0.9		1.7		
Njord	25.0	4.0		35.0	7.2	
Trym	2.0	10.0		2.1	8.7	
Visund	22.5	75.0		16.2	47.6	
1/3-6 <sup>1)</sup>				1.2	2.8	
7/8-3 <sup>1)</sup>				6.2		
9/2 Gamma	24.0	1.0		6.4		
15/12-8 <sup>1)</sup>				0.6	1.3	
24/9	3.0					
25/11-15 <sup>1)</sup>				60.0	1.8	
30/6 Kappa	5.0	5.0		1.0	3.6	
30/9 Omega	9.3	3.0		16.6	8.0	
30/9-10 <sup>1)</sup>				3.2		
34/10-34 <sup>1)</sup>				3.0		
35/9-1,2 <sup>1)</sup>				5.0	11.5	
35/11-2	10.3	10.9		5.4	5.6	
35/11-4R <sup>1)</sup>				18.0	10.8	
6507/3-1 <sup>1)</sup>				1.1	7.1	
6507/8-4 <sup>1)</sup>				19.8	2.4	

1) Funn som ikke er rapportert tidligere.

### 3.3 NAVNEENDRINGER FORETATT I 1991

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Byggve	25/5-4
Loke	Sleipner satellitten 15/9 Theta
Oseberg Øst	30/6 Beta og 30/6 Beta Sadel
Peik	24/6-1
Skirne	25/5-3
Smørbukk Sør	6506/12 Beta
Vigdis	Snorre Vest, 34/7 C, 34/7-16R og 34/7-19, 34/7 C pluss
15/9 MY	En Sleipner satellitt
15/8 Alfa	En Sleipner satellitt

## 4. Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

### 4.1 INNLEDNING

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets tilsyn og regelverksarbeid er:

- rammebetingelser gitt i overordnet lovgivning, dvs:
  - Lov nr 11 av 22. mars 1985 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven)
  - Lov nr 4 av 4. februar 1977 om arbeidervern og arbeidsmiljø mv (arbeidsmiljøloven)
  - Lov nr 11 av 17. juli 1925 om Svalbard (Svalbardloven)
  - Lov nr 12 av 21. juni 1963 om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster (lov om vitenskapelige undersøkelser)
  - Lov nr 14 av 9. mars 1973 om vern mot tobakk-skader
- forskrifter og instruksjoner fastsatt av Kommunaldepartementet:
  - Kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten mv
  - Kommunal- og arbeidsdepartementets delegeringsvedtak av 28.6.1985, der Oljedirektoratet blant annet ble delegert myndighet til å:
    - fastsette forskrifter for virksomheten
    - foreta totale sikkerhetsvurderinger
    - fatte vedtak om samtykker, pålegg, fravik og godkjennelser

Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet er basert på et nært samarbeid om sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning, såvel internt i direktoratet som eksternt mot andre myndigheter og institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fagetater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Den totale petroleumsvirksomheten har fortsatt å øke i 1991, og det har også i dette året vært nødvendig å igangsette og videreføre interne effektiviseringstiltak for så langt mulig å kunne opprettholde et forsvarlig tilsyn på tross av at det ikke er blitt tilført nye stillinger siden 1987. Det er gjennomført en kartlegging av den samlede kompetansen og en analyse av fremtidige behov, som vil bli brukt aktivt for å utnytte ressursene optimalt.

### 4.2 REGELVERKSUTVIKLING

Arbeidet med å utvikle et nytt teknologiregelverk ble avsluttet fra Oljedirektoratets side i 1991. Det nye regelverket reflekterer de intensjonene som er

nedfelt i petroleumslvgivningen av 1985, og den tilsynsordningen som ble satt i verk som følge av den.

Arbeidet har pågått kontinuerlig siden 1987 og har omfattet både form og innhold i regelverket. De nye forskriftene representerer en markert dreining i retning av mer funksjonelle forskrifter der en stor del av den fremtidige detaljerte normgivningen vil bli overlatt til industrien i samarbeid med arbeidstakersiden og standardiseringsorganisasjonene.

Innenfor EF øker omfanget av direktiver og standarder som kan få betydning for norsk petroleumsvirksomhet. Oljedirektoratet søker å påvirke disse utkastene, blant annet gjennom aktiv deltakelse i høringsrundene, og ved å holde seg orientert om, og så langt mulig være representert i sentrale standardiseringsarbeider.

#### 4.2.1 Status i regelverksarbeidet

Ved utgangen av 1991 var status i regelverksarbeidet denne:

Forskrifter som er fastsatt:

- Forskrift om naturdata mv. Fastsatt 1.2.1989.
- Forskrift om rørledningssystemer mv. Fastsatt 30.4.1990.
- Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner mv. Fastsatt av Oljedirektoratet og Helsedirektoratet 11.6.1990.
- Forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyse mv. Fastsatt av Oljedirektoratet og Miljøverndepartementet 4.12.1990.
- Forskrift om elektriske anlegg mv. Fastsatt av Oljedirektoratet 8.1.1991.

Forskrifter som ved årsskiftet er oversendt Kommunaldepartementet for samtykke til fastsettelse:

- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling mv.
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse mv.
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer mv.
- Forskrift om merking av innretninger mv.
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskaper.
- Forskrift om beredskap.
- Forskrift om prosess- og støtteamlegg.
- Forskrift om bærende konstruksjoner.

Nedenfor omtales Forskrift om elektriske anlegg, som er fastsatt i 1991. De øvrige forskrifter som er fastsatt er omtalt tidligere.

#### 4.2.2 Forskrift om elektriske anlegg

Formålet med forskriften er å gi bestemmelser om planlegging, prosjektering, bygging og bruk av elektriske anlegg i petroleumsvirksomheten, og å legge til rette for Oljedirektoratets tilsyn med slik virk-



somhet. Det har vært lagt vekt på å harmonisere forskriften med krav i regelverk som forvaltes av annen myndighet, i første rekke Elektrisitetstilsynet og Sjøfartsdirektoratet, og mot internasjonale normer på området.

Oljedirektoratets forskrift introduserer ikke nye tekniske krav i forhold til det nevnte regelverk fra annen myndighet, men stiller krav som er relatert til den tilsynsordning som er etablert for petroleumsvirksomheten.

#### 4.2.3 Regelverksutvikling under arbeidsmiljøloven

Oljedirektoratet igangsatte våren 1991 et arbeid med sikte på å vurdere behovet for og eventuelt foreslå rammene for et fremtidig regelverk for arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Målsettingen med å utvikle et regelverk under arbeidsmiljøloven er å få etablert en strukturert og helhetlig regulering av arbeidsmiljøforhold for arbeidstakere på sokkelen.

Regelverket skal utformes i samsvar med den vedtatte mal og gjeldende strategier for utforming av detaljregelverket under sikkerhetsforskriften. Gjennom aktivt samarbeid med andre berørte myndigheter, herunder spesielt Arbeidstilsynet, vil Oljedirektoratet ta sikte på å bidra til en mest mulig nasjonal regelverksutforming og reduksjon av det totale antall konkurrerende forskrifter og veiledninger.

I 1991 er det således gjennomført et kartleggingsarbeid der en har tatt sikte på å utarbeide en samlet oversikt over nasjonale og internasjonale normer, annet nasjonal regelverk osv, som har eller kan få betydning for et eventuelt fremtidig regelverk innen Oljedirektoratets tilsynsområde. På grunnlag av dette kartleggingsarbeidet er det utarbeidet et forslag til regelverksstrategi og regelverksstruktur. Videre er det utarbeidet forslag til plan for det fremtidige regelverksarbeidet.

### 4.3 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynsvirksomheten i 1991 er i all hovedsak gjennomført i samsvar med planene som ble fastlagt med utgangspunkt i de prioriterte innsatsområder og mål.

En viss grad av omprioritering har likevel vært nødvendig, i første rekke som følge av problemer knyttet til boring av dype høytrykksbrønner, noe som har krevd en særlig oppfølging av denne type aktivitet. Havariet av Sleipner A-understellet medførte også en betydelig ikke-planlagt aktivitet.

I tillegg til tilsynsaktiviteter spesielt lagt opp mot det enkelte operatørselskap, har Oljedirektoratet i 1991 gjennomført omfattende revisjoner rettet mot ett og samme problemområde hos flere operatørselskap. Erfaringen har vist svært positive effekter som vil bli utnyttet i kommende år.

I sammenheng med Oljedirektoratets prosjekt for implementering av det nye regelverket, er det gjennomført en kartlegging av industriens syn på hvor det er forbedringsmuligheter i tilsynsvirksomheten. Videre er det satt igang aktiviteter for på å en bedre

måte å ivareta den koordinerende rolle Oljedirektoratet er tillagt.

#### 4.3.1 Samtykker og tillatelser

I 1991 ble det gitt tilsammen 111 samtykker, mot 80 året før. Samtykkene fordeler seg slik (tall for 1990 i parentes):

- 9 (5) samtykker til undersøkelse
- 40 (32) samtykker til leteboring
- 8 (3) samtykker til detaljprosjektering
- 10 (5) samtykker til fabrikkasjon
- 6 (9) samtykker til installering
- 20 (9) samtykker til bruk
- 8 (3) samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
- 10 (14) samtykker til bruk av servicefartøy

Det ble videre gitt 70 (61) tillatelser til produksjonsboring, 46 (40) tillatelser til leteboring og 32 (30) til grunne boringer.

Den gjennomgående økningen av tallene reflekterer den kontinuerlige økning i totalt aktivitetsnivå på sokkelen.

#### 4.3.2 Prioriterte innsatsområder

I 1991 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter på følgende innsatsområder:

- tidlige faser i utbyggingsprosjektene
- eldre innretninger
- etterlevelse av arbeidsmiljøloven
- overgangsfasen fra prosjekt til drift, og særskilte utfordringer i driftsfasen

##### 4.3.2.1 Tilsyn i tidlige faser i utbyggingsprosjektene

Det er i 1991 gjennomført tilsynsaktivitet rettet mot de tidlige faser i utbyggingsprosjekter med utgangspunkt i den nye risikoanalyseforskriften. Med tidlig fase menes faser i prosjektene som kommer forut for utarbeidelsen av plan for utbygging og drift (PUD).

Aktiviteten har vært rettet mot tre operatørselskaper. Det har vist seg at graden av arbeidstakermedvirkning i beslutningsprosesser i disse fasene er varierende fra selskap til selskap. Det er også tilfelle for partnerners engasjement med tanke på erfaringsoverføring.

Operatørselskapene befinner seg i en implementeringsfase med hensyn til analyseforskriften. Det arbeides aktivt for å finne en form som innfrir intensjonene i forskriften og sikrer at alle parter i beslutningsprosessene blir involvert.

##### 4.3.2.2 Eldre innretninger

Direktoratets tilsynsaktiviteter har vist at det er problemer med å opprettholde den tekniske tilstanden på innretninger og utstyr på det nivå regelverket krever. Problemene henger blant annet sammen med svakheter i operatørens systemer for vedlikeholdsstyring.

Vedlikeholdsstyring er et sentralt virkemiddel for

å optimalisere de samlede drifts- og vedlikeholdsutgifter. Slik kostnadsoptimalisering vil også gi sikkerhetsmessig gevinst fordi vurderinger av utstørs og innretningers kritikalitet danner grunnlag for prioriteringer. Bruk av ny vedlikeholdsteknologi og valg av utstyr basert på livssyklus-kostnader er viktige hjelpemidler for å optimalisere sikkerhet og kostnader.

Blant annet på grunnlag av erfaringer etter Piper Alpha-ulykken på britisk sokkel i 1988, er det på flere eldre innretninger blitt satt igang store modifikasjonsarbeider for å bedre sikkerheten på innretningene.

Som følge av konklusjoner og anbefalinger i en oppdatert sikkerhetsstudie for Statfjord A, er det satt i gang store modifikasjoner på denne innretningen. En tilsvarende oppdatering av sikkerhetsstudiene for Statfjord B og C er gjennomført i 1991, og modifikasjonsarbeid på disse vil bli satt igang i 1992.

Sikkerhetsstudiene for de ulike innretningene på Ekofisk viser at disse, med unntak av Ekofisk-tanken (2/4T), møter akseptkriteriene i Oljedirektoratets tidligere retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter, som idag er erstattet av analyseforskriften. For Ekofisk-tankens del er det avdekket svakheter knyttet til utforming og personellsikkerhet. I tillegg øker antall branner og gasslekkasjer i foruroligende grad. Tilsynsvirksomhet mot Ekofisk vil derfor i stor grad konsentrere seg om denne innretningen i kommende år.

#### 4.3.2.3 Etterlevelse av arbeidsmiljøloven

Tilsynsvirksomheten under dette innsatsområdet har i 1991 særlig vært orientert mot forhold for entreprenøransatte i petroleumsvirksomheten. Aktivitetene har avdekket uheldige forhold som:

- manglende mål for helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet (HMS)
- mangelfull bedriftshelsetjeneste
- manglende arbeidsmiljøutvalg
- mangelfull opplæring i HMS-arbeid
- mangelfull kartlegging av sykefravær

I tilknytning til denne aktiviteten er det registrert at arbeidstakere i brønnserviceselskaper har en arbeidstid utover det som er normalt akseptert i petroleumsvirksomheten. I desember 1991 ble det derfor gitt pålegg til operatørene om å sikre at det blir etablert et system for å registrere arbeidstid for ledende eller særlig selvstendige arbeidstakere i brønnservicebransjen. Videre ble operatørene pålagt å sikre at de vurderinger som ligger til grunn for å klassifisere arbeidstakere som ledende eller særlig selvstendige, er i samsvar med de kriterier som fremkommer av Ot prp nr 41 1975-1976 om arbeidstid, oppsigelsesvern, arbeidstilsyn mv.

#### 4.3.2.4 Overgangsfasen fra prosjekt til drift

Tilsynsaktivitetene under dette innsatsområdet avdekker varierende kvalitet i erfaringstilbakeføring

mellom disse viktige faser i prosjektet. Involvering av driftspersonell i prosjektfasen er imidlertid et virkemiddel som blir brukt av operatørene. Tidspunktet for og graden av slik involvering varierer imidlertid en del. I forbindelse med implementering av det nye regelverket arbeider selskapene også på dette området med å finne en form som involverer arbeidstakersiden i tilstrekkelig grad i beslutningsprosessene.

#### 4.4 ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

En gjennomgående erfaring fra de totale tilsynsaktiviteter er at det i stor utstrekning er svakheter i selskapenes system for dokumentstyring og avviksbehandling. Etter hvert som ansvar for sikkerhet og kvalitetssikring bevisstgjøres i linjeorganisasjonen, viser det seg at linjeledere ikke alltid har den nødvendige kompetanse for å få disse prosessene til å fungere i praksis.

De organisatoriske enheter som skal føre tilsyn med selskapenes internkontrollaktiviteter, gis ikke alltid tilstrekkelige ressurser og organisasjonsmessig handlefrihet som skal til for å fylle den rollen de skal ha i henhold til regelverket.

Det er også en erfaring at respekten for vesentlig styrende dokumentasjon ikke er så høy som ønskelig.

#### 4.5 FAGLIG SAMARBEID I TILSYNET

Oljedirektoratet har også i 1991 gjort bruk av faglig bistand fra andre etater innenfor rammene av inngåtte bistandsavtaler.

Elektrisitetstilsynet ble 1.1.1991 skilt ut fra Norges Vassdrags- og Energiverk og overordnet myndighet flyttet fra Olje- og energidepartementet til Kommunaldepartementet.

Arbeidet med en bistands- og samarbeidsavtale som allerede var innledet, ble ferdigstilt og avtalen gjort gjeldende fra 1.5.1991. Samarbeidet med Elektrisitetstilsynet har hatt en positiv utvikling, spesielt når det gjelder felles regelverk innenfor elektrosektoren.

Den utbyggingsløsningen som er valgt for Trollfeltet innebærer at innretningene til havs vil knyttes opp mot et landbasert anlegg både når det gjelder prosessutstyr og kraftforsyning. Det er innledet et nært samarbeid med henholdsvis Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern og med Elektrisitetstilsynet for å samordne og fordele tilsynsansvaret for dette prosjektet.

#### 4.6 SAMARBEID MED ANDRE LANDS MYNDIGHETER

Det formelle samarbeidet med myndigheter i land som Norge har inngått traktater med om felles tilsyn med rørledninger mv, har forløpt tilfredsstillende i 1991.

Oljedirektoratet har i lang tid hatt et særlig nært samarbeid med britiske myndigheter. I 1991 er dette preget av at tilsynsansvaret for sikkerheten på britisk sokkel 1.4.1991 ble overført fra Department of

Energy til Health and Safety Executive (HSE) i samsvar med anbefalinger i den offentlige granskningsrapporten etter ulykken med Piper Alpha i 1988. Av samme grunn er britiske myndigheter i ferd med å foreta omlegginger i tilsynsordningen som fører til en høy grad av tilnærming mellom britisk og norsk tilsynsordning. I løpet av 1991 ble det etablert gode forbindelser med den nye britiske tilsynsmyndigheten. Det er etablert gjensidig formell kontakt mellom Oljedirektoratet og HSE for utveksling av informasjon om ulykker og nestenulykker.

I 1991 er det også innledet et nærmere samarbeid med den danske Energistyrelsen som er tilsynsmyndighet på dansk sokkel. Det er planlagt aktiviteter som vil styrke dette samarbeidet ytterligere i 1992.

#### **4.7 SYSTEM FOR RAPPORTERING OG OPPFØLGING AV ULYKKER**

Oljedirektoratet har i 1991 gjennomført systemrevisjoner rettet mot syv operatørselskaper og fem entreprenørselskaper der temaet var rapportering og oppfølging av ulykker, herunder tiltak for forebygging av ulykker. Revisjonene er utført med bakgrunn i en rekke problemer som direktoratet har erfart i forbindelse med rapportering og oppfølging av ulykker, nestenulykker, branner og gasslekkasjer.

Hovedintrykket fra revisjonene er at operatørenes systemer for rapportering og oppfølging av ulykker og faresituasjoner ikke er tilstrekkelig innarbeidet i deres kvalitetssikringssystem og at systemene ofte er mangelfulle med hensyn til beskrivelse av ansvarsforhold og rapporteringskriterier. Videre var det generelt mangelfulle kunnskaper hos ansvarlig personell om gjeldende regelverk og kriterier for rapportering av ulykker og nestenulykker.

Tiltak som blir satt i verk som følge av ulykker, er oftest rettet mot å fjerne farlige handlinger og farlige forhold på skadestedet. Etter Oljedirektoratets vurdering blir det i for liten grad brukt en systematisk tilnæringsmåte der alle relevante deler av organisasjonen tas i bruk for å fjerne de bakenforliggende årsaker til ulykker og nestenulykker.

#### **4.8 PERSONSKADER**

##### **4.8.1 Generelt**

Oljedirektoratet mottar rapporter og meldinger om personskader i forbindelse med oljevirkomheten. Rapportene blir fortløpende vurdert og informasjon fra disse blir lagt inn i Oljedirektoratets database. På grunnlag av meldinger om mer alvorlige hendelser, vurderer direktoratet om det er behov for umiddelbar oppfølging. I så fall vil direktoratets tilsyn med selskapets egen gransking av ulykken ofte foregå parallelt med politiets etterforskning. Tilsynet kan føre til pålegg rettet mot operatør- og/eller entreprenørselskap.

Som omtalt i kapittel 4.7 gjennomførte Oljedirektoratet i 1991 en gjennomgående tilsynsaktivitet mot flere operatør- og entreprenørselskaper rettet mot sys-

temene for rapportering og oppfølging av ulykker og faresituasjoner. Tilsynet avdekket blant annet mangelfull kjennskap til Oljedirektoratets rapporteringskriterier, noe som har ført til underrapportering. Enkelte operatører er derfor pålagt å etterrapportere personskader. En del av de etterrapporterte hendelsene vil derfor ikke komme med før i årsberetning for 1992. Tilsynet på dette området vil fortsette i 1992. Videre er det igangsatt et prosjektarbeid med sikte på å videreutvikle og forbedre Oljedirektoratets system for registrering, analyse og bruk av innrapporterte ulykker og faresituasjoner.

##### **4.8.2 Helikopterulykken på Ekofisk 2/4 S**

10.8.1991 havarerte et helikopter av typen Bell fra Helikopterservice på stigerørsinnretningen 2/4 S på Ekofisk. Hele mannskapet på tre omkom i ulykken. Ulykken inntraff da helikopteret i forbindelse med en løfteoperasjon kom i kontakt med flammearnet og styrtet ned på innretningen. Ulykken er under etterforskning av politiet og havarikkommisjonen for sivil luftfart. Ulykken inngår i Luftfartsverkets ulykkesstatistikk og er derfor ikke medtatt i Oljedirektoratets statistikk over forulykkede i petroleumsvirksomheten.

##### **4.8.3 Årsaksforhold i forbindelse med personskader**

På grunnlag av erfaring innhentet gjennom personskaderapporteringen for 1991 ser Oljedirektoratet behov for fortsatt å rette oppmerksomhet mot forhold som kan føre til ulykker og nestenulykker, spesielt:

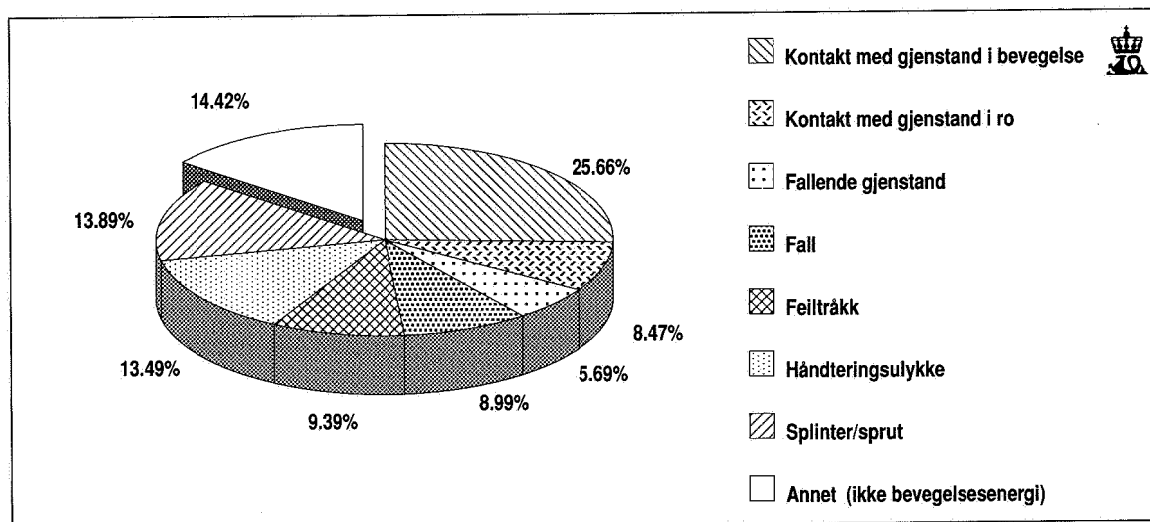
- arbeid på systemer som har stått under trykk,
- arbeid på systemer og utstyr med dårlig konstruksjonsmessig standard som medfører klem-, kutt-, støt-, fall- og slagskader,
- områder med sikkerhetsmessig dårlig planløsning eller organisering av arbeidet.

Oljedirektoratet vil fortsette dialogen med næringen om mulighetene for å redusere det vedvarende store antall ulykker der personellet kommer i kontakt med blant annet gjenstander og utstyr i bevegelse, fallende gjenstander, splinter, samt fallulykker, jf tabell 4.8.5.d. Oljedirektoratet har for oppfølgingsformål valgt å bruke fellesbetegnelsen bevegelsesenergi om disse skadene som fremdeles utgjør ca 85% av det totale skadeantall, jf figur 4.8.3. Av figuren fremgår det hvilke typer hendelser som inngår i begrepet bevegelsesenergi.

I 1990 begynte Oljedirektoratet med systematisk registrering av antall farlige handlinger og farlige forhold (symptomer) fra beskrivelsen om årsaksforholdene på rapporteringsskjemaene. Gjennom den løpende vurdering og analyse av personskadene i 1990 og 1991 er det fastslått at de største antall symptomer tilhører følgende kategorier:

- a) Uheldig arbeidsstilling i forhold til utstyr og verktøy,
- b) utilstrekkelig verneutstyr,

Fig. 4.8.3  
Ulykker som følge av mangelfull kontroll med bevegelsesenergi 1991



- c) glatte og ujevne overflater og dårlig orden,
- d) utstyr i dårlig stand eller utstyr brukt på feil måte,
- e) luftbårne partikler som forårsaker øyeskader,
- f) vanskelig atkomst til arbeidsstedet, og/eller dårlig utforming av utstyr eller arbeidsplass.

Ulykkestilfeller som skyldes at personer inntar uheldige arbeidsstillinger i forhold til utstyr og verktøy medfører ofte alvorlige konsekvenser i form av blant annet klemskader, fall, kontakt med fallende gjenstander eller gjenstander i horisontal bevegelse. Oljedirektoratet har merket seg at kategori (a) kan identifiseres i beskrivelsene av de fleste hendelsene med alvorlige personskader eller med store skadepotensialer. De bakenforliggende årsaksforhold til slike hendelser kan grovt deles inn i:

- Tilrettelegging av arbeidsplass og arbeidet som utføres: Utstyr og/eller komponenter kan være slik plassert at personellet «tvinges til» å innta uheldige arbeidsstillinger for å utføre arbeidet. Ofte må personellet også bevege seg i faresoner fordi selve organiseringen av arbeidet ikke er god nok, eller på grunn av utstyrs- eller verktøybegrensninger.
- Individuelle forhold: Enkelte personer kan mangle de nødvendige forutsetninger for å utføre det arbeidet de er satt til. For eksempel kan mangelfulle kunnskaper om risikoforhold føre til at det inntas uheldige arbeidsstillinger. Selv om arbeidsgivers opplysningsplikt om risikoforhold er ivare tatt, kan det likevel føre til at personellet utsetter seg for risiko på grunn av dårlige holdninger til sikkerhet.

#### 4.8.4 Nestenulykker

Gjennom forskning i Norge og i utlandet er det fastslått at antallet nestenulykker alltid vil være langt

større enn antallet ulykker. Det lave tallet på 78 innrapporterte nestenulykker i 1990 skyldes delvis at Oljedirektoratet bare har krevd innrapportert alvorlige nestenulykker. Direktoratet har i 1991 imidlertid oppfordret til også å rapportere nestenulykker som har stor informasjonsverdi. Dette har medført en økning i rapporteringen av nestenulykker til 172 i 1991. Ettersom behovet for informasjon i forbindelse med forebygging av ulykker er stort, vil Oljedirektoratet arbeide videre for å fremme innrapporteringen av nestenulykker. Direktoratet har for øvrig registrert en positiv utvikling hos operatørselskapene med hensyn til rapportering, registrering og oppfølging av nestenulykker.

#### 4.8.5 Personskader i forbindelse med produksjonsvirksomhet

Det er rapportert om 574 personskader i forbindelse med produksjon av olje og gass i 1991. Det har ikke inntruffet dødsulykker i forbindelse med produksjonsvirksomhet. Antall personskader er 6 større enn i 1990. Antall årsverk var 13811 i 1991 mot 12315 i 1990. Ulykkesfrekvensen har følgelig gått ned fra 46,1 skader per 1000 årsverk i 1990 til 41,6 i 1991.

#### Tabeller og figurer – produksjonsinnretninger

Personskader skal innrapporteres til Oljedirektoratet etter kriteriene «Arbeidsfravær inn i neste 12 timers skift» og/eller «Medisinsk behandling».

Fritidsskader er ikke medregnet i tabellene. I 1990 ble det innmeldt 29 slike skader og etterrapportert 6, dvs det var totalt 35 fritidsskader i 1990. Antall innrapporterte fritidsskader i 1991 var 25, det vil si en reduksjon på 10 skader.

Tabell 4.8.5.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i perioden 1976 – 1991 i produksjonsvirksomhet inkludert den flytt-

**Tabell 4.8.5.a**  
**Skadde/døde per 1000 årsverk (1976–91). Produksjonsinnretninger.**

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80.9	2	0.76
1977	8146948	1852	4399	282	64.1	2	0.45
1978	14932296	1752	8523	624	73.2	6	0.70
1979	14986608	1752	8554	575	67.2	0	0.00
1980	12237720	1752	6985	451	64.6	0	0.00
1981	15612072	1752	8911	415	46.6	0	0.00
1982	14790384	1752	8442	526	62.3	0	0.00
1983	11473848	1752	6549	334	51.0	0	0.00
1984	14643216	1752	8358	491	58.7	1	0.12
1985	15014640	1752	8570	599	69.9	1	0.12
1986	17108280	1752	9765	606	62.1	0	0.00
1987	22169458	1612	13753	832	60.5	0	0.00
1988	19878727	1612	12332	637	51.7	0	0.00
1989	19935637	1612	12367	596	48.2	1	0.08
1990	19852093	1612	12315	568	46.1	1	0.08
1991	22263572	1612	13811	574	41.6	0	0.00
Totalt/snitt	247921815		146267	8323	56.9	14	0.10

bare produksjonsinnretningen «Petrojarl 1». Fra og med 1987 er timetallet per årsverk redusert fra 1752 til 1612. Den totale skadefrekvens for 1990 er korrigert fra 45,6 til 46,1 som følge av etterrapportering og etterkontroll av databasen. Personskadetallet er av samme grunn gått opp fra 562 til 568.

Skadefrekvensen for 1991 er beregnet til 41,6 skader per 1000 årsverk. Dette tilsvarer en skadefrekvens på 25,8 per million arbeidstimer.

Figur 4.8.5.a viser utviklingen i personskadefrekvens for perioden 1979 – 1991.

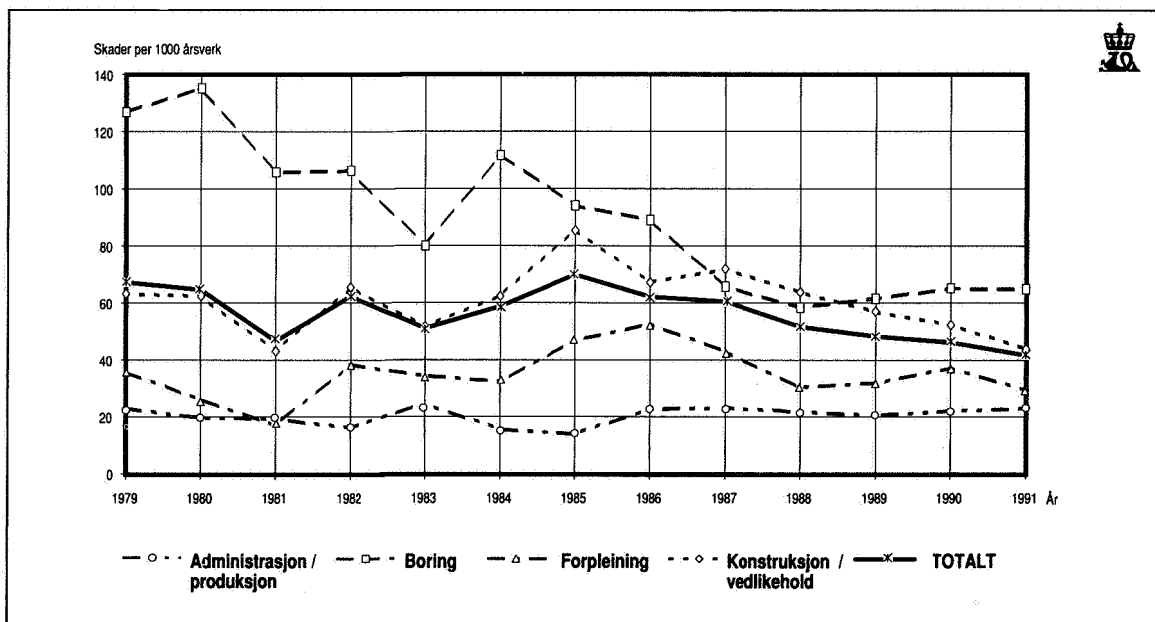
Tabell 4.8.5.b viser fordelingen av skadefrekvens for de ulike hovedaktivitetene i perioden 1979 –

1991. Oversikten viser en klar reduksjon i ulykkesfrekvensen over tid for funksjonen boring, men med utflating de siste 2 år. Innen konstruksjon og vedlikehold har ulykkesfrekvensen vist nedgang de siste 4 år. Ulykkesfrekvensen totalt viser en jevn nedgang siden 1985.

Funksjonen administrasjon/produksjon har siden 1980 hatt en stabil ulykkesfrekvens.

Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene sto i 1990 for 50,9 % av arbeidet og 57,7 % av skadene. Andelen av arbeidet for denne funksjonen er i 1991 gått opp til 53,5%, mens andelen av skadene er sunket til 56,4%.

**Fig. 4.8.5.a**  
**Personskader i perioden 1979–91. Produksjonsinnretninger.**



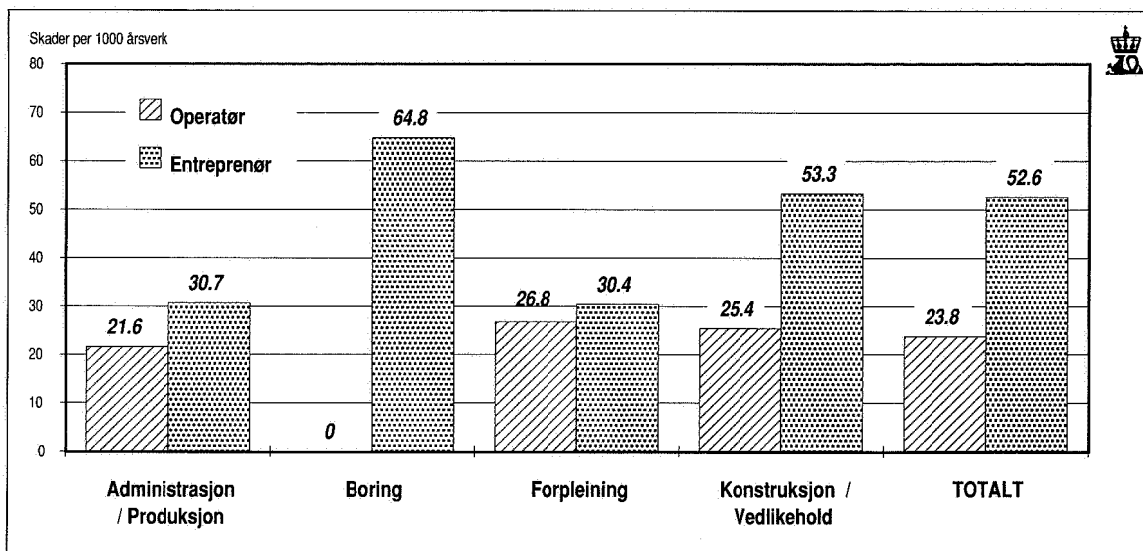
**Tabell 4.8.5.b**  
**Antall skadde per 1000 årsverk fordelt på funksjon (1976–91). Produksjonsinnretninger**

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Administrasjon / produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	2295	2440	2393	2759	2790
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	34	53	53	49	61	64
	Skader/1000 årsverk	22.8	19.6	19.2	16.1	24.5	15.5	13.9	22.6	23.1	21.7	20.5	22.1	22.9
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	103	110	131	132	145
	Skader/1000 årsverk	126.8	135.2	105.6	106.3	80.0	111.8	93.9	89.0	65.7	58.4	61.6	65.1	64.8
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	1167	1091	1227	1264	1400
	Skader	18	10	7	21	18	22	32	45	50	33	39	47	41
	Skader/1000 årsverk	35.5	26.1	17.0	38.3	34.3	32.3	46.7	52.6	42.8	30.2	31.8	37.2	29.3
Konstruksjon / vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	8724	6919	6619	6265	7382
	Skader	346	270	270	347	183	296	414	405	626	441	377	328	324
	Skader/1000 årsverk	63.1	62.3	43.1	65.5	51.7	62.5	85.4	67.2	71.8	63.7	57.0	52.4	43.9
TOTALT	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	13753	12333	12367	12315	13811
	Skader	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	596	568	574
	Skader/1000 årsverk	67.2	64.6	46.6	62.3	51.0	58.7	69.9	62.1	60.5	51.7	48.2	46.1	41.6

**Tabell 4.8.5.c**  
**Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte. Produksjonsinnretninger**

FUNKSJON		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	
Administrasjon / produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	2259	2366	Operatør
	Skader	80	213	603	454	294	500	424	Entreprenør
	Skader/1000 årsverk	19	34	44	47	43	49	51	o
		4	0	9	6	6	12	13	e
Boring	Årsverk	12.1	26.3	26.0	23.7	20.5	21.7	21.6	o
	Skader	50.0	0.0	14.9	13.2	20.4	24.0	30.7	e
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	0	0	0	0	o (operatør)
		1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239	e (entreprenør)
Forpleining	Årsverk	0	0	0	0	0	0	0	o
	Skader	130	122	103	110	131	132	145	e
	Skader/1000 årsverk	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	o
		93.9	89.0	65.7	58.4	61.6	65.1	64.8	e
Konstruksjon / vedlikehold	Årsverk	0	39	94	209	340	396	447	o (operatør)
	Skader	685	817	1073	882	888	868	953	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	0	5	5	4	3	13	12	o
		32	40	45	29	36	34	29	e
TOTALT	Årsverk	0.0	128.2	53.2	19.1	8.8	32.8	26.8	o
	Skader	46.7	49.0	41.9	32.9	40.5	39.2	30.4	e
	Skader/1000 årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	2364	2482	o (operatør)
		3301	3969	6283	4520	4237	3901	4900	e (entreprenør)
TOTALT	Årsverk	61	51	49	50	70	61	63	o
	Skader	353	354	577	391	307	267	261	e
	Skader/1000 årsverk	39.5	24.7	20.1	20.8	29.4	25.8	25.4	o
		106.9	89.2	91.8	86.5	72.5	68.4	53.3	e
TOTALT	Årsverk	3119	3395	4227	4593	4820	5019	5295	o (operatør)
	Skader	5450	6370	9526	7739	7547	7296	8516	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	80	90	98	101	116	123	126	o
		519	516	734	536	480	445	448	e
TOTALT	Skader/1000 årsverk	25.6	26.5	23.2	22.0	24.1	24.5	23.8	o
		95.2	81.0	77.1	69.3	63.6	61.0	52.6	e

**Fig. 4.8.5.b**  
**Skadefrekvens 1991. Operatør- og entreprenøransatte. Produksjonsinnretninger.**



Tabell 4.8.5.c viser fordelingen av skader og årsverk fordelt på operatør- og entreprenøransatte i perioden 1986–1991. I 1990 bidro entreprenørselskapene med 59,2 % av de totale arbeidstimerne på produksjonsinnretningene mens 78,3 % av skadene skjedde innen denne gruppen. I 1991 økte entreprenørselskapenes arbeidstimeandel til 61,7 %, mens andelen skader gikk litt ned til 78 %. Misforholdet mellom andel i arbeidstimer og andel i antall ulykker ble dermed redusert fra 19,1 % til 16,3 % for både entreprenører og operatører.

Figur 4.8.5.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte innen de forskjellige hovedfunksjoner.

Tabell 4.8.5.d-g viser fordelingen av personskader innenfor de ulike variabler.

Tabell 4.8.5.h viser fordelingen av personskadene etter antatt alvorlighetsgrad. En skade defineres her som alvorlig dersom den har eller sannsynligvis vil resultere i varig mén (f eks amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baseres kun på den informasjon som skaderapporten gir.

#### 4.8.6 Personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger

Det har ikke vært personskade med dødelig utgang for kategorien flyttbare innretninger i 1991.

Rapporteringen for de flyttbare innretningene for lete- og produksjonsboring foregår etter de samme kriterier som for produksjonsaktivitet. I oversikten er kun tatt med de personskadene som har inntruffet mens innretningen var i petroleumsvirksomhet, det vil si i boreposisjon. Det er innmeldt 159 skader i 1991 mot 139 i 1990. Skadetallet for 1990 er korrigert fra 133 til 139 på grunn av etterrapportering. Skadefrekvensen målt i antall personskader per 1000 årsverk (som for produksjonsinnretninger) var 52,5 i 1991 mot 51,8 i 1990. Dette er en liten økning fra året før. Oljedirektoratet har hatt problemer med å få innrapportert et nøyaktig antall arbeidstimer på flyttbare innretninger. En har derfor målt det timetall som er rapportert fra operatørene opp mot opplysninger om antall riggdøgn i Oljedirektoratets databaser. Det var godt samsvar mellom tallene for 1991, antagelig på grunn av en tett oppfølging fra direktoratets side. Det er imidlertid grunn til å tro at det er større usikkerhet omkring timetallene som er rapportert i 1990 og 1989, og en vil derfor foreta etterkontroll på dette området.

**Tabell 4.8.5.d**  
**Arbeidsulykker 1990-91. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Yrke**

Skadehendelse	Yrke																	TOTALT	%	ÅR		
	Administrasjon	Boredekksarbeider	Borer	Elektriker	Kokk	Forpleining	Hjelpearbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ motormann	Operatør	Platearbeider/ isolatør	Flørlegger	Servicekniker	Stillasbygger	Sveiser				Tårnmann	Andre/ uspesifisert
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	2	16	1	10	3	5	14	3	2	3	11	6	7	6	5	6	2	3	0	105	18.5	90
	5	21	5	3	3	4	29	1	1	6	11	3	7	8	4	8	6	5	0	130	22.6	91
Brann	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	4	0.7	90
	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	4	0.7	91
Fall til lavere nivå	0	3	1	3	0	2	1	1	0	2	4	3	5	2	0	0	1	1	0	29	5.1	90
	0	1	1	1	1	2	7	0	0	2	1	2	2	1	3	2	1	0	0	27	4.7	91
Fall til samme nivå	2	0	1	4	2	7	10	2	0	1	0	2	1	1	3	1	3	2	1	43	7.6	90
	4	1	0	0	0	1	6	1	0	1	1	2	2	0	1	2	1	0	0	23	4.0	91
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1	0	2	3	0	5	4	1	0	4	3	6	3	3	2	5	1	1	1	45	7.9	90
	3	1	1	1	1	2	12	3	1	4	5	3	3	2	5	4	0	0	0	51	8.9	91
Fallende gjenstander	1	4	1	1	0	0	5	1	0	1	2	0	2	0	2	10	1	0	0	31	5.5	90
	1	4	0	1	0	1	9	1	0	7	1	1	1	1	4	3	1	0	1	37	6.4	91
Annen kontakt med gjenstand i ro	2	2	0	2	1	2	4	3	2	5	6	3	2	2	3	4	2	0	0	45	7.9	90
	4	0	1	5	0	3	6	2	0	5	5	2	6	2	2	4	3	3	0	53	9.2	91
Håndteringsulykker	6	6	1	5	4	3	15	2	0	3	7	1	8	7	5	5	4	2	0	84	14.8	90
	2	6	0	4	4	6	10	3	0	2	12	4	4	4	5	3	4	1	0	74	12.9	91
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	0	0	0	0	0	2	6	0	0	1	1	2	3	0	1	0	3	0	0	19	3.3	90
	1	1	0	2	0	3	2	0	0	3	1	1	3	2	0	2	2	1	0	24	4.2	91
Overbelastning av kroppsdeler	2	2	0	5	0	3	5	1	0	3	5	3	1	0	4	6	1	2	1	44	7.7	90
	7	2	2	0	2	2	10	4	0	2	3	6	3	3	0	2	0	0	1	49	8.5	91
Splinter, sprut	1	6	0	2	0	1	8	3	0	15	7	7	18	15	2	5	17	1	1	109	19.2	90
	1	5	1	1	0	2	11	0	0	6	6	0	7	12	7	3	33	0	0	95	16.6	91
Elektrisk strøm	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0.5	90
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	91
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1.1	90
	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	7	1.2	91
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.2	90
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	91
Total	17	40	7	37	14	32	73	17	4	38	46	34	51	36	27	42	37	12	4	568	100	90
	28	43	11	18	13	28	102	15	2	38	46	25	38	37	31	34	52	10	3	574	100	91
%	3.0	7.0	1.2	6.5	2.5	5.6	12.9	3.0	0.7	6.7	8.1	6.0	9.0	6.3	4.8	7.4	6.5	2.1	0.7	100.0		90
	4.9	7.5	1.9	3.1	2.3	4.9	17.8	2.6	0.3	6.6	8.0	4.4	6.6	6.4	5.4	5.9	9.1	1.7	0.5	100.0		91



**Tabell 4.8.5.e**  
**Arbeidsulykker 1990–91. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Skadet legemsdel**

Skadet legemsdel													
Skadehendelse	Øye	Rygg	Arm / skulder	Hode / ansikt	Tann	Hofte / bein	Hånd / finger	Mage / bryst	Tå / fot	Annet	TOTALT	%	AR
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	2 2	3 1	2 3	10 16	12 8	4 11	54 69	3 4	15 16	0 0	105 130	18.5 22.6	90 91
Brann	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1	4	0.7	90
Eksplisjon ol	0	0	1	2	0	0	0	0	0	1	4	0.7	91
Fall til lavere nivå	0 0	6 9	5 3	1 1	1 1	3 3	4 4	4 1	4 4	1 1	29 27	5.1 4.7	90 91
Fall til samme nivå	0 0	5 3	6 4	4 3	2 1	8 5	7 3	2 3	8 0	1 1	43 23	7.6 4.0	90 91
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	3 4	0 4	0 2	1 2	6 4	2 1	1 1	32 33	0 0	45 51	7.9 8.9	90 91
Fallende gjenstander	0 0	0 2	4 4	6 2	1 3	2 6	7 8	0 0	11 12	0 0	31 37	5.5 6.4	90 91
Annen kontakt med gjenstand i ro	1 0	3 5	1 6	11 11	4 6	9 8	14 13	1 1	1 3	0 0	45 53	7.9 9.2	90 91
Håndteringsulykker	2 2	0 0	1 2	3 6	4 7	7 2	65 53	1 0	1 2	0 0	84 74	14.8 12.9	90 91
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	12 12	0 0	0 1	0 1	0 0	0 1	1 2	0 0	1 0	5 7	19 24	3.3 4.2	90 91
Overbelastning av kroppsdel	0 0	12 22	10 5	0 0	9 7	3 5	4 5	4 3	1 2	1 0	44 49	7.7 8.5	90 91
Splinter, sprut	94 85	1 0	2 0	3 4	2 0	2 0	2 3	1 1	2 2	0 0	109 95	19.2 16.6	90 91
Elektrisk strøm	1 0	1 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	3 0	0.5 0.0	90 91
Ekstreme temperaturer	0 0	0 0	0 3	1 0	0 0	0 0	2 2	0 0	3 2	0 0	6 7	1.1 1.2	90 91
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0.2 0.0	90 91
<b>Total</b>	112 101	34 46	32 36	40 48	36 35	44 45	165 163	17 14	79 76	9 10	568 574	100.0 100.0	90 91
<b>%</b>	19.7 17.6	6.0 8.0	5.6 6.3	7.0 8.4	6.3 6.1	7.7 7.8	29.0 28.4	3.0 2.4	13.9 13.2	1.6 1.7	100.0 100.0		90 91

**Tabell 4.8.5.f**  
**Arbeidsulykker 1990–91. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Medvirkende faktor**

Medvirkende faktor	Annen maskinnretning	Boretenger	Elektrisk utrustning	Håndverktøy, maskiner, redskap	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme og ventilasjon	Løfte-/transport-anordninger	Material, gods og emballasje	Annet	TOTALT	%	AR
Skadehendelse													
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	8 7	4 7	1 1	26 35	27 16	0 0	1 0	30 40	8 23	0 1	105 130	18.5 22.6	90 91
Brann	0	0	1	2	0	1	0	0	0	0	4	0.7	90
Eksplisjon ol	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	4	0.7	91
Fall til lavere nivå	0 1	0 1	0 1	1 3	23 18	0 0	1 0	3 2	1 1	0 0	29 27	5.1 4.7	90 91
Fall til samme nivå	0 0	0 0	0 0	1 2	31 17	0 0	0 0	4 1	4 3	3 0	43 23	7.6 4.0	90 91
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 0	0 0	4 5	29 33	0 0	1 0	0 6	10 7	1 0	45 51	7.9 8.9	90 91
Fallende gjenstander	1 4	0 0	2 2	4 11	4 6	0 0	0 0	5 2	15 12	0 0	31 37	5.5 6.4	90 91
Annen kontakt med gjenstand i ro	2 4	0 0	2 1	9 10	22 30	0 0	0 0	5 3	5 5	0 0	45 53	7.9 9.2	90 91
Håndteringsulykker	0 1	3 2	0 0	60 61	5 3	0 0	0 0	2 1	14 5	0 1	84 74	14.8 12.9	90 91
Kontakt med kjemisk fysiske forbind.	1 0	0 0	0 2	11 16	0 0	5 5	0 0	0 0	2 1	0 0	19 24	3.3 4.2	90 91
Overbelastning av kroppsdeler	3 2	0 1	1 1	4 5	13 17	0 0	0 0	4 8	15 14	4 1	44 49	7.7 8.5	90 91
Splinter, sprut	2 2	0 0	1 0	66 60	2 4	8 13	8 2	2 0	17 12	3 2	109 95	19.2 16.6	90 91
Elektrisk strøm	0 0	0 0	1 0	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0.0 0.0	91 91
Ekstreme temperaturer	1 1	0 0	0 0	1 3	0 0	2 3	1 0	0 0	1 0	0 0	6 7	1.1 1.2	90 91
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	1 0	0.2 0.0	90 91
Total	18 22	7 11	9 8	191 214	156 145	16 21	12 2	56 63	92 83	11 5	568 574	100.0 100.0	90 91
%	3.2 3.8	1.2 1.9	1.6 1.4	33.6 37.3	27.5 25.3	2.8 3.7	2.1 0.3	9.9 11.0	16.2 14.5	1.9 0.9	100.0 100.0		90 91

**Tabell 4.8.5.g**  
**Arbeidsulykker 1990–91. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Yrke**

Skadehendelse	Yrke	Administrasjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrument- tekniker	Kranfører	Malers / sandblåser	Mekaniker / motormann	Operatør	Platearbeider/ isolatør	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre / uspesifisert	TOTALT	%
Annen kontakt med gjenstander, maskin del i bevegelse		32	247	31	58	57	314	23	15	40	108	39	64	70	52	79	39	86	3	1357	18.8
Brann Eksplosjon ol		0	1	0	3	0	7	0	0	1	2	2	2	4	0	0	3	0	0	25	0.3
Fall til lavere nivå		14	26	11	39	15	96	19	10	44	43	23	33	37	19	29	32	19	3	512	7.1
Fall til samme nivå		32	24	6	52	46	113	20	8	38	36	32	41	58	26	65	39	12	8	656	9.1
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk		25	17	6	58	33	93	20	12	45	34	41	33	55	26	56	51	14	8	627	8.7
Fallende gjenstander		9	38	9	9	7	66	6	1	14	30	5	34	34	19	53	20	5	2	361	5.0
Annen kontakt med gjenstand i ro		18	18	4	40	30	71	23	6	54	45	17	62	42	20	57	31	9	4	551	7.6
Håndteringsulykker		21	80	8	70	89	174	26	6	41	136	39	102	105	41	72	75	26	3	1114	15.5
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.		5	15	0	14	30	57	8	2	92	16	20	22	23	15	8	22	8	0	357	5.0
Overbelastning av kroppsdel		22	39	7	42	24	110	9	7	40	46	33	30	57	20	66	24	18	4	598	8.3
Splinter, sprut		12	24	6	27	12	77	5	1	105	56	23	118	131	17	23	215	5	3	860	11.9
Elektrisk strøm		0	2	0	27	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	0	36	0.5
Ekstreme temperaturer		1	0	0	2	38	5	1	0	0	4	5	6	9	1	3	14	0	1	90	1.2
Fall i sjøen		0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	4	0.1
Annet		4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	2	4	0	0	56	0.8
<b>TOTALT</b>		195	534	88	446	384	1196	162	71	518	561	282	554	631	256	513	571	202	40	7204	100
%		2.7	7.4	1.2	6.2	5.3	16.6	2.2	1.0	7.2	7.8	3.9	7.7	8.8	3.6	7.1	7.9	2.8	0.6	100.0	

**Tabell 4.8.5.h**  
**Fordeling av skader etter alvorlighetsgrad. Produksjonsinnretninger**

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	TOTALT
DØD						1	1				1	1		4
ALVORLIG	75	33	18	48	12	26	19	24	31	12	28	22	22	370
MINDRE ALV	363	309	287	360	235	345	517	559	777	610	566	545	551	6024
USPESIFISERT	137	109	110	118	87	119	62	23	24	15	1		1	806
<b>TOTALT</b>	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	596	568	574	7204

**Tabeller og figurer – flyttbare innretninger**

Tabell 4.8.6.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i perioden 1989 – 1991 i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger.

Figur 4.8.6.a viser skadefrekvens i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger fordelt på hovedfunksjoner.

Tabell 4.8.6.b viser fordelingen av skadehendelsene for de ulike yrker.

Tabell 4.8.6.c viser skadehendelsene fordelt på medvirkende faktor.

**4.8.7 Utvikling av skadefrekvensen på produksjonsinnretninger.**

Det har vært en klar nedgang i ulykkesfrekvensen for funksjonen forpleining siste år. Det har også vært nedgang i ulykkesfrekvensen for konstruksjon og vedlikehold. For boring er ulykkesfrekvensen noenlunde lik forrige år. For funksjonen administrasjon/produksjon har det vært en svak oppgang. Totalt for hovedfunksjonene har det vært en nedgang i ulykkesfrekvensene på de faste innretningene.

Totalt for produksjonsinnretninger er ulykkesfrekvensen 41,6. Dette er den laveste ulykkesfrekvensen en har hatt siden statistikkføringen begynte i 1976. På grunn av den omtalte underrapportering antar imidlertid direktoratet at frekvensen ligger noe høyere.

Til tross for enkelte begrensninger i rapporteringssystemet, mener direktoratet at de statistiske oversikter gir et riktig bilde av personskadeutviklingen i petroleumsvirksomheten. På denne bakgrunn konkluderer Oljedirektoratet med at det er grunnlag for å si at utviklingen fortsatt går i en positiv retning.

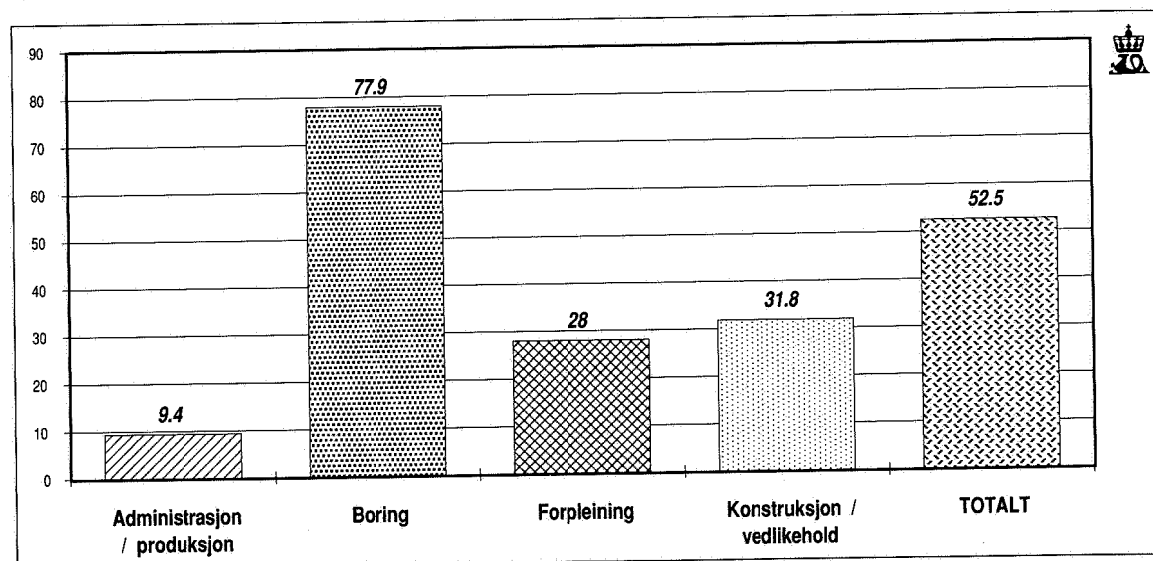
**4.9 ARBEIDSMILJØ****4.9.1 Forhold for entreprenøransatte**

Oljedirektoratet gjennomførte i 1991 systemrevisjoner mot syv operatørselskaper og ti entreprenørselskaper med fokus på entreprenøransattes arbeidsmiljø. Revisjonene har hovedsakelig rettet seg mot brønnserviceselskap.

Revisjonene har satt søkelys på følgende problemområder:

**Tabell 4.8.6.a****Skadde/døde per 1000 årsverk (1989–91) i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger.**

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1989	3584740	1612	2224	87	39.1	2	0.90
1990	4328907	1612	2685	139	51.8	1	0.37
1991	4878152	1612	3026	159	52.5	0	0.00
Totalt/snitt	12791799		7935	385	48.5	3	0.38

**Fig. 4.8.6.a****Skadefrekvens 1991 i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger. Fordelt på hovedfunksjonene.**

**Tabell 4.8.6.b**  
**Arbeidsulykker 1990-91 i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger. Skadehendelse/Yrke**

Yrke																			
Skadehendelse	Administrasjon	Boredekksarbeider	Borer	Elektriker	Kokk	Forpleining	Hjelparbeider	Krantører	Maler / Sandblåser	Mekaniker / motormann	Operatør	Platearbeider/ isolatør	Service teknikker	Sveiser	Tårnmann	Andre / uspesifisert	TOTALT	%	ÅR
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	13 28	2 4	0 0	0 0	2 0	12 15	1 1	0 0	0 0	1 0	0 0	5 4	1 1	4 3	0 2	41 58	29.5 36.5	90 91
Fall til lavere nivå	0 0	0 2	1 1	0 0	0 0	1 1	0 2	1 0	0 0	0 0	0 0	0 1	3 1	0 0	0 1	0 0	6 9	4.3 5.7	90 91
Fall til samme nivå	0 0	2 1	0 0	0 1	0 0	0 0	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	1 0	1 0	4 5	2.9 3.1	90 91
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 1	2 3	1 2	1 0	0 1	0 0	6 2	1 0	0 0	1 1	0 0	0 0	0 3	0 0	2 1	1 0	15 14	10.8 8.8	90 91
Fallende gjenstander	0 0	4 4	1 0	0 0	0 0	0 0	3 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	9 6	6.5 3.8	90 91
Annen kontakt med gjenstand i ro	0 0	5 2	2 2	0 0	0 1	2 0	3 1	0 0	0 0	1 1	0 0	0 0	1 2	1 0	0 1	0 0	15 10	10.8 6.3	90 91
Håndteringsulykker	1 1	4 11	0 2	0 1	0 0	0 2	2 0	0 1	0 0	2 1	0 0	0 0	3 3	1 1	2 2	0 0	15 25	10.8 15.7	90 91
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	0 1	1 4	1 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	2 0	1 1	0 1	5 8	3.6 5.0	90 91
Overbelastning av kroppsdel	2 1	5 3	1 1	0 0	1 0	1 0	2 4	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	1 2	0 0	0 1	0 0	14 12	10.1 7.5	90 91
Splinter, sprut	0 0	5 2	0 1	0 1	0 0	0 0	0 3	0 0	0 1	1 1	0 0	0 0	1 0	3 0	3 0	1 0	14 9	10.1 5.7	90 91
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0.7 0.0	90 91
Ekstreme temperaturer	0 0	0 1	0 0	0 0	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 3	0.0 1.9	90 91
Total	3 4	41 61	9 13	1 3	1 3	6 5	28 31	3 2	0 1	5 4	2 0	0 1	15 16	8 2	14 10	3 3	139 159	100 100	90 91
%	2.2 2.9	29.5 38.4	6.5 8.2	0.7 1.9	0.7 1.9	4.3 3.1	20.1 19.5	2.2 1.3	0.0 0.6	3.6 2.5	1.4 0.0	0.0 0.6	10.8 10.1	5.8 1.3	10.1 6.3	2.2 1.9	100.0 100.0		90 91

- kriterier for valg av entreprenørselskap
- ansvars- og kommunikasjonsforhold mellom operatør- og entreprenørselskap i forbindelse med ivaretagelse av regelverkskrav
- entreprenøransattes arbeidsmiljø, med vekt på yrkeshygiene, ergonomi, personellkvalifikasjoner og organisatoriske forhold, herunder arbeidstid.

Revisjonene har avdekket at operatørene i stor grad spesifiserer krav til entreprenører innen området sikkerhet, men sjeldnere for forhold som helseovervåking, personellkvalifikasjoner, arbeidsmiljøkartlegging, verneombudsapparat og arbeidsmiljøutvalg.

Det er også blitt avdekket uklarerheter mellom operatør- og entreprenørselskap om hvem som har ansvaret for kartlegging av arbeidsmiljø, tiltak for bedring av arbeidsmiljø, helseovervåking av personell, kontroll av timelister, etc.

Faglige vurderinger og informasjon til arbeidstakerne om helsefare ved bruk av kjemiske produkter, er gjennomgående mangelfull.

Tiltak for å redusere støyproblemene i sementeringsenheter har vært lite påaktet.

Ergonomiske forhold for brønnservicepersonell er lite tilfredsstillende og synes ikke å ha vært viet tilstrekkelig oppmerksomhet. Tunge løft, liten plass, tidspress, kulde og trekk samt utstyrets utforming har medført belastningslidelser og sykefravær.

Tabell 4.8.6.c

Arbeidsulykker 1990-91 i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger. Skadehendelse/Medvirkende faktor

Skadehendelse	Annen maskininnretning	Boretninger	Elektrisk utrustning	Håndverktøy, maskiner, redskap	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Kjemiske, fysiske biologiske, faktorer.	Løfte-/transport-anordninger	Material, gods og emballasje	Annet	TOTALT	%	ÅR
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	5 1	3 4	0 0	6 14	6 3	0 0	17 30	4 5	0 1	41 58	29.5 36.5	90 91
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	0 0	1 0	4 6	0 0	1 3	0 0	0 0	6 9	4.3 5.7	90 91
Fall til samme nivå	0 0	0 0	0 0	1 0	2 4	0 0	1 0	0 1	0 0	4 5	2.9 3.1	90 91
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1 0	0 0	0 0	0 2	8 9	1 0	2 0	3 3	0 0	15 14	10.8 8.8	90 91
Fallende gjenstander	0 0	1 1	0 0	1 1	0 1	0 0	4 2	3 1	0 0	9 6	6.5 3.8	90 91
Annen kontakt med gjenstand i ro	1 2	1 1	0 0	1 0	6 7	0 0	3 0	3 0	0 0	15 10	10.8 6.3	90 91
Håndteringsulykker	0 1	2 1	0 0	6 18	0 2	0 0	4 2	3 1	0 0	15 25	10.8 15.7	90 91
Kontakt med kjemisk fysiske forbind.	0 0	0 0	0 0	4 4	0 1	1 1	0 1	0 1	0 0	5 8	3.6 5.0	90 91
Overbelastning av kroppsdeler	1 0	2 0	0 0	2 1	2 1	0 0	2 5	4 3	1 2	14 12	10.1 7.5	90 91
Splinter, sprut	0 0	0 0	0 0	8 4	1 0	0 2	0 0	5 2	0 1	14 9	10.1 5.7	90 91
Elektrisk strøm	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0.7 0.0	90 91
Ekstreme temperaturer	0 1	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 3	0.0 1.9	90 91
Total	8 5	9 7	1 0	30 45	29 34	2 3	34 43	25 18	1 4	139 159	100.0 100.0	90 91
%	5.8 3.1	6.5 4.4	0.7 0.0	21.6 28.3	20.9 21.4	1.4 1.9	24.5 27.0	18.0 11.3	0.7 2.5	100.0 100.0		90 91

Brønnservicepersonell utgjør som regel så få på hver innretning at de ikke har eget verneombud. Det har vist seg at det områdeansvarlige verneombud fra boreentreprenør eller fra operatørselskap ofte ikke er klar over sitt ansvar for entreprenørpersonell, med den konsekvens at brønnservicepersonell faller utenfor verneombudsapparatet. Det er også et problem at verneombudet ikke alltid har den nødvendige kompetanse til å ivareta arbeidsmiljøforhold for brønnservicepersonell.

Oljedirektoratets revisjoner avdekket mange brudd på arbeidstidsbestemmelsene. Det er registrert tilfeller hvor brønnserviceoperatører har arbeidet i opp til 24 timer uten arbeidsfri periode. Hos enkelte operatører er det ikke uvanlig at arbeids-

takere som oppgis å inneha en ledende eller særlig selvstendig stilling, arbeider utover 16 timer uten kvalifisert hvile. Det er avdekket store forskjeller mellom selskapene når det gjelder å definere hvilket personell som har ledende eller særlig selvstendig stilling.

Arbeidstakere som ofte har lange arbeidsøkter uten tilstrekkelig hvile, innebærer en trussel mot sikkerheten. Oljedirektoratet anser det ikke forsvarlig at personell som arbeider med brønner under trykk, trykktesting, eksplosiver, radioaktive kilder, kjemikalier o.l., har en arbeidstid utover det som er normalt akseptert i virksomheten. Arbeidsmiljølovens bestemmelser om arbeidstid i petroleumsvirksomheten bør etter Oljedirektoratets vurdering også være

normen for arbeidstakere innen brønnservice med ledende eller særlig selvstendig stilling.

#### 4.9.2 Bemanning av innretninger

Bemannings størrelse og sammensetning avgjøres av forhold som type og omfang av aktivitetene på innretningene, valg av tekniske løsninger, innretningens alder, personellet kvalifikasjoner, organisering og ledelse. Vurderinger av bemanningsforhold må derfor basere seg på detaljert kjennskap til de enkelte innretningene.

I 1991 har Oljedirektoratet spesielt fulgt opp Elfs planer om bemanningsreduksjoner i forbindelse med nedtrapping av aktivitetsnivå på DP2 og Phillips' planer om en rekke effektiviseringstiltak på innretninger i Ekofisk-området.

#### 4.9.3 Innkvartering

##### Boligkvarter – flotell

Det har gjennom året vært et stort innkvarteringsbehov på Ekofisk på grunn av det høye aktivitetsnivået, særlig knyttet til arbeidet med oppgradering av Ekofisk-tanken. I februar leide Phillips inn flotellet «Safe Lancia» som har 358 sengeplasser, og knyttet det til feltsenteret med broforbindelse. I forhold til det planlagte aktivitetsnivå hadde Phillips behov for ytterligere 200–300 sengeplasser, og leide derfor også inn den oppjekkbare innretning «Rigmar 301», som har 336 sengeplasser. Denne innretningen er under oppgradering og det er blant annet bygget en ny boligmodul med 256 sengeplasser. Oppgraderingen tok lenger tid enn forutsatt og søknad om samtykke til bruk ble fremmet for Oljedirektoratet først i desember. Søknaden omfatter bruk i tre år med mulighet for forlengelse. Phillips vurderer mer permanente løsninger for å øke innkvarteringskapasiteten på Ekofisk.

Oseberg C som ble tatt i bruk i 1991, er utrustet med boligkvarter for 122 personer. Flotellet «Polyconfidence» er knyttet til Oseberg feltsenter. Oljedirektoratet har videre gitt samtykke til bruk av den flyttbare innretningen «Borgila Dolphin» som skal fungere som støttfartøy og flotell i en treårsperiode.

##### Eldre innretninger

Ettersom produksjonen avtar og inntjeningen reduseres, vurderer flere operatører muligheten av å avmanne og fjernstyre eldre innretninger. Phillips har fremmet søknad om fjernstyring av Vest Ekofisk (2/4 D), og vil i så fall gjøre boligkvarteret om til nødkvarter for vedlikeholdspersonell som er forutsatt å pendle og bare være om bord på dagtid.

Elf har foretatt en bemanningsreduksjon på DP2 og i den forbindelse er deler av boligkvarteret blitt avstengt og øvrige funksjoner tilpasset den reduserte bemanningen.

Boligkvarteret på Edda-innretningen tilfredsstiller ikke regelverkets krav. I 1986 fikk Statoil samtykke til utbygging av Tommeliten feltet og til at undervannsinnetning ble tilknyttet Edda, hvor Phillips er operatør. Oljedirektoratet innvilget da fravik

fra midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg mv frem til utgangen av 1991. Direktoratet har meddelt Phillips at fraviket ikke vil bli forlenget og at boligkvarteret på Edda må oppgraderes i samsvar med forskriftene.

Statoil har fått samtykke til konstruksjon av ny bolig- og kontormodul på Staffjord C. Disse kommer i tillegg til eksisterende fasiliteter og vil bli installert i 1992.

#### Fjernstyrte innretninger

Det er i perioden gitt samtykke til fabrikkasjon av Embla-innretningen. Phillips er operatør for den ubemannede innretningen som skal fjernstyres fra Eldfisk 2/7 FTP og vedlikeholdes av et mannskap som skal pendle. Embla har et nødkvarter med mulighet for at 12 personer kan overnatte dersom værforholdene gjør det umulig å forlate plattformen. Direktoratet regner med at flere felt vil bli utbygget på lignende måter i fremtiden.

#### 4.10 BEREDSKAP

##### 4.10.1 Konsept for helikoptervirksomheten på norsk kontinentalsokkel

I 1989 fremla Luftfartsverket et konsept for den luftoperative virksomhet i norsk del av Nordsjøen.

Konseptet inneholdt en del anbefalinger blant annet om formalisering av flygerinformasjonstjenesten til helikopterpilotene. Dette innebærer at det personellet som veileder og gir opplysning til helikopterpilotene, gis opplæring med avsluttende prøve og at sertifikat utstedes på samme måte som for personell som har ansvar for flygerinformasjonstjeneste på landstasjoner.

Flygerinformasjonstjeneste (Helicopter Flight Information Service – HFIS) er etablert i områdene Ekofisk, Gullfaks og Oseberg for å dekke sørlige og midtre del av norsk sokkel.

Flere av anbefalingene i det luftoperative konsept av 1989 er gjennomført eller i ferd med å bli iverksatt. I 1991 ble det imidlertid igangsatt en revisjon av konseptet for ytterligere å trygge helikopterflygingen, med horisont inn i år 2000. Det reviderte konsept vil blant annet søke å forbedre navigasjonstjenesten, alarmeringstjenesten og helikopterrutiner på dekk. Konseptet ventes å foreligge i slutten av 1992.

##### 4.10.2 Fjerning av mann-overbord-båter

Elf søkte i 1991 Oljedirektoratet om fravik fra regelverkets krav om å ha hurtiggående mann-overbord-båter på innretningene Frigg og Heimdal. I stedet ønsket selskapet å oppgradere beredskapen for mann-overbord-situasjoner på beredskapsfartøyene.

Denne saken har fått en omfattende behandling i direktoratet. Særlig ble det vurdert hvorvidt det kunne aksepteres å ha alle ressurser for mann-overbord på ett sted (dvs beredskapsfartøyet).

Oljedirektoratet fant ikke å kunne innvilge søknaden. Elf klaget avgjørelsen til Kommunaldepartementet, som imidlertid avsto klagen.

#### 4.10.3 Beredskap på Eldfisk 2/7 A & FTP

Oljedirektoratet gjennomførte tilsyn blant annet rettet mot beredskapsforhold på disse innretningene på forsommeren 1991. Det ble påpekt en rekke forhold av en karakter som var såvidt graverende at operatøren besluttet å stenge ned virksomheten for en kortere periode.

Rapporten etter tilsynet medførte en rekke aktiviteter i Phillips, både rettet mot de nevnte innretningene og mot selskapets generelle oppfølging av beredskapen på sine innretninger.

#### 4.10.4 Helikopterdekket på Ekofisk-tanken

Phillips og Oljedirektoratet har i lengre tid drøftet risikoen ved bruk av helikopterdekket på Ekofisk-tanken (2/4 T). Dette dekket er utstyrt med én av de to hangarene som finnes på Ekofisk feltcenter.

Hangaren har vært nødvendig for blant annet vedlikehold av ett av de to shuttle/SAR-helikopterene på Ekofisk-feltet. Det andre helikopteret benytter hangaren på boliginnretningen 2/4 H.

For å fjerne flest mulig risikofaktorer på 2/4 T har Phillips bestemt at all flyging på helikopterdekket på 2/4 T skal opphøre med virkning fra 1.11.1991.

Phillips har gjort avtale med Amoco om å benytte helidekket og hangaren på Valhall inntil et annet helidekk med hangar er tilgjengelig på Ekofisk.

#### 4.10.5 Sagas boring på 2/4-16 – beredskapsforhold

Revisjonen etter uhellet med boreinnretningen «Treasure Saga» på lokasjon 2/4-16 avdekket en rekke mangler ved Sagas styrende dokumenter og bruken av disse.

På beredskapssiden er det tre forhold som skiller seg ut:

- etterlevelse av OLFs retningslinjer for sikkerhets- og beredskapsopplæring
- gjennomføring og bruk av beredskapsøvelser
- intern varsling på innretningen

#### 4.10.6 Bruk av utenlandsk innretning på norsk sokkel uten «Letter of Compliance»

Mobil valgte den britisk registrerte boreinnretningen «Sovereign Explorer» til å bore to brønner på blokkene 35/11 og 33/9.

Operatørselskapene har ved bruk av utenlandsk registrerte flyttbare innretninger på norsk sokkel tidligere oftest benyttet «Letter of Compliance», utstedt av norsk sjøfartsmyndighet, som grunnlag for å evaluere innretningen i forhold til norsk maritim regelverk. I dette tilfelle valgte riggeieren å bruke Det norske Veritas som konsulent for å gjøre denne evalueringen.

Mobil forsikret seg gjennom sitt kvalitetssikrings-system at innretningen møtte de krav som settes til flyttbare innretninger i virksomhet på norsk sokkel.

Oljedirektoratets erfaring med slik fremgangsmåte er meget god.

#### 4.10.7 Øvelser

Også i 1991 har Oljedirektoratet deltatt i en rekke beredskapsøvelser i samarbeide med de enkelte operatørselskaper og større nasjonale og internasjonale beredskapsøvelser. De enkelte operatørselskaper avvikler gjerne én større øvelse årlig. Oljedirektoratet spiller da sin rolle i direktoratets egen beredskapssentral. Disse øvelsene gir grunnlag for intern trening i Oljedirektoratet samtidig som de gir godt innsyn i operatørselskapenes beredskapsstatus.

Større nasjonale og internasjonale årlige øvelser som Oljedirektoratet deltar i, er øvelsene «Sosex» og «Bright Eye». Øvelse «Sosex» omfatter mobilisering av det statlige aksjonsutvalg (AKU) hvor Oljedirektoratet inngår. Øvelse «Bright Eye» er en internasjonal søk- og redningsøvelse (SAR) med fullt engasjement fra nordsjølandenes redningsorganisasjoner. Disse øvelsene omfatter også SAR-innsats mot oljevirkosomheten.

Disse store øvelsene gir verdifull informasjon om de totale ressurser og kapabiliteten for disse.

#### 4.10.8 Personellkvalifikasjoner

Det har i lengre tid vært et generelt krav i regelverket til særskilte kvalifikasjoner for alt personell som er tiltenkt spesielle oppgaver i en beredskapssituasjon.

På faste innretninger har Oljeindustriens Landsforenings (OLF) retningslinjer for sikkerhets- og beredskapsopplæring i lengre tid vært en anerkjent norm for denne type opplæring.

Oljedirektoratet har vært opptatt av at tilsvarende opplæring for personell på flyttbare innretninger blir oppgradert. I løpet av 1991 ble OLF og Norges Rederiforbund enige om en ny fagplan for opplæringen. Denne fagplanen forutsetter både grunnleggende opplæring og repetisjonskurs for denne type opplæring hvert fjerde år. Oljedirektoratet ser svært positivt på denne utviklingen.

#### 4.11 BORING

Oljedirektoratets aktiviteter knyttet til boring og brønnteknologi har i 1991 vært preget av den sterke teknologiske utvikling som foregår på området. Denne utviklingen er drevet av det store ulykkespotensialet som er knyttet til boring og brønnaktiviteter, av den stadig økende globale miljøsatsing, og av at aktiviteten på norsk sokkel i tiden fremover vil bevege seg mot områder som krever forbedret teknologi og metoder.

##### 4.11.1 Leteboring i nordområdene

Det er i 1991 boret tre undersøkelseshull i Barentshavet. To flyttbare boreinnretninger er benyttet, «Polar Pioneer» og «Sonat Arcade Frontier». Sistnevnte måtte innebygge utstyret for produksjonstesting før innretningen ble tillatt benyttet i dette området. Det er ikke erfart spesielle problemer i forhold til det ytre miljø.



#### 4.11.2 Høytrykksbrønner

Med bakgrunn dels i den utvikling som gjør seg gjeldende for fremtidige feltutbygginger, og dels i enkelte kritiske operasjonelle hendelser i de senere år, har Oljedirektoratet rettet særlig oppmerksomhet i retning av følgende faglige aktiviteter innen boring og brønnteknologi:

- effekter av de relativt små kick-marginer det opereres med i høytrykksbrønner
- virkninger og konsekvenser av høyt trykk
- virkninger og konsekvenser av høy temperatur

Videre har problemene som oppstod under boringen av brønn 2/4-16, som blant annet medførte at borestrengen ble kuttet på grunn av gassutstrømning, ført til at Oljedirektoratet satte inn betydelige ressurser mht oppfølgingen av denne hendelsen.

Denne oppfølgingen skulle på et bredest mulig grunnlag finne frem til de forskjellige faktorer som førte til denne situasjonen. Spesielt viktig var det å få belyst hendelsesforløp, årsaksforhold og mulige konsekvenser for fremtidige boreaktiviteter.

#### 4.11.3 Horisontalbrønner

De foregående års utvikling i retning av økende antall høyavviksbrønner er ytterligere forsterket i 1991. Som det fremgår av tabell 4.11.3, er antallet høyavviksbrønner økt betydelig, likeledes den andel av brønnene som har så stort avvik at de kan defineres som horisontale.

Brønner med høyt avvik eller som er horisontale, gir et betydelig bidrag til økonomien i en rekke feltutbygginger ved at én innretning blir i stand til å drenere et større område. Det er de siste årene gjort betydelige teknologiske fremskritt på dette området, og det er grunn til å tro at den utviklingen som tabellen viser, vil fortsette i årene fremover.

Tabell 4.11.3

Antall brønner med maksimal vinkel 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

#### 4.11.4 Boring på store havdyp

Det forventes tildeling av blokker med meget store havdyp (1 000-2 000 meter) i løpet av 1990-årene (Vøringplataet). Boring på havdyp ned mot 2 000 meter er på yttergrensen av det mulige med dagens teknologi.

Oljedirektoratet har vært opptatt av å kartlegge

de borerelaterte problemstillinger forbundet med denne type operasjoner i god tid før slik tildeling finner sted, slik at behovet for eventuelle tilpasninger av regelverket kan bli vurdert.

#### 4.11.5 Undervanns produksjonssystemer

Det vil i årene fremover bli foretatt en rekke feltutbygginger som vil gjøre bruk av undervanns produksjonssystemer. Oljedirektoratet har sett det som viktig å utrede de tekniske og sikkerhetsmessige spørsmål omkring denne teknologien best mulig, som underlag for regelverksutvikling og tilsynsaktiviteter innen området.

For løsninger som innebærer bruk av strekkstagninnetninger (TLP), vil det være nødvendig med studier for å kunne belyse de sikkerhetsmessige sider ved «tie-back-systemer». I første omgang vil det være aktuelt å vurdere mulige svakheter mellom produksjonstreet som er plassert på innretningen og brønnhodet som står plassert på havbunnen (mudline). Videre vil det være behov for inngående studier knyttet til bruken av fleksible slanger som skal brukes til disse formål.

Et viktig mål for disse studiene vil være å få belyst risikoen for at brudd skal kunne oppstå, og å finne frem til de mest optimale back-up-systemer for å redusere eventuelle skadevirkninger mest mulig.

#### 4.11.6 Reinjeksjon av borekaks

Som et resultat av en økende miljøbevissthet blant aktørene på norsk sokkel og skjerpede myndighetskrav, har næringen gått aktivt inn for å utvikle metoder som kan løse problemet med oljeholdig borekaks. Hittil er borekaks blitt dumpet på havbunnen rundt innretningene.

Flere operatørselskap har gjennomført forsøk med å tilbakeføre borekaks til brønnen, og resultatene er så gode at det kan kalles et gjennombrudd for denne teknologien.

Metoden går ut på at borekaks som bringes opp fra boringen, blir finmalt for så å bli reinjisert i en egnet brønn. Selve injeksjonen finner sted i ringrommet mellom to av brønnens foringsrør via brønnhodet som står plassert på innretningen det bores fra.

Ved boring av en vanlig brønn kan det dannes ca 500 tonn oljeholdig borekaks. Etter 1.1.1993 vil kravene til rensing av oljeholdig borekaks bli så strenge at alternativet i praksis vil være å transportere det til egnede deponeringssteder i land. I tillegg til høye kostnader med lagring, lasting og transport, er det også åpenbare miljøproblemer forbundet med slik lagring på land.

Det er derfor grunn til å tro at metoden med reinjisering av oljeholdig borekaks vil finne stor anvendelse i årene fremover.

#### 4.11.7 Boredatabasen - DDRS

Etter hvert som datamengden øker og det vinnes erfaring med bruken av denne, har Oljedirektoratet stadig økende nytteverdi av boredatabasen DDRS.

Oljedirektoratet har mottatt en rekke forespørsler fra operatører, entreprenørselskaper og forskningsinstitusjoner angående data fra DDRS. I den grad det har vært mulig, har Oljedirektoratet bidratt med tilgjengelig informasjon.

Figurene 4.11.7.a og b viser aktivitetsnivået med tidsfordeling for henholdsvis produksjons- og leteboring i 1991, basert på data fra boredatabasen.

#### 4.12 NATURDATA

Innsamling av naturdata (strøm, bølger, vind osv) fra Ekofisk, Frigg, Statfjord og den flyttbare innretningen «Polar Pioneer» har forløpt tilfredsstillende i 1991. Det har vært enkelte problemer med å oppnå den ønskede datamengde fra måleutstyret på «Deepsea Bergen» og «Ross Rig». Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt har Oljedirekto-

Fig. 4.11.7.a  
Daglig borerapportering 1991

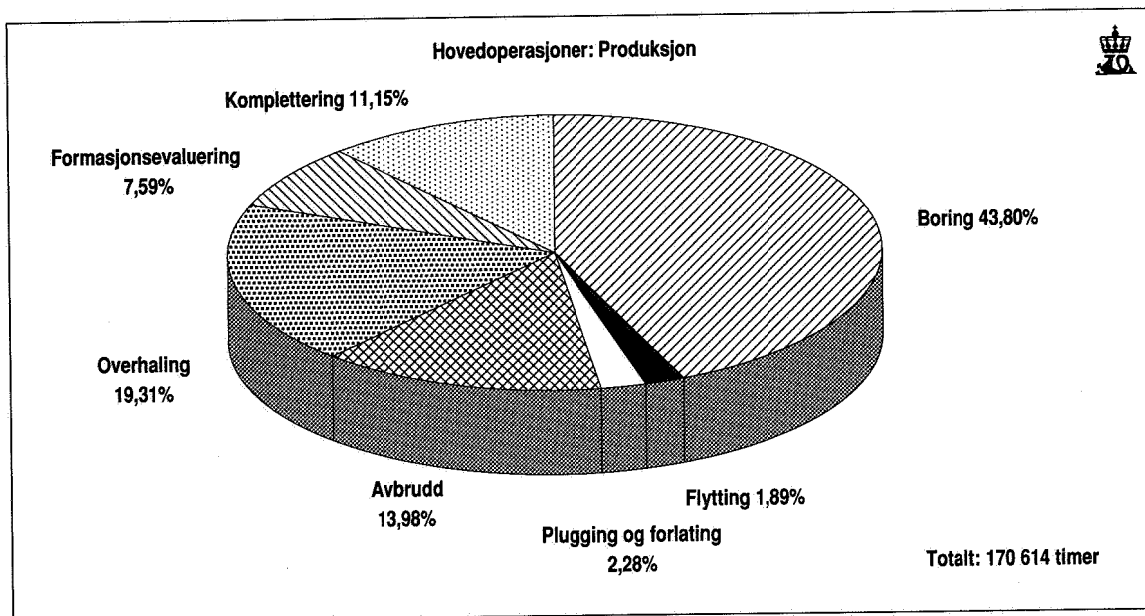
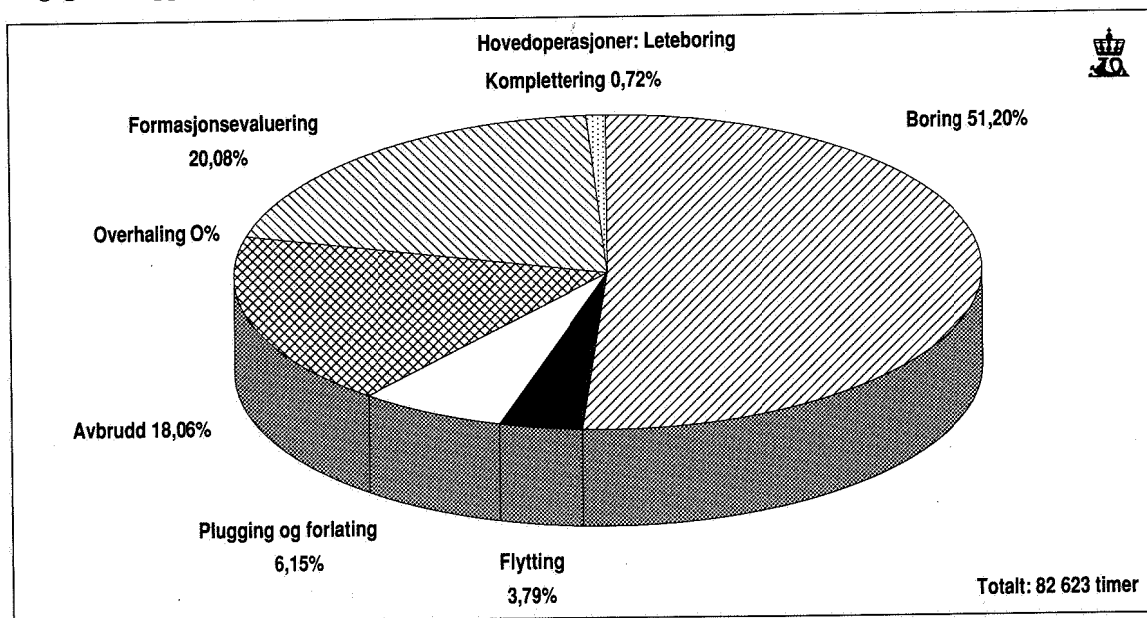


Fig. 4.11.7.b  
Daglig borerapportering 1991



ratet ført tilsyn med innsamlingen på disse innretningene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar til å heve kvaliteten på dette tilsynet.

Det har i 1991 vært gjort videre forberedelser til å få startet naturdatainnsamling fra Draugen-feltet når innretningen blir installert. Det er videre gitt pålegg til Conoco om å foreta naturdatainnsamling på Heidrun. Det vil da bli seks faste målestasjoner på sokkelen.

Oljedirektoratet har også i 1991 samlet inn naturdata i Barentshavet (Nordkappbanken), på Vøring-plataet og fra værskipet «Polarfront». De to siste årene har Kystvaktens skip vært benyttet der dette har vært mulig til utsetting og overhaling av utstyr. I 1991 er det utført fire tokt med hjelp av Kystvakten, en ordning som innebærer en økonomisk besparelse. Naturdataprojektet hadde i 1991 en total ramme på rundt 5,9 millioner kroner. Det er samlet inn data om bølgehøyde, bølgeretning, strømhastighet, strømretning og meteorologi. Måleprogrammet er gjennomført av Oceanor etter oppdrag fra Oljedirektoratet.

#### 4.13 STRUKTURER OG RØRLEDNINGER

##### 4.13.1 Innsynkingen av havbunnen i Ekofisk-området

Innsynkingen av havbunnen omkring Ekofisk-senteret og Vest Ekofisk har pågått siden slutten av syttitallet. Årsakene til innsynkingen er en kombinasjon av svak reservoarbergart og trykkfall i reservoaret som følge av utvinningen av gass og olje og utilstrekkelig trykkvedlikehold.

I første halvdel av åttiårene var innsynkingsraten for Ekofisk-senteret ca 0,5 meter per år. Mot slutten av åttitallet sank raten til omtrent det halve for så å øke til 0,35 meter per år i 1990 og 1991. Tilsammen har Ekofisk feltsenter sunket 5,2 meter. For 2/4 A og B og Vest Ekofisk 2/4 D er innsynkingsraten noe mindre. Disse innretningene har sunket mellom 2,6 og 2,9 meter.

Det var ventet at innsynkingsraten ville avta etter hvert som reservoaret ble trykket sammen. Økningen i innsynkingsraten i 1990–91 tyder på at årsakene er flere og er vanskelige å forklare ved hjelp av enkle modeller.

Innsynkingen har ført til at avstanden mellom dekkonstruksjonene og høyden på en 100-årsbølge er blitt redusert. Innretningene på feltsenteret ble jekket opp i 1987 for å opprettholde nødvendig høyde. For innretningene 2/4 A, B og D vurderer Phillips tiltak for å kompensere for den reduserte frie høyden. I mellomtiden er det iverksatt spesielle prosedyrer for stenging av produksjonen ved varsel om ekstreme værforhold.

For å overvåke innsynkingen har Phillips benyttet tre typer målinger: trykkmålinger, satellittmålinger og direkte målinger av innretningenes høyde i forhold til havflaten.

I tillegg har Phillips utført analyser av naturlastene, basert blant annet på ti års målinger. Resulta-

tene vil danne grunnlaget for fremtidige prosjekterings- og bruksvilkår for innretninger i Ekofisk-området.

Phillips har lagt ned omfattende arbeid i analyser av målinger og metodevalg for målinger for å få en best mulig oversikt over innsynkingsproblematikken.

##### 4.13.2 Sprekkdannelse i flammearn

Det ble i 1991 oppdaget flere sprekker i flammearnet på Statfjord B. På bakgrunn av dette og tidligere observasjoner fant Oljedirektoratet det nødvendig å foreta en vurdering av om regelverket er tilfredsstillende på dette området.

Sprekkene finnes oppe og nede på stagene, noe som indikerer at stagene må ha beveget seg på tvers av vindretningen. Sprekkene må ha blitt dannet ved at vindvirvler har fått enkelte staver og større rammer i flammearnene til å svinge i resonans. På Heimdal og Statfjord A er det tidligere foretatt visuelle observasjoner av deler av flammearnene som har vært utsatt for vibrasjon. Samlet har disse forhold gitt et godt grunnlag for å fastslå årsakssammenhengen.

Resultatet av vurderingene er at Oljedirektoratet har funnet DIN 4133 bedre egnet som henvisning i Forskrift om bærende konstruksjoner, og vil ta ut den tidligere henvisningen.

##### 4.13.3 Stormskader

De siste ti årene er det gjort stormskader på de faste innretningene flere ganger. Særlig har det gått ut over Ekofisk-området. Store skader inntraff i november 1981, januar 1984 og februar 1988, mens de hittil største skadene inntraff i desember 1990. Årsaken til at Ekofisk er særlig rammet, er kombinasjonen av eldre innretninger, spesielle bølgetyper som er karakteristisk for området («freak waves»), og reservoarinnsynking som har redusert den frie dekkshøyden.

Det er registrert et stort antall sprekker i sekundærstagene på stålunderstellene, særlig konsentrert om skvalpesonen, hvor bølgebelastningene i uvær er størst. Det har vist seg å være størst antall skader på oversiden av stagene. Disse skadene inntreffer når bølgene er på vei ned og slår ned på underliggende stag. Sprekkene anses imidlertid ikke å ha umiddelbare sikkerhetsmessige konsekvenser.

##### 4.13.4 Kollisjoner

I 1991 er det rapportert om to kollisjoner mellom fartøyer og konstruksjoner. I det ene tilfellet kolliderte et fartøy med understellet på Gyda-innretningen. I det andre tilfellet kolliderte en tanker med lastebøyen på Gullfaks. I tillegg falt et helikopter ned på Ekofisk 2/4-S, men uten å gjøre skade på konstruksjonene.

De siste ti årene er det registrert 13 kollisjoner mellom konstruksjoner og fartøyer. Kollisjonshypotheten er omlag to per 100 driftsår. I tillegg er det registrert en god del bulker på understellene som

tyder på at det kan ha vært flere ikke-rapporterte kollisjoner. Tre av de registrerte kollisjonene er mellom tankere og lastebøyer. Det synes derfor ikke å være noen forskjell mellom små og store skip når det gjelder kollisjonsfrekvens. Dette underbygger Oljedirektoratets oppfatning om at dersom fartøyer skal tillates å komme innenfor en innretnings sikkerhetsone, må det ved dimensjoneringen regnes med at kollisjon kan inntreffe.

#### 4.13.5 Internasjonal standardisering

I 1990 ble det i regi av Norges Byggstandardiseringsråd opprettet en komité som skulle oppdatere Norsk Standard NS3479 om laster på konstruksjoner. Oljedirektoratet har vært representert i komitéen. Etter at arbeidet ble igangsatt, ble det også startet arbeid med en europeisk standard (EC) på området. Etter det har arbeidet i komitéen bestått i å være norsk høringsinstans for EC-standard.

I 1991 opprettet NVS norske referansekomitéer for en ny ISO-standard om «Offshore structures», «Pipeline Transportation System for the Petroleum and Natural Gas Industries» og «Line Pipe». Oljedirektoratet har vært representert i komitéene som har hatt sine første møter 1991.

#### 4.13.6 CODAM – system for rapportering av skader og avvik på strukturer og rørledninger

CODAM er en database for skader og avvik på strukturer og rørledningssystemer. Det er utarbeidet standardiserte skjema for rapportering, og operatørene kan velge om de vil rapportere skriftlig eller bruke et spesifisert format for overføring av data, avhengig av rapporteringsmengden. Oljedirektoratet håper på denne måten å forenkle rapporteringsrutinene. Det er Oljedirektoratets mål at operatører og industrien forøvrig skal kunne dra nytte av de systematiserte erfaringsdata som kan hentes ut av databasen.

CODAM har eksistert siden 1982, men gjennomgår nå en omfattende omstrukturering hvor også tegninger blir integrert med kobling til skader. CODAM vil ventelig være fullt operativ i 1992.

#### 4.13.7 Konstruksjonsstål

Utviklingen innen stålfremstilling har ført til at de typer som nå benyttes til bærende konstruksjoner, har en meget god sveisbarhet, samtidig som mekaniske egenskaper og spesielt bruddseighet er gode. Utviklingen gjenspeiles i driftsfasen ved at det oppstår få og ubetydelige feil som kan tilskrives stålmaterialet. Etter Oljedirektoratets oppfatning har norsk offshoreindustri vært en viktig pådriver med hensyn til å utvikle stål kvaliteter som i dag benyttes i konstruksjonene.

Interessen for å ta i bruk høyfast stål i hele eller deler av bærende konstruksjoner er også jevnt økende. For tiden ser det ut som om det er stål med fasthet opptil 500 MPa som gir best resultat.

Oljedirektoratet følger utviklingen og de erfaringer som gjøres på det materialtekniske området,

blant annet gjennom oppfølging av utbyggingsprosjekter og deltakelse i forskningsprosjekter og standardiseringskomitéer.

#### 4.13.8 Havariet av Sleipner A-understellet

Den 23.8.1991 sank betongunderstellet til Sleipner A under en senkeoperasjon for testformål i Gandsfjorden. Selv om ulykken skjedde svært fort, ble ingen mennesker skadet.

Statoil etablerte umiddelbart en granskningsgruppe, som ble satt sammen av personell i Statoil som ikke hadde vært tilknyttet Sleipnerprosjektet. Representanter fra Norsk Hydro, Elf og Esso deltok i gruppen på vegne av partnerne. Oljedirektoratet hadde observatørstatus i gruppen.

Granskningsgruppens mandat var å finne årsaken(e) til at betongunderstellet sank samt å gi de nødvendige anbefalinger i forbindelse med beslutningen om å bygge et nytt understell.

#### Funn på havbunnen

Så snart det var praktisk mulig, ble det satt igang søk etter vrakdelene med en ubemannet ubåt. Sannsynligvis ble betongcellene knust av vanntrykket mens konstruksjonen sank. Deretter har understellet truffet bunnen med stor hastighet, med den følge at betongunderstellet ble brukket opp i et stort antall deler som ble spredd over et stort område. I tillegg er det et opptil 20 meter tykt slamlag på bunnen, slik at alle vrakdelene heller ikke var synlige. Basert på funnene på bunnen var det derfor ikke mulig å si noe om årsaken.

#### Årsaksforholdet

Fra vitneforklaringene er granskningsgruppen kommet til at lekkasjen har oppstått i betongveggen mellom tricelle T-23 og celle D-3. En tricelle er betegnelsen på hulrommet som dannes av tre tilstøtende sirkulære celler. Det videre arbeidet ble konsentrert om å analysere konstruksjonenes styrke i dette området.

Analysen førte til følgende hovedkonklusjoner:

- Resultater fra globalanalysen er feil og har ført til at de aktuelle områder er underdimensjonert,
- armeringen er uheldig og tildels feil detaljert,
- knutepunktet er dimensjonert som en fortsettelse av veggen mellom cellene, og ikke som et opplegg.

Granskningsgruppen er kommet til at alle konstruksjoner i det aktuelle området burde kunne ha vært utført riktig første gang. Feilene som likevel var begått, burde imidlertid vært avdekket ved selskapenes interne kontrollrutiner før byggearbeidene startet. Granskningsgruppen har gjennomgått de interne styringssystemene i prosjektet, for å vurdere hvordan feilene har kunnet passere. Det er gjort en rekke funn, hvorav de viktigste kan oppsummeres som følger:

- erfaringsoverføring fra tidligere prosjekt var utilstrekkelig ivaretatt,
- kravene til verifikasjon i kontrakten mellom NC og Statoil ble avvekke med samtykke fra Statoil,
- den verifikasjon Statoil fikk utført, burde vært mer omfattende og grundigere utført,
- effekten av en betydelig revisjonsvirksomhet internt og mot NC har vært liten.

Det pågår en utvikling i retning av at stadig mer av konstruksjonsarbeidet utføres ved hjelp av dataprogram. Disse er ofte utformet slik at resultatene vanskelig lar seg verifisere. På Sleipner A var denne utviklingen ført svært langt.

#### Konklusjoner og anbefalinger

Granskningsgruppen konkluderte med at den ikke vil ha noen betenkeligheter med å anbefale at et nytt understell til Sleipner A bygges i betong, forutsatt at anbefalingene fra granskningsgruppen blir fulgt.

Oljedirektoratet har på bakgrunn av ulykken og granskningsgruppens konklusjoner planlagt tilsynsaktiviteter som i 1992 vil bli gjennomført mot operatører som vil bruke betongkonstruksjoner i sine feltutbygginger, for å se til at erfaringene fra ulykken blir nyttiggjort i prosjektene. Erfaringer fra granskningen av Sleipner-ulykken har også ført til at direktoratet planlegger tilsynsaktiviteter rettet mot internkontrollens rolle, ansvar og organisatoriske plassering hos operatørselskapene.

Erfaringene fra ulykken har videre ført til justeringer i veiledning om betongkonstruksjoner til forskrift om bærende konstruksjoner, som vil bli fastsatt tidlig i 1992.

#### 4.14 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANN-TILLØP

Som omtalt i kapittel 4.7 har Oljedirektoratet i 1991 gjennomført en systemrevisjon rettet mot oljeselskapenes system for rapportering av ulykker.

Revisjonen viste at det er store forskjeller mellom operatørselskapene med hensyn til hvilke kriterier som legges til grunn for rapportering av gasslekkasjer og branner til Oljedirektoratet.

Ensartede rutiner og kriterier for rapportering er av betydning for at Oljedirektoratet skal kunne bruke slike data på en systematisk måte i tilsynsvirksomhet og regelverksarbeid. Oljedirektoratet finner derfor dagens praksis uheldig og har innledet et

samarbeid med Oljeindustriens Landsforening med sikte på å utvikle ens rapporteringsrutiner og -kriterier for hele næringen.

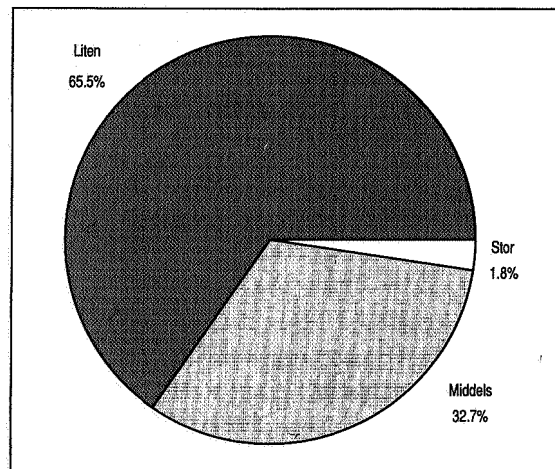
##### 4.14.1 Gasslekkasjer

Det er i løpet av året rapportert 55 gasslekkasjer på faste og flyttbare innretninger. Dette er syv flere enn i 1990.

Figur 4.14.1.a viser fordelingen av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad. Inndelingen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av hendelsesforløpet og av den faren gasslekkasjen innebar. Figuren illustrerer at størsteparten av gasslekkasjene er mindre lekkasjer som hurtig er blitt brakt under kontroll.

Fig. 4.14.1.a

Fordeling av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad



Tabell 4.14.1 viser hvor stor andel av gasslekkasjene som ble detektert av gassdeteksjonssystemene.

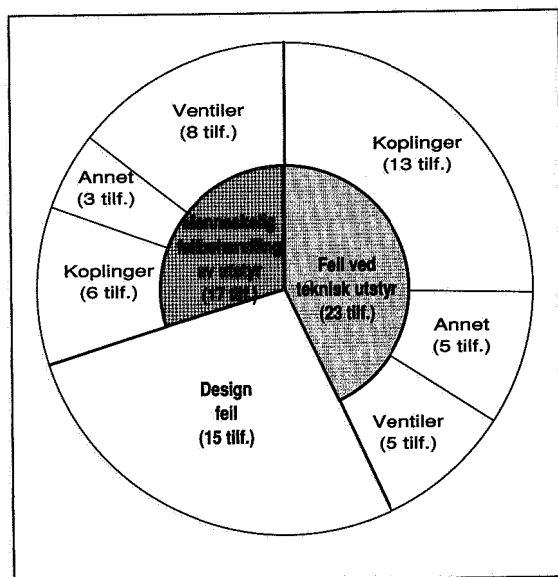
Figur 4.14.1.b gir en antydning om årsak til gasslekkasjene. Årsaken til en gasslekkasje består ofte av flere sammenfallende forhold. Inndelingen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av årsaksforholdene. Menneskelig feilhandling er én av årsaksgruppene under kategorien operasjonelle feil. En menneskelig feilhandling har flere bakenforlig-

Tabell 4.14.1  
Gasslekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall totalt	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20 %	60 %
Liten	36	11	9	2
Middels	18	9	3	6
Stor	1	0	0	0

(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

**Fig. 4.14.1.b**  
Årsak til gasslekkasjer



gende årsaker, som dårlig tilrettelegging av arbeidet, mangelfull opplæring og informasjon, uklare kommunikasjonslinjer og stressfaktorer.

Datagrunnlaget viser at gasslekkasjer ofte skyldes feil ved koplinger og feil behandling av ventiler.

#### 4.14.2 Branner og branntilløp

Oljedirektoratet har registrert 52 branner for 1991 mot 41 i 1990.

Branner i forbindelse med sveisearbeid står for den største andelen av økningen i antall branner.

Tabell 4.14.2 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1991. Det går her frem at ingen av de rapporterte brannene er blitt klassifisert som store (fareklasse C).

#### 4.14.3 Bruk av halon

I løpet av året har Statens Forurensningstilsyn (SFT) sendt ut på høring et forslag om endring i «Forskrift

om tilvirking, innførsel, utførsel og bruk av klorfluorkarboner (KFK) og haloner».

Endringen går ut på at forskriften også skal omfatte halon til brannslukningsformål. Forurensningsmyndighetenes intensjoner på dette området har vært kjent i næringen i lengre tid, og operatørselskapene har vist god evne til å tilpasse seg de nye forskriftene for nye og prosjekterte innretninger. Med de bebudede overgangsordninger forutset Oljedirektoratet derfor ikke at de nye bestemmelsene vil medføre sikkerhetsmessige problemer for petroleumsvirksomheten.

## 4.15 DYKKING

### 4.15.1 Dykkeaktivitet

I løpet av beretningsperioden ble det foretatt 1360 overflateorienterte dykk, 1310 klokkeløp (metning), 170200 manntimer i metning og ingen monobare dykk på norsk kontinentalsokkel. Dette innebærer omtrent samme aktivitetsnivå som foregående år. Aktiviteten har vært utført fra 9 ulike fartøyer, se figur 4.15.1.

Som tidligere år har dykkeaktiviteten fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonskontrakter på Ekofisk, Friggfeltet og felt der Statoil og Norsk Hydro er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsaktiviteter har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og stigerør, og til assistanse ved installasjon av strukturer.

### 4.15.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 4.15.2.a og 2.15.2.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985–1991 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke.

I løpet av 1991 har det ikke vært rapportert om trykkfallsyke ved metningsdykking. Det er registrert ett tilfelle av trykkfallsyke ved overflateorientert dykking. Figur 4.15.2.c og 2.15.2.d viser hvordan ulykker med personskade fordeler seg på de ulike skadetyper.

**Tabell 4.14.2**

**Oversikt over branner på flyttbare og faste produksjonsinnretninger**

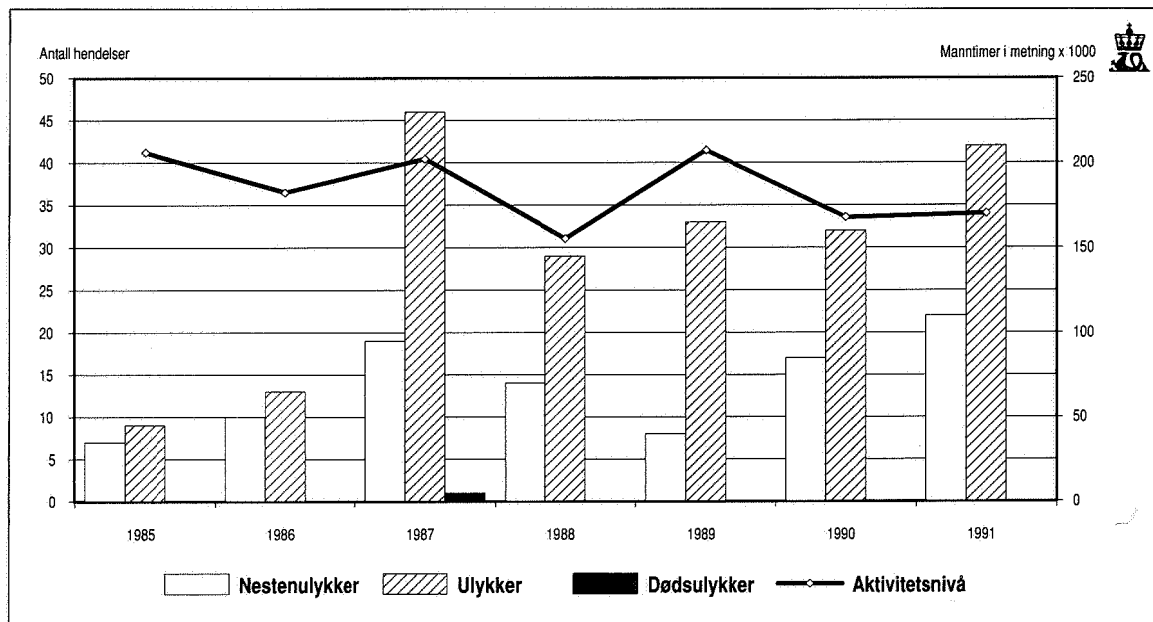
	Konstruksjonsfasen			Faste innretninger Driftsfasen			Flyttbare innretninger Driftsfasen		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Sveisearbeid				17	3		1		
Selvantennelse (Inkl varmgang)		1		10	7			1	
Elektrisk kortslutning o l Andre årsaker				6 5				1	
<b>Totalt</b>		1		38	10		1	2	

A = liten, B = middels, C = stor

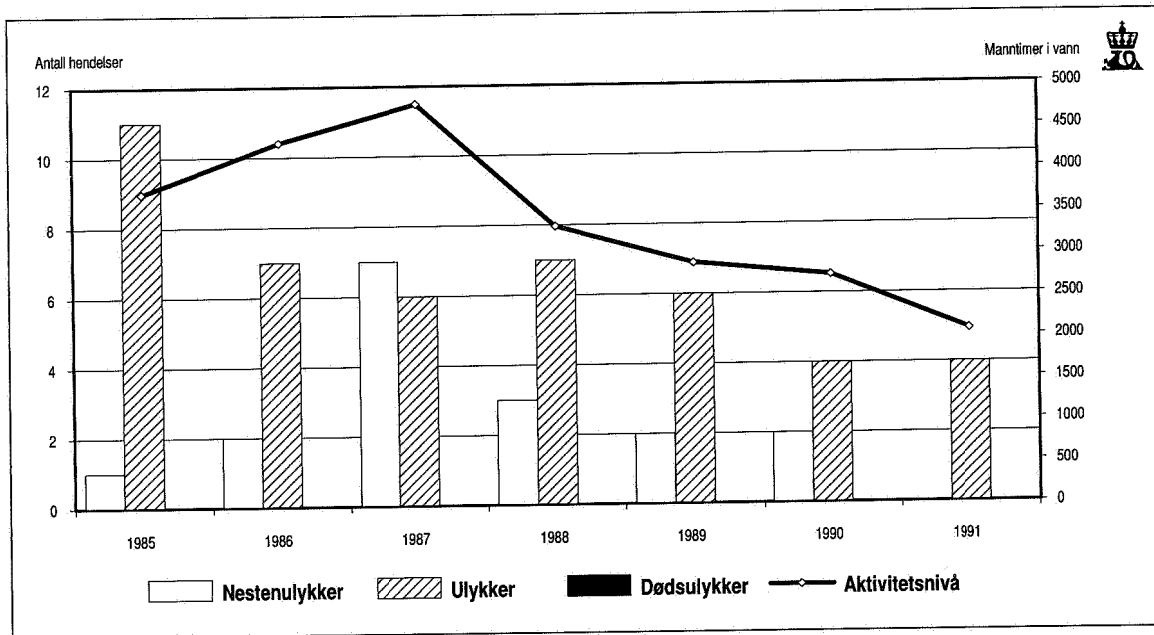
Fig. 4.15.1  
Dykkeaktivitet for 1991

OPERATION	JAN	FEB	MARS	APRIL	MAI	JUNI	JULI	AUG	SEPT	OCT	NOV	DES
<b>HYDRO</b>	S. Pelican 22 23						S. Condor 13 24	S Pelican 23 8		Amethyst 16		S Pelican 2 13 15
<b>PPCON</b>			Rockwater Semi II 15		20	Regalia 27 14 10	Rockwater Semi I	R. Semi II 10 16 25		S. Osprey 1 9		S. Harrier 9 20
						S. Harrier 28	13					
<b>STATOIL</b>			S Pelican 12 20	4		S Pelican		23		S Pelican		S Pelican 13 15
					S. Condor 8 9					S. Osprey 9 10		
									Bar Protector 10	20		
<b>EAN</b>					S. Condor 17		17					
<b>SAGA</b>					LB 200 29		14					

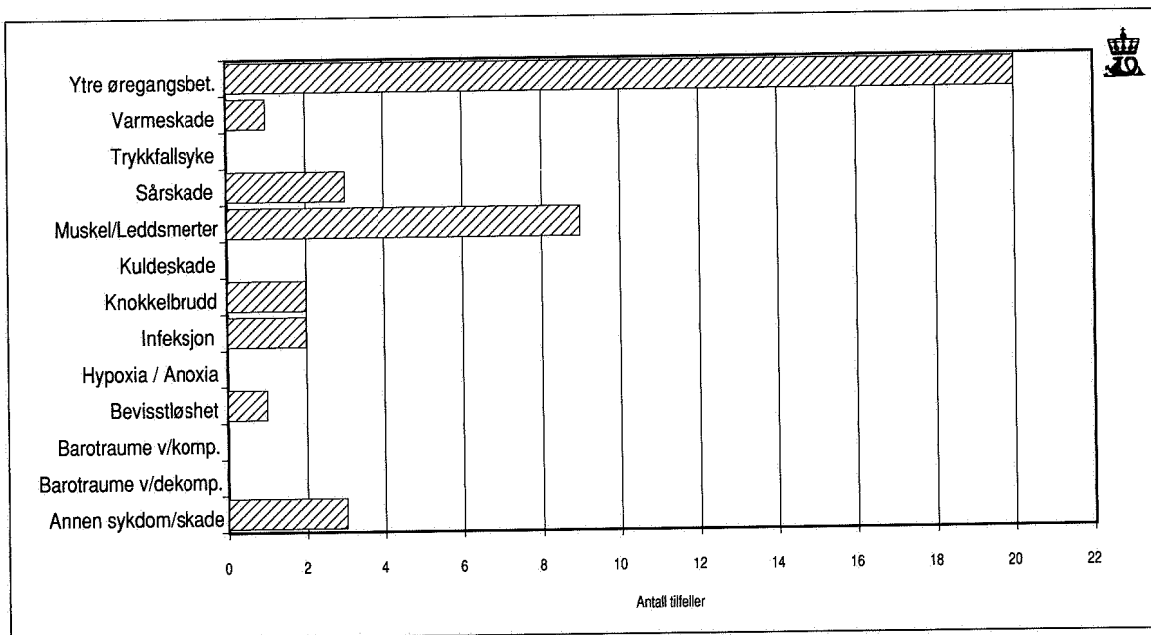
Fig. 4.15.2.a  
Hendelser metningsdykking



**Fig. 4.15.2.b**  
Hendelser overflateorientert dykking



**Fig. 4.15.2.c**  
Ulykker metningsdykking – 1991



#### 4.15.3 Forskning innen 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, og andre oljeselskaper har bidratt i sammenhenger knyttet opp mot FUDT, enten som selv-

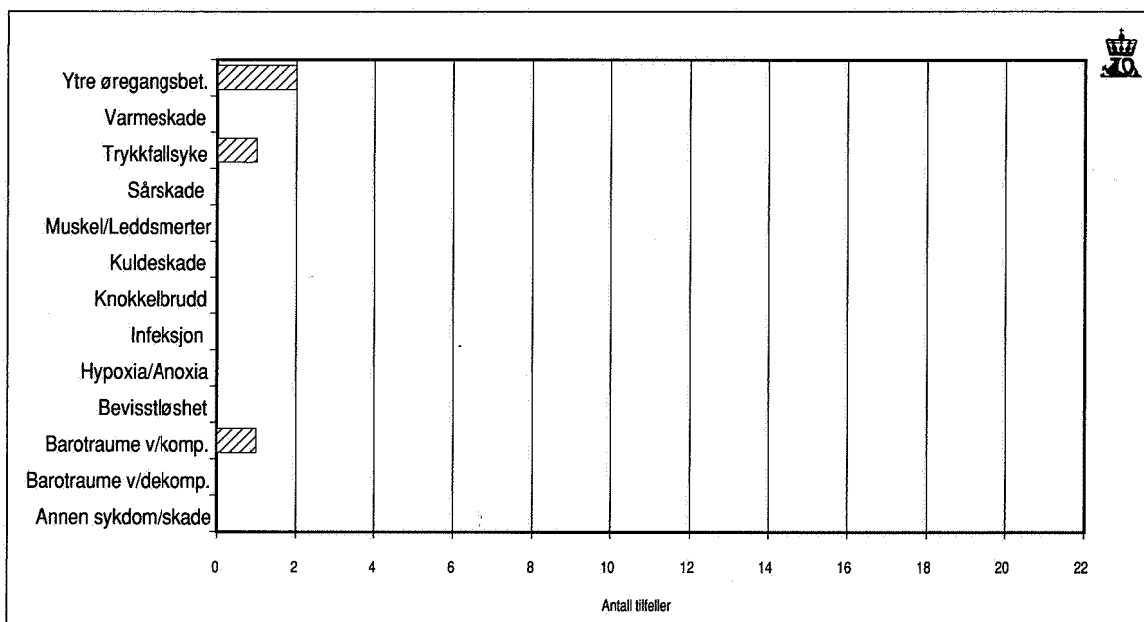
stendige selskaper eller gjennom Oljeindustriens Landsforening.

Oljedirektoratet stiller seg positivt til at oljeselskaperne samarbeider for å komme frem til felles løsninger på aktuelle problemstillinger innen dykking i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har i 1991 deltatt med en obser-



**Fig. 4.15.2.d**  
**Ulykker overflateorientert dykking – 1991**



vatør i styringskomiteén til HADES-prosjektet. HADES er et forskningsprosjekt innen dekompressjon, finansiert av Phillips. Prosjektet ble startet i 1990 og er planlagt avsluttet i 1995.

Oljedirektoratet gjennomførte i 1990 et prosjekt som hadde som mål å standardisere dekompressjonsprosedyrer. Prosjektet inkluderte også kompresjon, opphold på bodybde og ekskursjoner fra bodybde. Alle norske dykkeselskaper som driver aktiv dykking på sokkelen deltok sammen med representanter for oljeselskapene og arbeidstakerne. Prosjektet har resultert i en beskrivelse av en anbefalt standard til bruk ved dykking ned til 180 meters vanddyb.

Det ser nå ut til at de fleste operatørselskaper velger å spesifisere denne tabellen i sine kriterier, og Oljedirektoratet ser på dette som positivt.

I 1991 har Oljedirektoratet også gjennomført et prosjekt som har hatt som målsetting å få fram standard grenseverdier for forurensninger i hyperbare miljø. Representanter for dykkeindustrien og arbeidstakerorganisasjoner har deltatt i arbeidet, som har vært ledet av en ekstern prosjektleder.

Som en oppfølging av en langtidsundersøkelse av dykkingens effekt på nervesystemet hos dykkere har Oljedirektoratet gjennomført et prosjekt som analyserer data fra langtidsundersøkelsen, begrenset til dykkere som har fått utstedt dykkesertifikat etter 1980.

#### 4.15.4 Regelverksarbeid

Oljedirektoratet ga i 1991 ut en veiledning om vurdering av pusteutstyr til bruk ved bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten. Veiledningen er utarbeidet sammen med britiske myndigheter. Oljedirektoratet har foreslått overfor

Norsk Standardiseringsforbund at veiledningen fremmes som internasjonal standard.

Etter at forskrift om bemannede undervannsoperasjoner har vært i kraft i ett år, har Oljedirektoratet stort sett positive erfaringer med bruken av denne. Det gjenstår ennå en del arbeid før forskriften kan anses fullt implementert i næringen, men utviklingen går i riktig retning. Områder som krever ytterligere innsats for at forskriftens intensjoner skal være oppfylt, omfatter forhold som ergonomi i kontrollrom, kammeranlegg og dykkeklodder.

Oljedirektoratet registrerer at operatørselskapene i liten grad har tatt i bruk sin ekspertise innen risikoanalyse i forbindelse med vurdering av bemannede undervannsoperasjoner. Direktoratet mener at selskapene med fordel kan anvende slike metoder også for denne type aktivitetet.

Gjennom tilsynet har Oljedirektoratet i samarbeid med Helsedirektoratet konstatert at det er vanskelig å oppnå målsettingen i bestemmelsene om helsemessige forhold. En vesentlig årsak til dette er ansettelsesforholdene i industrien.

#### 4.15.5 Utvikling av databaser

Oljedirektoratet arbeidet i 1990 med kartlegging av informasjonsbehov og videreutvikling av databaser innenfor områdene bemannede undervannsoperasjoner og mekanisk utstyr. Dette arbeidet er videreført i 1991 og inngår i et totalt program for informasjonsbehandling i direktoratet.

I løpet av 1991 er det etablert en ny versjon av databasen for bemannede undervannsoperasjoner. Som en prøveordning er det benyttet et nytt skjema (vedlegg til RTV-skjema) for rapportering av ulykker og hendelser.

## 5. Petroleumsøkonomi

### 5.1 LETEVIRKSOMHET, VARE- OG TJENESTE-LEVERANSER

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende frem til 1985 da det ble påbegynt i alt 50 nye letehull. I 1991 ble det påbegynt 47 letehull, et nivå som lå likt med året 1984.

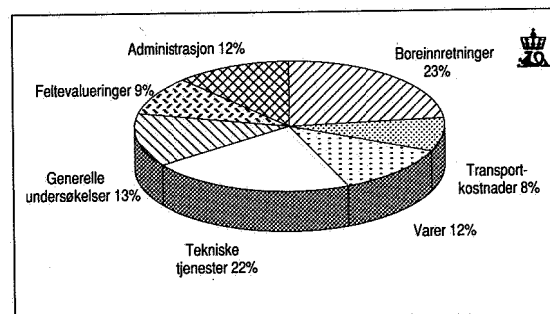
Figur 5.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

Nedenfor vises letetekostnadene for 1991 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene representerer foreløpige anslag basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 5.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftstypene.

Letetekostnader	Millioner kroner
Leteboring	5 586
– Boreinnretninger	2 011
– Transportkostnader	722
– Varer	1 006
– Tekniske tjenester	1 847
Generelle undersøkelser	1 138
Feltevalueringer	812
Administrasjon <sup>1)</sup>	1 017
<b>Totalt</b>	<b>8 553</b>

1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Fig. 5.1.b  
Kostnader til leting etter olje og gass 1991. Fordelt på vare- og tjenestegrupper

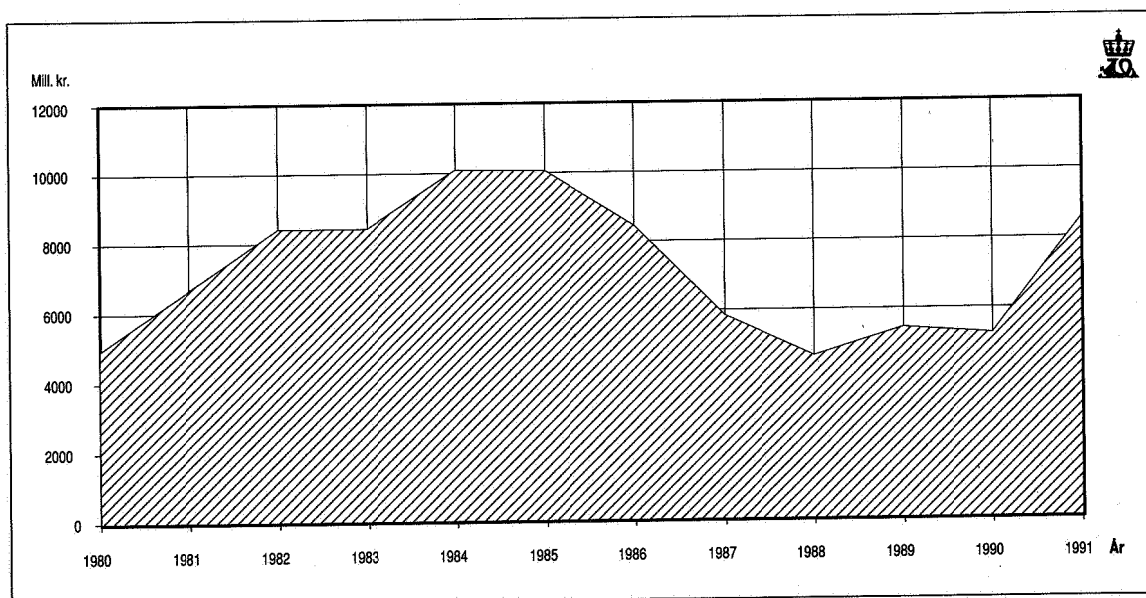


Figur 5.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per undersøkelseshull, det vil si lete- og avgrensningshull. For 1991 ble det boret for rundt 5 600 millioner kroner.

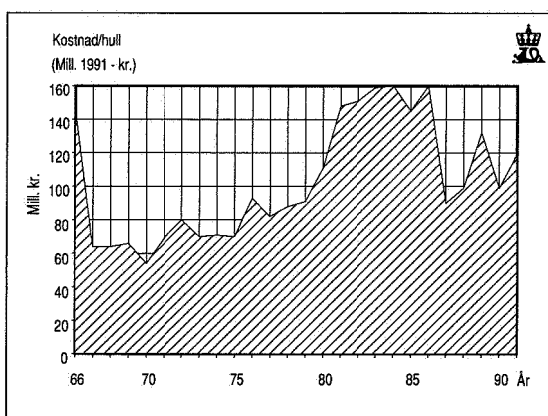
### 5.2 KOSTNADER FORBUNDET MED UTBYGGING OG DRIFT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjons-

Fig. 5.1.a  
Årlige utgifter til letevirksomheten 1980–1991 (1991-kr)



**Fig. 5.1.c**  
**Borekostnader per hull (1991-kr)**



boring for perioden 1970–2013. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt under utbygging og felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner for per 31.12.1991. Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia, er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt og transportsystemer inngår i beregningen:

- Frigg (inkludert rørledning til St Fergus)
- Albuskjell
- Ekofisk-området (Vest-Ekofisk, Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk)
- Nordøst-Frigg
- Øst-Frigg
- Gullfaks
- Heimdal
- Murchison
- Odin
- Oseberg Transport
- Oseberg
- Statfjord
- Tommeliten
- Tor
- Ula
- Valhall
- Norpipe
- Statpipe
- Veslefrikk
- Troll-Oseberg Gassinjeksjon
- Gyda
- Troll fase 1
- Sleipner Øst
- Zeepipe
- Snorre
- Hod
- Draugen
- Gamma Nord
- Ula transportsystem
- Statfjord Nord
- Statfjord Øst
- Brage
- Embla
- Heidrun

- Tordis
- Lille-Frigg
- Loke

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum fremgår av figur 5.2.a. Alle beløp er regnet om til faste 1991-kroner. Investeringene økte jevnt til 1976 da de nådde en foreløpig topp. Nedgang i investeringene de følgende årene ble avløst av ny stigning fra og med 1981, med en foreløpig topp i 1984 da det ble investert for rundt 28.3 milliarder 1991-kroner på norsk sokkel. De vedtak som er gjort, vil føre til at investeringsnivået kommer opp mot 40 milliarder 1991-kroner i første halvdel av 90-tallet.

I 1991 ble følgende felt vedtatt utbygd:

- Heidrun
- Tordis
- Lille-Frigg
- Loke

I 1992 skal Stortinget behandle flere planer for utbygging og drift. Dersom disse blir vedtatt, vil investeringskurven kunne få en mye svakere helning utover på 90-tallet.

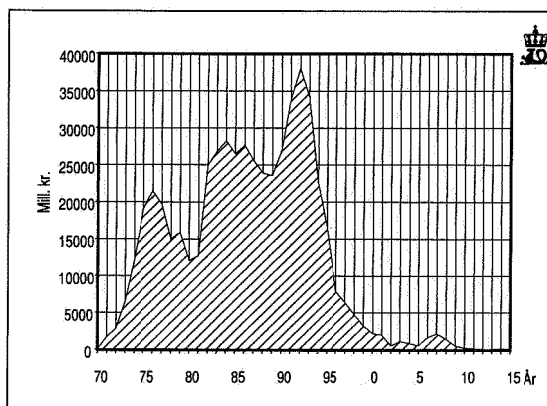
Årlige driftskostnader inklusive rørledningsdriftskostnader fremgår av figur 5.2.b. Nivået på etterspørselen etter varer og tjenester til driftsformål har steget kraftig, og vil fortsette å stige i noen år fremover etter hvert som flere felt kommer i produksjon. Driftskostnadene ser dermed ut til å bli den betydeligste kostnadskomponenten i fremtiden. Det vil være en viktig oppgave å forsøke og redusere disse i tiden som kommer.

### 5.3 PRODUKSJONSAVGIFT

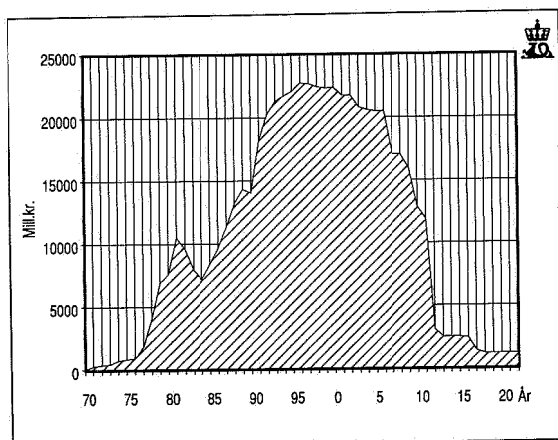
Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i Lov om petroleumsvirksomhet som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produserte petroleumsmengder på det enkelte ut-

**Fig. 5.2.a**  
**Investeringer i felt og rør på norsk sokkel 1970–2012 (1991-kr)**



**Fig. 5.2.b**  
Driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1970–2022 (1991-kr)



vinningsområdets avskjningspunkt. I praksis vil beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

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

På noen felt er transportkostnadene høyere enn brutto salgsverdi for vedkommende petroleumprodukt. Dette gjelder spesielt gass. I slike tilfelle betales det ikke produksjonsavgift.

For tiden verserer det en rettssak for domstolene om motregning av avgiftsgrunnlag mellom olje og gass. Rettighetshaverne på Statfjord, med unntak av Statoil, har krevd at beregningsgrunnlaget for avgift på gass som er negativt på grunn av lave gasspriser og høye transportkostnader, skal kunne fratrekkes i avgiftsgrunnlaget for olje som er positivt. Staten har bestridt dette kravet. Ved Oslo Byretts dom av 26.4.1991 fikk staten medhold i sitt syn som går ut

på at det skal foretas en separat avgiftsberegning for olje og gass. Disse rettighetshaverne har imidlertid anket denne dommen og saken vil bli behandlet direkte av Høyesterett. Saken dreier seg om relativt betydelige beløp.

Ved Odelstingsproposisjon nr 64 (1986–87), lov om endringer i petroleumsloven, er det vedtatt at det ikke skal betales produksjonsavgift av produksjonen fra forekomster hvor utbyggingsplan er godkjent etter 1.1.86.

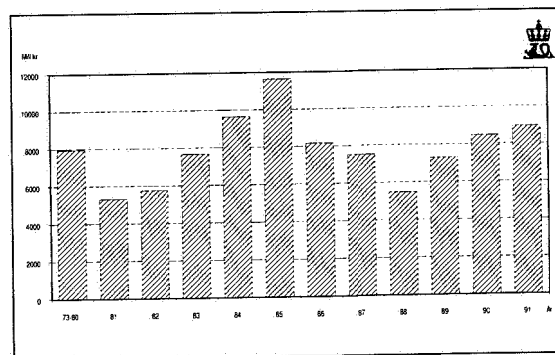
I Odelstingsproposisjon nr 12 (1991–92), lov om endring av petroleumsloven, heter det at Olje- og energidepartementet tar sikte på å sette produksjonsavgiften til null for gass produsert på de felt som i dag er pålagt å betale produksjonsavgift. Dette innebærer at det heretter kun vil bli innkrevet produksjonsavgift på olje.

### 5.3.1 Total produksjonsavgift

Det er i 1991 innbetalt kroner 8 940 235 918 i produksjonsavgift. Tabell 5.3.1 viser fordelingen på de ulike petroleumprodukt for 1990 og 1991.

Figur 5.3. viser innbetalt produksjonsavgift 1973–1991.

**Fig. 5.3**  
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1991



**Tabell 5.3.1**  
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1990 og 1991 (millioner kroner)

		1990	1991
OLJE	EKOFISK/VALHALL/ULA	1 808.4	1 790.9
«	STATFJORD	4 591.7	4 866.9
«	MURCHISON	23.3	29.1
«	HEIMDAL	11.1	9.9
«	OSEBERG	589.9	692.0
«	GULLFAKS	495.4	660.6
GASS/NGL	EKOFISK-FELTENE	408.7	471.6
«	VALHALL	29.2	23.3
«	ULA	0.0	0.2
«	FRIGG,NØ-FRIGG,ODIN	440.4	329.8
«	STATFJORD	0.0	0.0
«	MURCHISON	0.7	1.3
«	HEIMDAL	72.6	64.6
«	OSEBERG	0.0	0.0
«	GULLFAKS	0.0	0.0
SUM ALLE FELT		8 471.4	8 940.2

**5.3.2 Produksjonsavgift olje**

Det er i 1991 innbetalt kroner 8 049 393 092 i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks (se tabell 5.3.2). Produksjonsavgift for olje blir

tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedsvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet.

**Tabell 5.3.2**  
**Innbetalt produksjonsavgift for olje**

Område/felt	1. halvår	2. halvår	Totalt 1991
EKOFISK, ULA OG VALHALL	877 513 299	913 362 092	1 790 875 391
STATFJORD	2 577 636 614	2 289 271 429	4 866 908 043
MURCHISON	9 566 763	19 575 924	29 142 687
HEIMDAL	4 441 636	5 463 619	9 905 255
OSEBERG	288 080 149	403 889 691	691 969 840
GULLFAKS	262 441 260	398 150 616	660 591 876
SUM	4 019 679 721	4 029 713 371	8 049 393 092

**5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL**

Det er i 1991 innbetalt kroner 890 842 826 i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist.

Fra Statfjord, Oseberg og Gullfaks er det ikke

innbetalt produksjonsavgift for gass i 1991 på grunn av høye transportkostnader.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte gruppene.

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 5.3.3**  
**Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL i 1991**

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1991
<b>EKOFISK-OMRÅDET</b>			
Phillipsgruppen	147 618 105	318 060 002	465 678 107
Amoco-gr.(Tor)	915 310	-87 070	828 240
Shell (Albuskj.)	1 803 271	1 970 085	3 773 356
Dyno/Methanor	782 040	559 430	1 341 470
Sum Ekofisk-omr.	151 118 726	320 502 447	471 621 173
<b>FRIGG-OMRÅDET</b>			
Petronord-gruppen	111 092 958	125 585 977	236 678 935
Esso (NØ-Frigg)	6 774 663	12 394 708	19 169 371
Esso (Odin)	35 270 404	38 649 654	73 920 058
Sum Frigg-omr.	153 138 025	176 630 339	329 768 364
<b>VALHALL</b>	13 113 943	10 228 574	23 342 517
<b>ULA</b>	91 527	98 561	190 088
<b>STATFJORD</b>	0	0	0
<b>MURCHISON</b>	875 060	458 870	1 333 930
<b>HEIMDAL</b>	22 266 518	42 320 236	64 586 754
<b>OSEBERG</b>	0	0	0
<b>GULLFAKS</b>	0	0	0
<b>SUM ALLE FELT</b>	<b>340 603 799</b>	<b>550 239 027</b>	<b>890 842 826</b>

#### 5.4 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1991 innkrevd kroner 659 040 113 i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstillatelse meddelt år	kroner
1965	98 140 000
1969	56 768 198
1971	5 502 000
1973	69 434 798
1975	70 688 946
1976	73 686 930
1977	13 916 349
1978	31 034 739
1979	83 284 352
1980	2 940 926
1981	23 874 028
1982	13 003 160
1983	6 868 029
1984	26 807 767
1985	34 644 465
1991	48 445 426
<b>Totalt</b>	<b>659 040 113</b>

Oljedirektoratet har refundert kroner 76 929 324 i arealavgift i 1991. Figur 5.4 viser netto innbetalt arealavgift. (Innkrevd minus refundert).

Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgifts-oppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

For en del utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør for 1991 kroner 26 499 765 og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

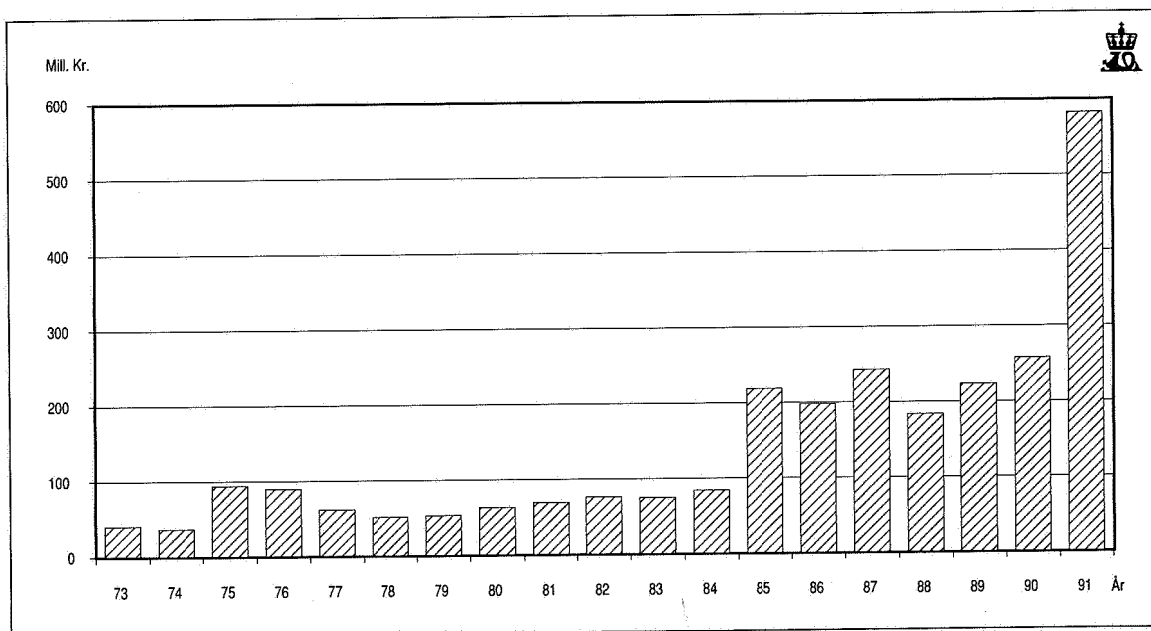
Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973–1991.

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

Lov om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen som ble vedtatt av Stortinget den 20.11.1990, trådte i kraft 1.1.1991. Oljedirektoratet er tillagt myndighet til å innkreve CO<sub>2</sub>-avgiften. Denne avgiften beregnes av petroleum som brennes og naturgass som slippes 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 deles av midtlinjen, beregnes CO<sub>2</sub>-avgiften kun av norske eierandeler.

CO<sub>2</sub>-avgiften var i 1991 satt til 0.60 kroner per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 0.60 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 5.5 viser totalt innbetalt avgift fordelt på de enkelte felt og transportsystemer for 1. halvår 1991. I 1991 er det totalt innbetalt kroner 810 487 141. Et lignende beløp ventes innbetalt for 2. halvår 1991 slik at det totalt er påløpt rundt 1 600 millioner kroner i CO<sub>2</sub>-avgift for 1991.

Fig. 5.4  
Innbetalt arealavgift 1973–1991



**Tabell 5.5**  
**Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift 1991 (millioner kroner)**

Innbetalt CO <sub>2</sub> -avgift for 1. halvår 1991	
Felt:	
BALDER	1 807 433
EKOFISK	255 543 449
FRIGG	14 915 896
GULLFAKS	99 789 240
GYDA	16 913 570
HEIMDAL	16 546 866
HOD	1 751 616
MIME	767 021
MURCHISON	7 430 448
ODIN	2 090 402
OSEBERG	62 602 800
STATFJORD	159 834 055
TROLL VEST	13 507 800
ULA	23 470 307
VALHALL	30 116 393
VESLEFRIKK	23 260 020
Transportsystemer:	
FRIGG TRANSPORT	801 224
NORPIPE	77 687 766
STATPIPE	1 650 835
SUM	810 487 141

## 5.6 PETROLEUMSMARKEDET

### 5.6.1 Råoljemarkedet

Verdens oljeproduksjon sank med rundt 1 % fra 1990 til 1991, til rundt 60 millioner fat/dag. Nedgangen var særlig sterk i det tidligere Sovjet-unionen og i Øst-Europa. Også i Midtøsten var nedgangen sterk, på grunn av liten produksjon fra Kuwait og Irak. OPECs andel av produksjonen økte likevel svakt, vesentlig på grunn av økt produksjon fra Saudi-Arabia, Emiratene og Venezuela. Også produksjonen i det øvrige Sør-Amerika, Afrika og Asia økte.

Produksjon i USA viste for første gang siden midten av 1980-tallet en svak oppgang. Oppgangen antas ikke å være av permanent art.

Norsk oljeproduksjon utgjorde i 1991 rundt 3.1 % av verdensproduksjonen, mot 2.7% i 1990. Norsk oljeproduksjon passerte i 1991 britisk produksjon, som gikk ned fra 1990 til 1991.

Oljeprisen var høy ved inngangen av året, men sank etter at Irak var blitt drevet ut av Kuwait. Gjennomsnittlig pris for årets ni første måneder var for norsk olje i overkant av 20 USD/fat. Utover høsten falt oljeprisene og lå ved årskiftet rundt 18 USD/fat.

Produksjonskapasiteten i Kuwait er i ferd med å bygges opp igjen, og økt produksjon fra Kuwait og eventuelt Irak kan, sammen med økt produksjon fra andre verdensdeler, føre til ytterligere press på oljeprisen. Dette vil delvis kunne oppveies av fortsatt nedgang i oljeeksport fra det tidligere Sovjet-unionen og fra Øst-Europa.

Foreløpige oversikter tyder på at verdens påviste oljereserver sank om lag 1 % fra 1990 til 1991. Produksjonen utgjorde i overkant av 2 % av reservene.

På grunn av redusert produksjon er forholdet mellom påviste reserver og produksjon om lag uendret; reservene tilsvarer vel 45 års produksjon på 1991-nivå. Dette er et vesentlig høyere nivå enn for eksempel ved begynnelsen på 1980-tallet.

### 5.6.2 Gassmarkedet

Som antatt har verdens forbruk av naturgass fortsatt å stige. Gassens andel av verdens salg av energi utgjorde i 1990 21.6 %, mot 21.3 % i 1989. På verdensbasis økte gassforbruket med knapt 2 %. Samlet produksjon av gass utgjorde i 1990 rundt 1980 milliarder Sm<sup>3</sup>.

For Norge er det imidlertid det europeiske markedet som er mest interessant. I Vest-Europa (inkludert tidligere Øst-Tyskland) steg gassforbruket med 1.7 % fra 1989 til 1990. Gassens andel av det samlede energiforbruket i Vest-Europa utgjorde i 1990 15.8 %, det vil si noe lavere enn på verdensbasis.

Det forventes at gass i årene framover vil øke sin andel av energiforbruket på grunn av miljømessige fortrinn. Gassens konkurranseevne vil imidlertid avhenge blant annet av hvordan energi vil bli beskattet i Norges markedsområder.

Samlet norsk gass-salg gikk ned fra 25.4 til 25.2 milliarder Sm<sup>3</sup> fra 1990 til 1991. Produksjonsnedgangen er størst for Frigg-feltet, men kompenseres i stor grad av mindre økninger for andre felt. Gass fra Frigg-feltet leveres til Storbritannia. Nedgangen for Frigg-feltet har medført at Tyskland har erstattet Storbritannia som Norges største kjøper av gass. Figur 5.6.3.c viser fordeling av gass-salg på ulike kjøperland.

Norsk gass-salg vil etter planen stige igjen fra 1993, når leveranser under Troll-avtalene starter. Denne tidsplanen ser ut til å holde på tross av havariet av Sleipner Øst-understellet i august.

I 1991 bekreftet resten av kjøperne at de ville utøve de såkalte 30 %-opsjonene i Troll-avtalene. Dette økte Norges årlige maksimumssalg under Troll- og SEP-avtalene med omtrent 2.5 milliarder Sm<sup>3</sup>/år til rundt 33 milliarder Sm<sup>3</sup>/år. Det er ikke endelig avgjort hvilke felt som skal levere gassmengdene under Troll-avtalene. Hvis alle opsjoner i Troll-avtalene blir utøvet er Norge under Troll- og SEP-avtalene forpliktet til å levere 40.8 milliarder Sm<sup>3</sup>/år til kontinentale kjøpere fra år 2005.

Det ble i 1991 også inngått en avtale om leveranser av gass til National Power, den største britiske produsenten av elektrisk kraft. Gassleveransene vil eventuelt bli i størrelsesorden 2 milliarder Sm<sup>3</sup>/år, med leveransestart midt på 1990-tallet. I 1991 ble det også inngått avtale om å selge gassen fra feltet Lille-Frigg til British Gas.

Det har ellers vært forhandlinger med British Gas om vesentlig større leveranser av gass, og med flere andre britiske interessenter. På grunn av britiske myndigheters ønske om å begrense British Gas' rolle som gassleverandør, kan det nå være mindre sannsynlig at en større gassavtale vil bli inngått med

dette selskapet. Dette behøver imidlertid ikke begrense den samlede etterspørselen etter norsk gass.

Også på kontinentet er det samtaler med flere mulige kjøpere, inklusiv det tyske selskapet Verbundnetz Gas, hvor Statoil har en mindre eierandel. Som i Storbritannia kan det på kontinentet skje en betydelig endring i markedsstrukturen, noe som kan påvirke fremtidig avsetning av gass fra Norge. Det er også usikkerhet knyttet til ilandføring av norsk gass.

Samtaler med svenske og finske interessenter om kjøp av norsk gass har funnet sted i 1991, men skal foreløpig være stilt i bero.

All norsk gass eksporteres i dag via rørledninger, og også i overskuelig fremtid vil rørekspert av gass dominere. Eksport av flytende naturgass (LNG) er mest aktuelt for de nordligste områdene, og da særlig Tromsøflaket (Snøhvit). Italia synes å være det mest aktuelle markedet.

I 1991 la regjeringen fram et forslag til Stortinget om ilandføring av gass fra Heidrun til bruk i et metanolanlegg i Midt-Norge. Årlig gassforbruk er planlagt til rundt 0.7 milliarder Sm<sup>3</sup>. Dette blir første betydelige, industrielle bruk av tørrgass fra kontinentalsokkelen i Norge. Bruk av mindre mengder gass i Norge kan også finne sted i nærheten av øvrige ilandføringsterminaler (Kårstø, Øygarden, eventuelt Snøhvit-terminal).

Det viktigste norske markedet for gass finnes imidlertid på kontinentalsokkelen. Det skjer i dag en betydelig injeksjon av gass i petroleumsreservoarer for å øke oljeutvinningen. I januar 1991 startet injeksjon av gass fra Troll (TOGI) i Oseberg. Leveranser fra TOGI er planlagt til rundt 3 milliarder Sm<sup>3</sup>/år. Det meste av den injiserte gassen vil senere kunne produseres for salg fra Oseberg.

Oljedirektoratet ser et stort potensiale for økt

oljeutvinning ved hjelp av gassinjeksjon, ikke minst fra Sleipner Øst og Ekofisk-området. Det ligger imidlertid betydelige utfordringer i å få realisert samfunnsøkonomisk lønnsomme injeksjonsprosjekter.

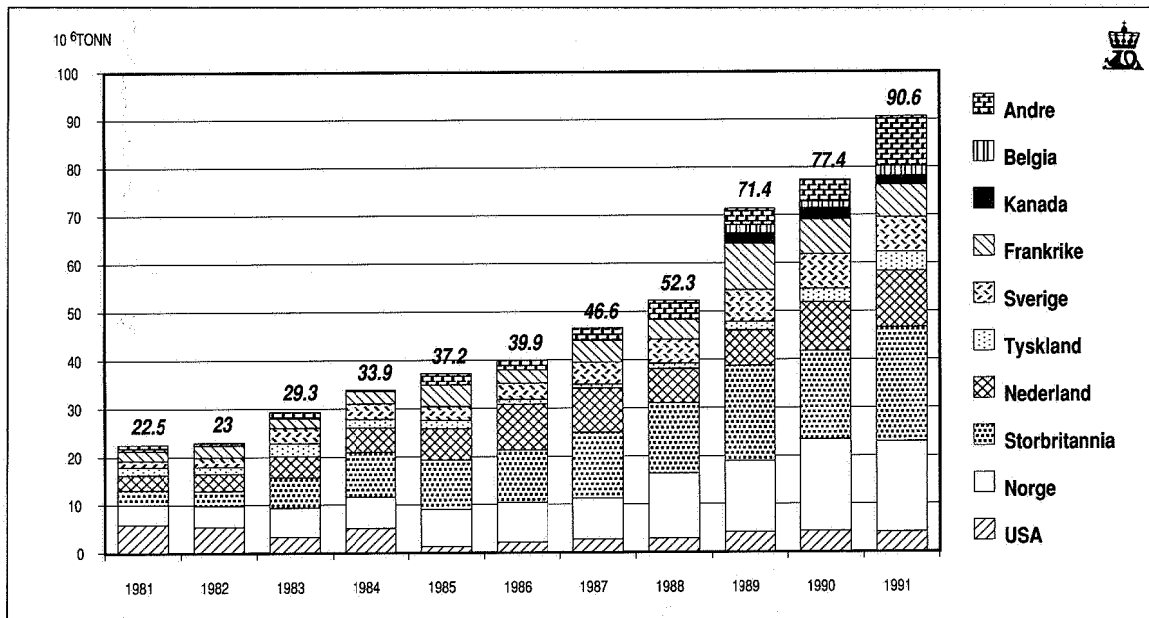
Nye kontraktinngåelser og forventninger om ytterligere gass-salg til eksport og injeksjon kan være av stor betydning for utbyggingsmønsteret på sokkelen. Ikke minst er felt på Haltenbanken avhengig av gassavsetning. Dette er forhold Oljedirektoratet har vært sterkt opptatt av i 1991. Direktoratet er også opptatt av avsetning av assosiert gass fra oljefelt.

### 5.6.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

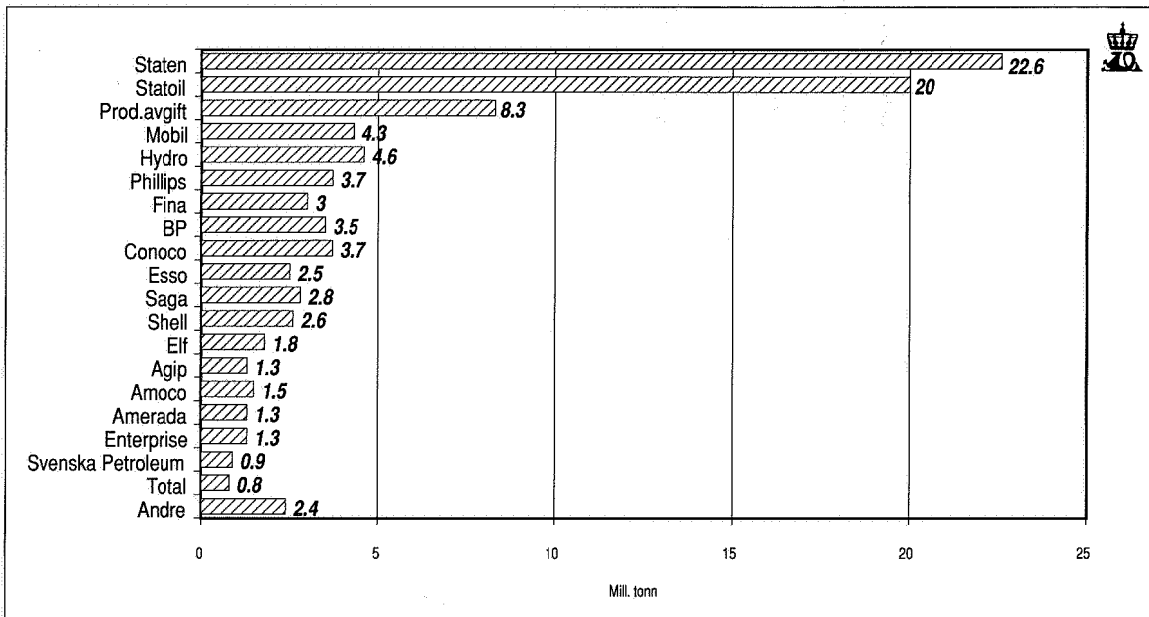
Det ble i 1991 solgt 90.6 x 10<sup>6</sup> tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 17 % i forhold til 1990. Storbritannia var den største mottaker med 26.1 % av skipningene, Norge mottok 20.7 %, Nederland 12.9 %, Sverige 7.9 % og Frankrike 7.4 %. I 1990 mottok Norge 24.5 %, så det har vært en nedgang i forhold til 1991. Figur 5.6.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1981–1991. Frem til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen andre. Salg av NGL fra norsk sokkel nådde i 1991 opp i 2.3 x 10<sup>6</sup> tonn. Dette er 0.1 x 10<sup>6</sup> tonn mindre enn 1990. Figur 5.6.3.b viser salget av råolje og NGL i 1991 fordelt på rettighetshavere. Norge eksporterte 25.2 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass 1991. Dette er en nedgang på 0.8 % i forhold til 1990. Det ble solgt 8.1 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 6.7 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 5.4 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 2.6 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Nederland og 2.4 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Belgia, jf figur 5.6.3.c. Figur 5.6.3.d viser gass-salget fordelt på rettighetshavere. Kolonnen «andre» inneholder tall fra flere små felt.



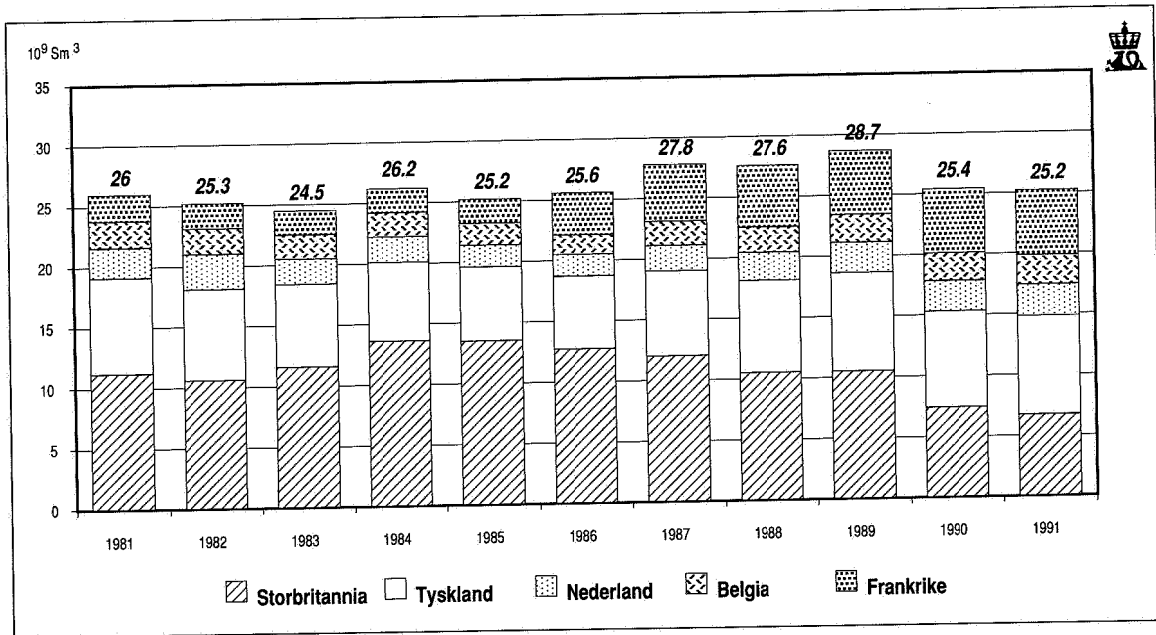
**Fig. 5.6.3.a**  
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



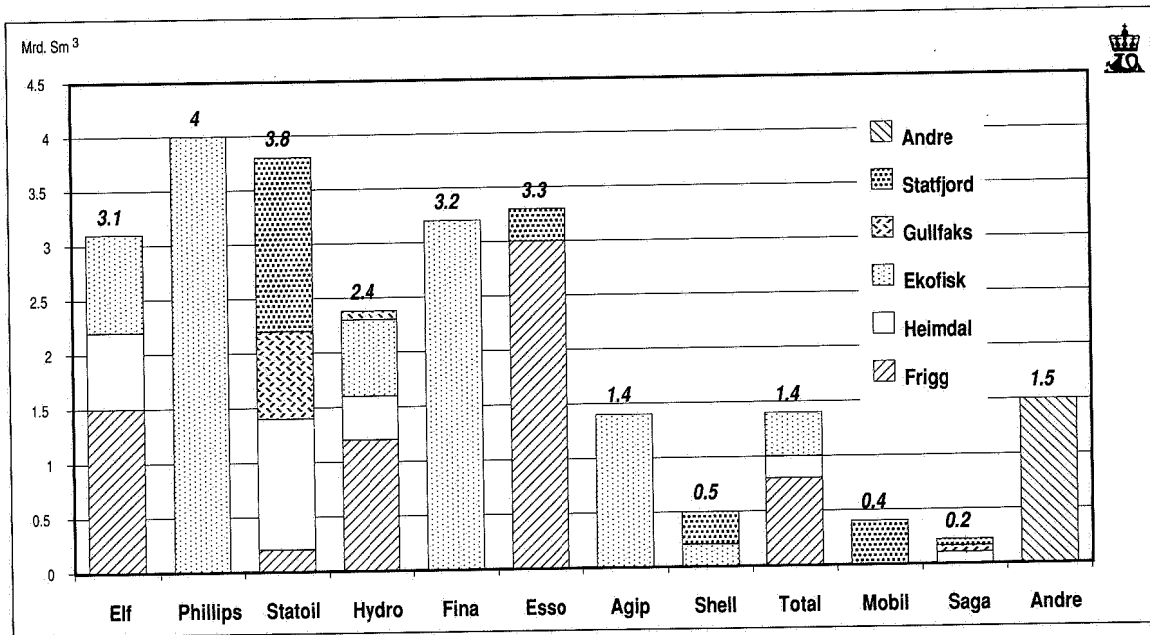
**Fig. 5.6.3.b**  
Solgt råolje/NGL per rettighetshaver i 1991



**Fig. 5.6.3.c**  
Salg av gass fordelt på land



**Fig. 5.6.3.d**  
Solgt gass per rettighetshaver i 1991



## 6. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1991 disponert totalt kroner 22 586 005 til spesielle prosjekter, herav kroner 5 612 182 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kroner 17 786 934 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kroner 4 381 575 til prosjektet Opprydding av havbunnen i Nordsjøen.

Til innsamling av meteorologiske og oceanogra-

fiske data i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kroner 5 345 501.

SPOR-programmet har i tillegg forvaltet kroner 9 827 066 i 1991.

Prosjekttitlene, med utførende institusjon, er ført opp nedenfor.

### 6.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

#### 6.1.1 Leteavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Biostratigrafi	CB-Magneto, Universitetet i Bergen, IFE, IKU, K. Perch-Nilsen
Database for poretrykk og bergmekanikk	Proffshore
Ressursdatabase	Oljedirektoratet og Opheim Data
Forseglende forkastninger	GeoRecon A/S
Sen paleozoiske karbonater, Sentral-Spitsbergen	Oljedirektoratet
Regionale korrelasjoner, Barentshavet	IKU
PONAM	Norsk Polarinstitut
Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplataet	Universitetet i Bergen
Landhevingsmålinger	Statens kartverk

#### Well Data Summary Sheet

Dette er en årlig publikasjon som omhandler frigitte brønndata fra kontinentalsokkelen. Årets utgave er nr 17 i rekken og omhandler brønner boret i 1986.

#### Biostratigrafi, tilleggsdateringer

Dette er prosjektet som skal avhjelpe behov for dateringsmetoder som Oljedirektoratet ikke har intern kompetanse på som for eksempel magnetostratigrafi og nannofossiler.

#### Database for poretrykk og bergmekanikk

Bakgrunnen for oppbyggingen av databasen er et ønske om å bedre tilgjengeligheten av geologiske og boretekniske data som er av betydning ved planleg-

gingen av boring av hull med høyt trykk og høy temperatur.

#### Ressursdatabase

En viktig målsetting for Oljedirektoratet er å føre regnskap med petroleumsressursene, både de oppdagede og de uoppdagede. Prosjektet har som hensikt å effektivisere de eksisterende ressursdatabaser, slik at hele ressursregnskapet kan håndteres som en database.

#### Forseglende forkastninger

Oljedirektoratet foretar en løpende evaluering av hvordan en kan beregne risiko ved prospektevaluering. I den forbindelse er det laget en database for

forseglende forkastninger. Informasjon om forseglingsmekanismer kan brukes ved vurdering av risiko ved prospekter som er avhengig av forseglende forkastninger.

#### **Feltstudier av sen paleozoiske karbonater på Sentral-Spitsbergen**

Studiet er en videreføring av prosjektet «Studie av perm/karbon karbonater i Barentshavet». Det er utført sedimentologiske studier av lagrekken på Sentral-Spitsbergen som et ledd i å øke den regionale forståelsen av karbonatutviklingen i Arktis.

#### **Regionale korrelasjoner, Barentshavet**

Det er utført geokjemiske og biostratigrafiske studier i Barentshavet som et ledd i å øke den regionale forståelsen av trias som kilde- og reservoarbergart. Studie omfatter korrelasjoner av det sydlige Barentshav og Oljedirektoratets grunne boringer i det nordlige Barentshav.

#### **PONAM**

Prosjektet Late Cenozoic Evaluation of the Polar North-Atlantic Margin er et omfattende europeisk samarbeid med formål å studere den geologiske utviklingen av polare deler av Atlanterhavets marginer. Norsk Polarinstittutt er ansvarlig for den norske

delen av prosjektet. Oljedirektoratet har gått inn med støtte til feltarbeid på Svalbard og geologiske studier for å se på effekter av siste nedising i det nordlige Barentshavet og på Svalbard.

#### **Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplataet**

Prosjektet tar sikte på å undersøke sedimentene i dyphavskjerner med henblikk på oksygenisotoper og isdryppet materiale. Hovedvekten er lagt på materiale fra 10–16 millioner år tilbake. Data fra disse undersøkelsene er viktige for å kunne datere og forstå sentertiær heving av kontinent- og sokkelområder. Undersøkelser av yngre sedimenter er publisert tidligere.

#### **Landhevingsmålinger**

Det er utført oppmåling av vannstandsmerker som ble hugd i fjell ved havnivå av Norges Geologiske Undersøkelse i forrige århundre. I løpet av tre år er alle de merkene som det er mulig å gjenfinne i Nord-Norge, blitt målt opp, og prosjektet er nå avsluttet. Ut fra dette er dagens rate for landheving beregnet. Landhevingsverdiene er viktig datagrunnlag for beregning av jordskorpas egenskaper og for å studere forkastningsbevegelser.

### **6.1.2 Utbyggingsavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Feltsimulering av Njord	Restek A/S
Loggtolkning Oseberg Øst	Logware A/S
Loggtolkning Oseberg Øst, fase 2	Logware A/S
Optimalt valg og bruk av akustiske logger	Schlumberger
Testing av forborede brønner	Smedvig IPR
Reservoarevaluering Oseberg Øst	Tape Technology Norge A/S
Integrert tolkning av 34/7 C, 34/7 C pluss og Snorre Vest	Badly Ashton
Reservoarsimulering Troll Vest	Scandpower A/S
INVERS – Oppdatering av kostnadsbanken	Andersen Consulting AS
INVERS – Analyseverktøy mot kostnadsbanken	NIT – Landbruk A/S
LNG-anlegg	Novatech a.s og SINTEF
Geokjemisk undersøkelse av Njord	Universitetet i Oslo/Brekkes Kjemometriske
Ny kontantstrømmodell	Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet

**Feltsimulering av Njord**

Det er utført en fullfelt reservoarsimulering av Njord. Hovedformålet med studien har vært å studere forskjellige utvinningsstrategier som gassinjeksjon, vanninjeksjon og kombinasjoner av disse. Resultatene vil bli benyttet i forbindelse med vurdering av plan for utbygging og drift av Njord.

**Loggtolkning Oseberg Øst**

Logware A/S har utført en petrofysisk analyse på Oseberg Øst som omfatter loggtolkning av fire brønner og bestemmelse av avkuttingskriteriene. I tillegg er det utført beregninger av vannmetningsrelasjoner (J-funksjon) fra kapillærtrykkmålinger. Dette arbeidet skal inngå i Oljedirektoratets kartlegging og ressursberegning.

**Loggtolkning Oseberg Øst, Fase 2**

Logware A/S har utført beregninger av vannmetningsrelasjoner (J-funksjon) basert på loggtolkningen som ble foretatt tidligere i 1991.

Hensikten er å få belyst usikkerheten i tilstedeværende olje basert på forskjellige inngangsparemetre til beregning av vannmetningsrelasjonene.

**Optimalt valg og bruk av akustiske logger**

Hensikten med prosjektet er å kartlegge bruksområde til ulike akustiske logger. Ulike prosesseringer for å finne optimal bruk av data som allerede er blitt samlet inn, er foretatt. Alternative innsamlingsteknikker og prosesseringstyper er vurdert. Seks datasett som omfatter brønner fra både kalksteinsfelt og sandsteinsfelt, danner grunnlaget for studien. Prosjektet er utført av Schlumberger i samarbeid med Oljedirektoratet.

**Testing av forborede brønner**

Bakgrunnen for prosjektet var at det er ulik praksis for testing av forborede brønner. Det ble sett på muligheten for produksjonstest i forborede brønner rett etter boring, og erfaringene fra de få brønnene der det var utført, ble gjennomgått. Det ble skissert ulike løsninger for midlertidig forlating av brønnen etter en test.

**Reservoarevaluering Oseberg Øst**

Konsulentene utførte digitalisering av kart og bistod i oppbygging av reservoarmodell for volumberegning på IRAP.

**Integrert tolkning av 34/7 C, 34/7 C pluss og Snorre Vest.**

3D seismikk som dekker 34/7 C, 34/7 C pluss og Snorre Vest er tolket. Disse funnene går nå under navnet Vigdis-feltet. Seismikken er korrelert til borehullene i området, og hastighetene fra borehullene har dannet grunnlag for en hastighetsmodell. Sluttresultatet er dybdekart over topp og bunn av reservoarene. Basert på disse kartene er migrasjonsruter og forkastningenes forseglende egenskaper

diskutert. Dybdekartene vil inngå i Oljedirektoratets ressursberegning.

**Reservoarsimulering Troll Vest**

I forbindelse med vurderingen av mulighetene for utvinning av oljen i Troll Vest, er det utført en reservoar simuleringsstudie. Enbrønnsmodeller av horisontalbrønner tilpasset resultatene fra testproduksjon fra de to horisontalbrønnene på feltet, er brukt til å studere oljeutvinning fra enkeltbrønner. En fullfeltsmodell som inkluderer både oljebrønner og gassbrønner er brukt til å studere hvilken innvirkning gassproduksjon fra Troll Øst og Troll Vest har på oljeproduksjonen.

**INVERS – Oppdatering av kostnadsdatabanken**

Oljedirektoratet har samarbeidet med industrien om en standardisert kodestruktur for kostnadsdata for utbygginger i Nordsjøen. Databanken er nå oppdatert basert på innrapporterte data samt drøftinger med utbyggingsoperatørene.

**INVERS – Analyseverktøy mot kostnadsdatabanken**

Det er nå utviklet et statistisk analyseverktøy for å kunne bruke historiske data fra databanken som grunnlagsmateriale for vurdering av nye søknader om plan for utbygging og drift/plan for anlegg og drift som Oljedirektoratet mottar.

**Vurdering av LNG-anlegg**

Et anlegg for kondensering av naturgass til LNG (Liquefied Natural Gas) kan bli aktuelt i forbindelse med utnyttelse av større naturgassmengder fra Snøhvit. Det er blitt utført en studie i denne sammenheng hvor en har vurdert tekniske, kostnads- og energimessige aspekter ved et slikt anlegg.

Prosjektet er gjennomført som et samarbeidsprosjekt mellom Novatech og Sintef, Avdeling for Kuldeteknikk.

**Geokjemisk undersøkelse av Njord**

Prosjektet er en petroleum geokjemisk undersøkelse av Njord og utvalgte regionalt tilgrensende prospekter

Hensikten med prosjektet var å få informasjon angående fyllingshistorien av Njord og å korrelere hydrokarboner i eventuelle væskeinneslutninger med DST.

Analyseresultatene er av høy kvalitet og resultatene av studiene bidrar til å øke forståelsen av hydrokarbongenerering i området samt migrasjon, fase separering og fyllingshistorie.

**Ny kontantstrømmodell**

I samarbeid med Olje- og energidepartementet har Oljedirektoratet utviklet og installert en ny kontantstrømmodell. Denne brukes i økonomisk analysearbeid for prosjekt- og selskapsberegninger. Modellen har blitt videreutviklet i 1991.

**6.1.3 Driftsavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
SAFARI	Norsk Regnesentral/Universitetet i Bergen/Rice University/Louisiana State University
Laegerdorf	Geo Recon A/S
Oljedirektoratets engasjement innenfor reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR	Rogalandsforskning/IFE/IKU
Modellering Statfjord	Norsk Regnesentral/Institutt for Energiteknikk (IFE)
Avkuttingskriterier	Atlas Wireline Services
Flerfasemåling	NEL
Gassbrennekriterier	Novatech a.s.
Miljøteknologi	Oljedirektoratet
Reservoarforsurning	Capcis, Manchester
Database driftskostnader	Arthur Andersen
Coriolis Mass Flowmeter Project	NEL
Strømningsmåler olje/gass/vann	Christian Michelsens Institutt
Prøvetaking – vanninnhold i olje	NEL
Produksjon under kokepunktstrykk	Restek a.s
ECLIPSE	ECL
RDRS (Reservoir Data Reporting System)	Cap Gemini
Simuleringsstudie av Statfjord	Scientific Software (UK) Limited
Brønnteknologi	Smedvig IPR A/S
Kalkforskning	Oljedirektoratet
Geoteknisk støtte	Mervyn Jones/University College, London
Reservoarstudie Ekofisk	Restek a.s
Sprekkestudie Eldfisk	Ali M Saidi
Reservoarstudie Eldfisk	Restek a.s

**SAFARI**

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom Saga, Statoil, Hydro og Oljedirektoratet. Prosjektet omfatter innsamling av kvantitative, geologiske data fra avsetninger som er blottet på land og som er analoge med reservoarer i Nordsjøen. Prosjektet bygger opp en database for kvantifisert informasjon om se-

dimentære reservoarheterogeniteter. Målsettingen er å redusere usikkerhet i reservoarbeskrivelse og reservoarsimulering for felt på norsk sokkel.

**Laegerdorf**

Oljedirektoratet samarbeider i dette prosjektet med åtte selskaper. Prosjektet ble startet i 1990 og skal

avsluttes i 1992. Konsulentfirmaet Geo Recon A/S utfører prosjektet som går ut på å etablere en database med 3-dimensjonale sprekke-data. Dataene innsamles i kalkbruddet i Laegerdorf, Tyskland. Prosjektet har som målsetting å bedre forståelsen og beskrivelsen av sprekkegeometrien i kalkfeltene i Nordsjøen.

#### **Oljedirektoratets engasjement innenfor reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR**

Oljedirektoratet har ansvar for assistanse til SPOR-programmet innenfor fagområdet reservoarbeskrivelse. Dette gjøres gjennom oppfølging av forskningsprosjekter i inn- og utland. Dette er også viktig for Oljedirektoratets eget arbeid innen reservoarbeskrivelse.

#### **Modellering Staffjord**

En detaljert geologisk kartlegging med tanke på skiferutbredelse/kontinuitet er utført. Dette er videre modellert ved bruk av stokastiske metoder. Et viktig element ved studien er reservoarsimulering av feltets produksjonshistorie for å kunne vurdere hvilken reservoarbeskrivelse som stemmer best med feltets produksjonsdata. Dette vil kunne nyttes til å predikere fremtidig produksjonsoppførsel.

#### **Avkuttingskriterier**

Ettersom flere felt som er påvist, er marginale med hensyn til ressurser, har det vist seg at avkuttingsverdien basert på petrotypiske parametre, kan ha stor effekt på hva som defineres som produktiv bergart. Gjennom dette prosjektet er det undersøkt alternative måter for bedre å bestemme avkuttingsverdier utifra både statiske og dynamiske data.

#### **Flerfasemåling**

Prosjektgruppen utgjøres av et konsortium hvor åtte operatørselskaper deltar. Prosjektets målsetting er å utvikle et konsept for måling av flerfasestrømning basert på kjent teknologi.

Arbeidet består av tre faser:

- 1) Konstruksjon/testing av utstyr
- 2) Fabrikasjon av prototype
- 3) Felttesting av prototype

Prosjektets fase 1 er ferdig. Delrapporter for en del tester er mottatt.

#### **Gassbrennekriterier for felt i drift**

Prosjektet er en videreføring av fjorårets prosjekt «Gassbrennekriterier» som vurderte brennekriterier ved oppstart av nye felt. Gjennom arbeidet er det identifisert kritisk bestemmende faktorer for brennebehov for felt i drift samt mulighetene for reduksjoner av brennebehovet. Begrensede faktorer for minimums oljeproduksjon er også identifisert og drøftet.

#### **Miljøteknologi**

Gjennom prosjektet er det bygd opp kompetanse i miljøteknologi for blant annet å kunne gi råd til

Olje- og energidepartementet i miljøteknologispørsmål. Teknologien i USA for reduksjon av forurensende utslipp fra petroleumsindustrien er studert med hovedvekt på teknologi for reduksjon av utslipp til luft.

#### **Reservoarforsurning**

Prosjektet ble utført for å kartlegge årsaker til reservoarforsurning i Nordsjøen. Det ble utført av Capcis ved Universitetet i Manchester og ble fullført i 1989. På grunnlag av dette arbeidet har Oljedirektoratet engasjert Capcis til å utføre en studie «Reservoir souring and chalk rock properties». Resultatene vil kunne gi en indikasjon på om man kan forvente forsurning i kalksteinsreservoarer som vannflømmes. Studien ventes avsluttet primo 1992.

#### **Database driftskostnader**

Dette prosjektet går ut på å utvikle en database som skal kunne lagre driftskostnadsdata samt tekniske nøkkeldata. Dessuten har en laget datarapporter for forskjellig fremstilling av dataene i databasen. Innrapportering av data ventes å skje i løpet av 1992.

#### **Coriolis Mass Flowmeter Project**

Dette er et prosjekt der Statoil, Total, Phillips, Oljedirektoratet, Kodak og britiske myndigheter deltar. I prosjektet tester en måleinstrumenter fra forskjellige utstyrsleverandører som baserer målingen på registrering av corioliseffekten. En undersøker instrumentene med hensyn til nøyaktighet, installasjonseffekter, vedlikeholdsrutiner etc.

#### **Strømningsmåler olje/gass/vann**

I dette prosjektet utfører en tester for å utvikle et måleinstrument som skal kunne registrere vann-, olje- og gasstrømningsrater samtidig. Dette er et multiklientprosjekt der BP, Saga, Hydro, Elf, Phillips og Oljedirektoratet deltar.

#### **Prøvetaking – vanninnhold i olje**

Oljedirektoratet og Department of Energy har i flere år samarbeidet med 12 oljeselskaper i et forskningsprogram hvor målet er å utarbeide felles retningslinjer for konstruksjon og drift av prøvetakningsutstyr. Resultatene vil senere bli benyttet ved utarbeidelse av internasjonale standarder innenfor dette fagfeltet. Forsøkene utføres hos National Laboratories (NEL) i Skottland, hvor det er bygget en egen teststasjon til dette formål.

#### **Produksjon under kokepunktstrykk**

Prosjektets formål var å få belyst hva som skjer i reservoaret og på overflaten når det produseres med strømmende bunnhullstrykk lavere enn oljens kokepunktstrykk. Studien har omfattet en teoretisk gjennomgang av problemstillingen og vurdering av to reelle tilfeller med simulering av det ene av dem.

#### **ECLIPSE**

I løpet av 1991 har det for reservoar-simuleringspakken ECLIPSE vært gjennomført to prosjekter, ett

for vedlikehold, der Oljedirektoratet har mottatt en ny versjon av programvaren, og et prosjekt for innkjøp av nye moduler til programpakken.

#### **RDRS (Reservoir Data Reporting System)**

To prosjekter knyttet til databasen RDRS har vært gjennomført i 1991 – ett for vedlikehold av systemet og ett for videreutvikling. Videreutviklingen har dette året for det meste gått med til et valideringsprogram som operatørselskapene bruker før endelige data sendes inn til Oljedirektoratet.

#### **Simuleringsstudie av Staffjord**

I løpet av 1990 og 1991 er det utført en komposisjonell tverrsnittssimulering av Staffjordformasjonen. Prosjektet belyser mulige fremtidige strategier for optimal utvinning av gjenværende olje i dette reservoaret.

#### **Brønnteknologi**

Studien analyserer mulige teknikker for optimal bruk av brønner som penetrerer flere uavhengige reservoarer eller reservoarsoner.

#### **Kalkforskning**

Oljedirektoratet har sammen med Energistyrelsen i Danmark vært initiativtaker til et kalkforskningsprogram, hvor 11 oljeselskaper går sammen om finansiering og gjennomføring. Programmet har som formål å forbedre forståelsen av kalkfeltene og utnytte denne forståelsen til økt utvinning. Oljedirektoratet har hatt formannsvervet i store deler av 1991. Dette vervet er nå overført til Energistyrelsen. Oljedirektoratet deltar i de seks tekniske komiteene og styringskomiteen.

#### **6.1.4 Planavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Porteføljemodell – videreutvikling	Sintef
Markedsdata gass – Sovjets rolle i det europeiske gassmarked	Fridtjof Nansens Institutt

#### **Porteføljemodellen – videreutvikling**

Porteføljemodellen er et økonomisk analyseverktøy som benyttes særlig ved område-evaluering og vurdering av gassforsyning på grovere nivå. Porteføljemodellen er utviklet for Oljedirektoratet av Sintef og i 1991 er det foretatt en ytterligere utvikling. Flere oljeselskap har uttrykt interesse for modellen.

#### **Sovjets rolle i det europeiske gassmarkedet – Strategiske og operative perspektiver**

Prosjektet ble startet av Gassforhandlingsutvalget i samarbeid med Olje- og energidepartementet og

#### **Geoteknisk støtte**

I forbindelse med innsyningsrelaterte problemstillinger i Ekofisk-området har Oljedirektoratet søkt ekspertise hos Dr. Mervyn Jones ved University College, London. Dr. Jones, som er ekspert på bergmekanikk, har bidratt som konsulent til faglige vurderinger samt utførelse av forsøk.

#### **Reservoarstudie Ekofisk**

Restek a.s ble engasjert til å bygge en fenomenologisk modell som vil danne grunnlaget for senere reservoarsimuleringer av Ekofisk-feltet. Fremtidige simuleringer har som formål å vurdere ulike produksjonsstrategier, så som gass- og vanninjeksjon i den øvre delen av feltet.

#### **Sprekkestudie Eldfisk**

Dr. Ali M. Saidi har bistått Oljedirektoratet i arbeidet med å utvikle en reservoarsimuleringsmodell på Eldfisk. Han har erfaring fra oppsprukne reservoarer andre steder i verden og har bidratt som konsulent i forbindelse med Oljedirektoratets evaluering av fremtidig produksjonsstrategi på oppsprukne felt, så som Eldfisk-feltet.

#### **Reservoarstudie Eldfisk**

Prosjektet er en videreføring av prosjektet i 1990. Det er utført reservoarsimuleringer av den nordlige strukturen på feltet. Ulike utvinningsmekanismer som trykkavlastning, gassinjeksjon og vanninjeksjon er simulert. Resultatene viser at det er gode muligheter for økt utvinning på feltet.

Oljedirektoratet i 1989. Formålet var å innhente informasjon om utviklingen i Sovjet og Øst-Europa om forhold som kunne påvirke den fremtidige norske eksport av naturgass.

Prosjektet har så langt gitt oppdragsgiverne en fortløpende oppdatering av politiske og økonomiske forhold av relevans for gassmarkedet. Arbeidet vil fortsette også i 1992.



**6.1.5 SPOR**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Vanninjeksjon (SPOR-VANN)	Rogalandsforskning
Gassinjeksjon (SPOR-GASS)	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi (IKU)
Optimalisering av reservoardata (SPOR-OPT)	Institutt for energiteknikk (IFE)

Det ble i 1991 også utvist stor aktivitet innen SPOR-programmet, et statlig forsknings- og utviklingsprogram som ble startet i 1985. Programmet ble avsluttet 31.12.1991. Målsetningen for SPOR har vært gjennom kompetanseoppbygging, forskning og utvikling av ny teknologi å gi grunnlag for økt oljeutvinning fra norsk sokkel.

Programmet har totalt brukt 101 millioner kroner, bevilget over Olje- og energidepartementets budsjett. Videreføring av deler av aktiviteten vil bli gjort via RUTH, et NTN-program som starter i 1992.

Gjennomføring av SPOR-programmet har hatt tydelige positive ringvirkninger for arbeidet med økt oljeutvinning, både i Oljedirektoratet og i selskaper engasjert på norsk sokkel. Resultater fra SPOR har også gitt grunnlag for norsk deltakelse i internasjonalt samarbeid som International Energy Agency (IEA), og for samarbeid med enkeltland, for eksempel USA.

Det er utarbeidet en SPOR-monografi som oppsummerer status innen fagområdet. Boken med tittel «Recent Advances in Improved Oil Recovery

Methods for North Sea Sandstone Reservoirs» er tilgjengelig via Oljedirektoratet.

**6.1.6 PROFIT**

Et nytt femårig forskningsprogram, PROFIT, (Program for Research on Field Oriented Improved Recovery Technology) ble startet i 1990. Her deltar Oljedirektoratet på lik linje med 13 oljeselskap i finansiering og styring av aktiviteten som på enkelte områder vil videreføre resultater fra SPOR-programmet. Forskningsarbeidet skal i hovedsak foregå ved norske forskningsinstitutt.

PROFIT har en maksimal økonomisk ramme på 90 millioner kroner. På grunn av begrenset deltakelse er kun to prosjekter initiert foreløpig, med en økonomisk ramme på 68 millioner kroner over femårsperioden innen:

- Reservoarbeskrivelse
- Nær-brønn strømming

I 1992 er det planer om å utføre forskning for ca 18 millioner kroner.

**6.2 DIVISJON FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Medlemskap i Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)	MTD
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)	NEK
Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'N	Oljedirektoratet
Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere	SINTEF
Prosedyrer for vurdering av oppjekkable innretninger (Jack-Up Site Assessment Procedures)	Noble Denton
Planlegging og krav til avlastningshull	Neal Adams
«Gass-kick» i oljebasert boreslam	Rogalandsforskning

PROSJEKTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
WOAD – World Offshore Accident Databank	DnV
COLLIDE – designkriterier for kollisjonsrisiko	SikteC
Hydrostatisk og dynamisk trykkmodellering for dype, varme høytrykkshull	Rogalandsforskning
Gass-sikkerhetsprogram	CMI
Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervanns-operasjoner	Oceaneering
Internkontroll ved dokumentasjon av kjemisk helse- og miljøfare	Novatech
Internkontroll i virksomheter i Norge	SINTEF
Virkning av sveising på høyfast ståls materialeegenskaper	Cranfield Institute, Storbritannia
EXPRES – ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko	Cranfield Institute, Storbritannia
Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer	SINTEF
Anvendelse av statistisk analyseverktøy på skadedata	SaS Institute a.s
Vedlikehold av planleggingsprogrammet Formula-PS	Norsk Data
Implementering av tegninger i databasen CODAM	EB Ind – Offshore
Trykktesting av sikringsventil (BOP)	SINTEF
Spesifikke krav til beredskap	Novatech
Metode for prøving av materialer og konstruksjoner mot jet-brann	SINTEF
Skum mot brann i maskinrom	Sjøforsvaret
Innstrømningsforsøk horisontale brønner	Rogalandsforskning
Vedlikeholdsstyring	SINTEF
Høyfast betongs seighet	SINTEF
Kvalifisering av sveiseforbindelser	SINTEF
Katodisk vern av termisk isolerte rørledninger	Corrocean
Betong med lett tilslag	SINTEF
Høyfast betong – fase 3	SINTEF
Korrosjon og erosjon i rørsystemer for prosess- og støttesystemer	SINTEF

**Welding Institute – medlemskap**

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbi-stand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

**Marine Technology Directorate – medlemskap**

Siden 1980 har Oljedirektoratet vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group (UEG), som har vært en undergruppe under den britiske foreningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen er nå gått inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene organisasjonen administrerer, er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har kommet til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskriftsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og innretninger under vann.

**Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) – medlemskap**

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på dette området utvikles løpende i takt med den teknologiske utviklingen og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelsler på å etterkomme forpliktelser etter avtalen om handels-hindre innen EFTA og EF.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeidet når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

**Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'N**

Prosjektet utreder sannsynligheten for tilstedeværelsen av drivis på syv utvalgte posisjoner i Barentshavet. I tillegg er avstanden fra hver posisjon til nærmeste iskant og varigheten av isfrie perioder analysert. For fire av posisjonene er også kollisjonsrisiko med isfjell og sannsynlig størrelse på isfjell i området vurdert.

**Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner**

Prosjektet tar sikte på å videreføre og utvide det etablerte internasjonale samarbeid innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø, standardisering av forskrifts-krav og veiledninger, samt forbedring av tekniske løsninger for bemannede undervannsoperasjoner. Prosjektet som har gått over flere år, har gitt verdifulle resultater og er av stor betydning for pågående og fremtidige undervannsoperasjoner.

**Arbeidsmiljø for dykkere**

Tidligere prosjekter i Oljedirektoratets regi har med bruk av relativt beskjedne ressurser gitt verdifulle resultater med betydelig nytteverdi innen området

arbeidsmiljø for dykkere. I 1991 har prosjektet sett nærmere på den mikrobielle forurensning av dykkerkammer-atmosfæren, evaluert prosedyrer for rengjøring av dykkerkamre og vurdert alternative desinfeksjonsmidler for hyperbart miljø. I tillegg er kvaliteten i kammeratmosfæren i ulike dykkersystem blitt forbedret.

**Prosedyrer for vurdering av oppjekkbara innretninger (Jack-up Site Assessment Procedure)**

Noble Denton (NDA) har avdekket store forskjeller mellom de beregningsmetoder (bruk av parametre) og den filosofien som blir lagt til grunn for forskjellige selskapers og institusjoners vurderinger av oppjekkbara innretninger. I dette prosjektet er det et overordnet mål å komme frem til internasjonale prosedyrer for slik vurdering, som kan brukes av alle impliserte parter. En internasjonal standardisering kan gi økt forutsigbarhet for næringen og for myndighetene. Prosjektarbeidet har hittil dreid seg om materialinnsamling og vurdering. Prosjektet fortsetter i 1992.

**Planlegging og krav til avlastningshull**

I prosjektet analyseres behovet for krav til avlastningshull for såvel lete- som produksjonsboring. Prosjektet ble startet i 1990.

**«Gass-kick» i oljebasert boreslam**

Prosjektet belyser de spesielle problemer som gass-kick i oljebasert boreslam medfører. Prosjektet har så langt resultert i et brukervennlig dataprogram som gjør det mulig å simulere utsirkulering av en gass-kick i oljebasert boreslam. Prosjektet ble startet i 1990.

**WOAD – Worldwide Offshore Accident Databank**

Oljedirektoratet er abonnent på databasen WOAD, som inneholder systematiserte ulykkeshendelser fra petroleumsvirksomhet over hele verden. Grunn-databasen forvaltes av Veritec som sørger for fort-løpende innsamling og oppdatering av data om ulyk-keshendelser.

**COLLIDE – designkriterier for kollisjonsrisiko**

Prosjektet som startet i 1988, sikter mot forbedrede designkriterier for å redusere kollisjonsrisikoen mellom handelsskip og offshore innretninger. I tidligere faser er det utviklet en grunnmodell for beregning av kollisjonsrisiko og prosedyrer for overslagsberegninger. I siste fase er risikobildet for hele Nordsjøen lagt inn i det utviklede dataprogrammet.

**Hydrostatisk og dynamisk trykkmodellering for dype, varme høytrykkshull**

Prosjektet er en videreføring av et prosjekt som kartla høytrykksbrønner i 1989. Basert på termodynamiske data (PVT-data) og HPHT-rheologiske data som foreligger for de ulike brønnvæskene, vil en utvikle en nøyaktig modell som beregner bunn-hullstrykket ved hjelp av hulltetthet og rheologi i brønnen. Prosjektet fortsetter i 1992.

**Gass-sikkerhetsprogram**

Chr Michelsens Institutt (CMI) i Bergen har de senere årene forsket mye i risikoen for eksplosjoner i forskjellige moduler til havs. Arbeidet er videreført i 1991 med støtte fra flere operatørselskaper og myndigheter. Arbeidet er delt i tre deler:

- eksperimentelt testprogram
- forbedring av FLACS (computerprogram for beregning av eksplosjonstrykk)
- anvendelse av sikkerhetsteknologi

Prosjektet går over tre år og har en økonomisk ramme på 30 millioner kroner.

**Teknisk/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner**

Erfaringer har vist at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner som kan forbedres for å komme opp på et ønsket nivå. Prosjektet fokuserer på problemområder ved nødsystemer for dykkere, og analyserer forhold knyttet til ekskursjoner (temporære trykkforandringer) ved grunn metningsdykking. Stikkord er, foruten nødsystem for dykkere, hyperbar redningsenhet og grunn metningsdykking. Prosjektet vil fortsette i 1992.

**Internkontroll ved dokumentasjon av kjemisk helse- og miljøfare**

Prosjektet kartlegger hvordan kvalitetssikringsprinsipper reflekteres i distribusjon av informasjon om kjemiske produkters helse- og miljøfare. Prosjektet har i 1991 rettet seg mot produsenter og importører for å komme frem til retningslinjer innen kvalitetssikring som kan benyttes i disse organisasjonene ved utvikling og distribusjon av slik informasjon.

**Internkontroll i virksomheter i Norge**

Gjennom dette prosjektet er det så langt oppnådd å:

- avklare om internkontroll generelt har hatt en positiv effekt, og hvilke vansker en har møtt,
- dokumentere problemløsningene i utvalgte bedrifter,
- formidle gode og dårlige erfaringer tilbake til bedriftene,
- utvikle evalueringsverktøy slik at bedriftene kan evaluere egen innføring av internkontroll,
- gi underlag for tilsynsmyndighetenes oppfølging av iverksetting og praktisering av internkontrollsystemer i virksomheten.

Prosjektet er et større samarbeidsprosjekt med NHO og NTNf, og vil fortsette i 1992.

**Virkning av sveising på høyfast ståls materialeegenskaper**

Oljedirektoratet har deltatt i prosjektet «The Influence of Welding on Materials Performance Offshore», fase 2, som ledes av Cranfield Institute i

England. Fase 2 har undersøkt sveisbarhet og liknende egenskaper hos nye høyfaste lavlegerte stål, stål med aksellerert avkjøling, kombinasjoner mellom disse og støpte såvel som smidde komponenter. Spesielt er risikoen for hydrogensprøhet undersøkt.

**EXPRES – ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko**

Prosjektet gjennomføres ved det britiske Cranfield Institute of Technology, og finansieres av britiske oljeselskap, Department of Energy og Oljedirektoratet. Siktemålet er et praktisk ekspertsystem for evaluering av korrosjonsrisikoen i rørledninger, som kan brukes ved evaluering av rettighetshavers dokumentasjon på dette området både i konstruksjons- og i driftsfasen. Gjennom prosjektet regner direktoratet også med å øke egen kompetanse på et område der avansert edb-bruk er i sterk vekst.

**Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer**

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av SINTEF med støtte fra oljeindustrien. Målet er å bestemme effekten av katodisk beskyttelse på utmatningslevetiden til sveisede rørknutepunkter. Designkurven for katodisk beskyttede konstruksjoner i forskrift for bærende konstruksjoner vil bli vurdert revidert på bakgrunn av resultatene fra prosjektet.

**Anvendelse av statistisk analyseverktøy på skadedata**

Prosjektet skal sette bruken av det statistiske analyseverktøyet SaS mot Oljedirektoratets database for skaderegistrering i system. Prosjektet vil gi betydelig kompetanseoppbygging rundt et analyseverktøy som har bred anvendelse innenfor Oljedirektoratets ansvarsområde.

**Vedlikehold av planleggingsprogrammet FormulaPS**

Det er utviklet et edb-basert planleggingsprogram som kan gi ledelsen den nødvendige oversikten over planlagte aktiviteter og deres innbyrdes avhengigheter. Hjelpemiddelet effektiviserer allokering og bruk av personalressurser i tilsynsvirksomheten og de øvrige aktiviteter. I 1991 er programmet blitt vedlikeholdt ved hjelp av ekstern ekspertise.

**Implementering av tegninger i databasen CODAM**

Dette er et pilotprosjekt for å knytte inspeksjonstegninger til databasen for skader på faste innretninger og rørledninger.

Implementering av tegningsarkiv er et nødvendig tillegg til en forbedret utgave av skadedatabasen CODAM. Skadedata er et viktig underlag for oppfølging av selskapenes internkontrollaktiviteter, Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet, ved vurderinger av utvidet levetid for innretninger og ved risiko- og pålitelighetsanalyser. En vil også kunne formidle generelle data til industrien. På gitte vilkår har Oljeindustriens Landsforening (OLF) stilt seg positiv til at data fra basen kan benyttes til formål som er til nytte for industrien.

### Trykktesting av sikringsventil (BOP)

I de nye boreforskriftene utformer Oljedirektoratet nye krav om test-intervaller og testtrykk for BOP-ventiler. Det nye er at funksjonstesting av ventiler kan aksepteres. Tidligere testing av såkalt «våte» systemer viste positive resultater. I denne fasen er «tørre» systemer undersøkt. Prosjektet startet i 1989 og ble avsluttet i 1991.

### Spesifikke krav til beredskap

Den nye beredskapsforskriften setter krav til at operatør skal definere virksomhetens spesifikke krav til beredskap. Prosjektrapporten gir eksempel på en fremgangsmåte som kan benyttes ved utarbeidelse av slike krav. Prosjektet ble gjennomført i andre halvår 1991 og var begrenset til beredskapstiltak som krever involvering av beredskapsorganisasjonen.

### Metode for prøving av materialer og konstruksjoner mot jet-brann

De spesielle forholdene i petroleumsvirksomheten til havs er ikke alltid reflektert i internasjonale og nasjonale standarder. Dette gjelder blant annet jet-branner og konsekvenser av slike. Ikke minst ble dette forholdet erkjent etter ulykken med Piper Alpha på britisk sokkel. Materialers og konstruksjoners motstandsevne mot jet-brann må kunne dokumenteres. Prosjektet har utviklet en metode for dette.

### Skum mot brann i maskinrom

Med utgangspunkt i Sjøforsvarets Forsyningskommandos arbeid med å erstatte halon som slökkemiddel, er det utført et prosjekt angående bruk av skum og sprinkler som slökkemiddel. Prosjektet har vist at metodene er aktuelle både for maskinrom og rom for elektriske komponenter.

### Innstrømningsforsøk i horisontale brønner

Boring av horisontale brønner ventes å øke i antall. Et problemområde med slike brønner er håndtering av innstrømning (gass-kick). Prosjektet har gjennomført en fullskalatest som har gitt svar på mange av spørsmålene som har vært reist omkring brønnens oppførsel under innstrømning og metoder for deteksjon og håndtering av slike situasjoner.

### Vedlikeholdsstyring

Vedlikehold har stor sikkerhetsmessig betydning. Den økende alder på mange av innretningene i Nordsjøen aktualiserer problemstillingen ytterligere.

Erfaringer fra tilsynsaktiviteten har vist at det er tildels alvorlige mangler ved vedlikeholdssystemene til enkelte operatører. Tilsynet har også vist at petroleumsindustrien ikke ligger i forkant med bruk av ny vedlikeholdsteknologi, sammenliknet med industri i land hvor vedlikeholdsfunksjonen er en forutsetning for sikker drift og god økonomi.

Behov for bedre styring av vedlikeholdsfunksjo-

nen har ført til økt fokusering på ny vedlikeholdsteknologi, blant annet ved å kartlegge kritisk utstyr hos flere operatører.

Oljedirektoratets målsettinger for prosjektet er oppbygging av kompetanse innen området vedlikehold, prinsipper omkring kostnadseffektiv prosjektering, samt videreutvikling og implementering av vedlikeholdssystemer. I tillegg skal prosjektet bidra med faglige innspill til forskriftsarbeidet med sikte på utdyping av Oljedirektoratets krav og forventninger til styring av vedlikeholdsfunksjonen.

### Høyfast betongs seighet

Prosjektet har bidratt til 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. Øvrige deltakere i prosjektet har vært NTNf, Norwegian Contractors, Norske Shell og Forsvarets Byggetjeneste.

### Kvalifisering av sveiseforbindelser

Prosjektet har utviklet nye normer for fabrikkasjons-spesifikasjoner, kvalifiseringsrutiner og kvalitetsoppfølging av sveisearbeidet. Prosjektet har videre samordnet de krav som myndighetene (Oljedirektoratet) og oppdragsgiverne, dvs operatørselskapene stiller ut fra materialtekniske og sveisetekniske vurderinger.

De nye europeiske standarder for sveiseprosedyrer, mekanisk prøving av sveiseforbindelser, og for godkjenning av verksteder og sveisere er innarbeidet som referansegrunnlag. Prosjektet bidrar til en videreføring av det påbegynte standardiseringsarbeidet innen sveise- og materialteknologi.

Norsk Sveiseteknisk Forening og SINTEF, Sveisesenteret, har tatt initiativ til prosjektet, som foruten NTNf og Oljedirektoratet også har bidragsytere fra verkstedsindustrien, engineeringsselskaper og operatørselskaper. Prosjektet er planlagt å gå over tre år.

### Katodisk vern av termisk isolerte rørledninger

Oljedirektoratet har fått henvendelser fra operatørselskaper som har behov for informasjon om forskriftenes krav om korrosjonsvern for termisk isolerte rør. Gjennom prosjektet er erfaringsdata fra eksisterende anlegg systematisert. Et forprosjekt er gjennomført i 1991, og prosjektet er planlagt videreført i 1992. I neste fase vil det bli gjort praktiske forsøk hvor industrien vil bli invitert til å delta.

### Betong med lett tilslag

Betong med lett tilslag har en egenvekt på 1 500 kg/m<sup>3</sup>, og har således et stort potensiale for anvendelse både for faste og flytende innretninger. Slik betong har imidlertid helt andre egenskaper enn betong med normalt tilslag. I prosjektet er det utviklet

betong med lett tilslag med egnede materialer og produksjonsegenskaper til bruk i flytende produksjonsinnretninger. Prosjektet som ble startet i 1989, er utført hos SINTEF FCB i Trondheim.

### Høyfast betong – fase 3

Prosjektet er en videreføring av et prosjekt om høyfast betong som startet som et forprosjekt i 1986, og ble videreført som fase 1 i 1986–88 og fase 2 i 1989–90. I 1991 har prosjektet sammenliknet resultatene som ble nådd i fase 1 og 2 med høykvalitets data som er tilgjengelig på verdensbasis. Prosjektet har også omfattet tilleggseksperimenter med sikte på å fylle eksisterende tomrom og fjerne usikkerhetsmomenter.

Resultatene fra fase 1 og 2 har utgjort en vesentlig del av dokumentasjonen som ble lagt til grunn for reglene i den nye betongstandarden NS 3473. Denne

standarden er i dag ansett som den mest avanserte betongstandard for høyfast stål på verdensbasis.

Prosjektet er utført av SINTEF FCB, Trondheim. Det har hatt betydelig industristøtte med en økonomisk ramme på 4,5 millioner kroner i 1991.

### Korrosjon og erosjon i rørsystemer for prosess- og støttesystemer

I prosjektet er det utarbeidet en oversikt over innvendig og utvendig korrosjon og erosjonsproblemer i rørsystemer. Videre er behov for utvikling av bedre korrosjonsvern kartlagt. Prosjektet skal behandle spørsmål som hvor og når korrosjon og erosjon oppstår, og hvordan problemene kan håndteres. Prosjektet går over to år og planlegges slutført i slutten av 1992. En videreføring av prosjektet kan bli aktuelt forutsatt at industrien deltar med finansiell bistand.

## 6.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

### Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1991 i området Kanten på 60° nordlig bredde (sør for Brage-feltet), rett vest av Bergen. Området som er 1 021 km<sup>2</sup> stort, ble valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Etter at området var kartlagt med sidesøkende sonar, ble de påviste heftene nærmere identifisert av fjernstyrt undervannsfarkost. Dynamisk posisjonert fartøy og fjernstyrt undervannsfarkost ble deretter brukt til å heve de gjenstander som det ble antatt ville være til hinder for effektivt fiske i området.

Tre vrak ble nøyaktig posisjonert, men ikke hevet. Diverse kjettinger, vaiere i forskjellige dimensjoner, anker og fiskebruk til en samlet vekt på 100 tonn, ble fjernet fra havbunnen.

En har også i 1991 benyttet Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble gitt til Stolt-Nielsen Seaway A/S, Haugesund.

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges Sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

## 7. Internasjonalt samarbeid

### 7.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

#### 7.1.1 Bistand gjennom NORAD

Gjennom samarbeidsavtalen med NORAD har Oljedirektoratet i 1991 deltatt i bistandsarbeid i Tanzania, Namibia, Mozambique, Seychellene, Jemen, Bangladesh, Nicaragua og Costa Rica. I tillegg har Oljedirektoratet gitt bistand til Committee for Coordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas (CCOP), en organisasjon som omfatter 11 land.

Oljedirektoratets innsats har bestått i rådgivning i forbindelse med planlegging og gjennomføring av konsesjonsrunder, oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk prosessering, seismisk tolkning og installasjon av datautstyr, overføring av seismiske data, lagring av seismiske data og opplæring av personell.

Hovedinnsatsen til Oljedirektoratet har vært konsentrert om følgende land:

#### a) Bangladesh

Arbeidet har bestått i rådgivning til Bangladesh Petroleum Institute (BPI) ved innkjøp og installasjon av maskinvare og programvare for prosessering og digitalisering av seismiske data. Videre har Oljedirektoratet vært rådgivere ved flere studier vedrørende repossessering av seismiske data, regional-geologisk kartlegging, tyngdemålingsstudier av sedimentære bassenger samt kartlegging og evaluering av et mindre oljefelt. Dette inngår som ledd i et institusjonsoppbyggende prosjekt.

#### b) Namibia

Bistanden til Namibia er rettet til National Petroleum Corporation of Namibia (NAMCOR) og den har vesentlig vært knyttet til planlegging og gjennomføring av Namibias første konsesjonsrunde. Oljedirektoratet har fulgt opp seismiske tolkningsstudier utført av konsulentfirma og sammenstilt data fra forskjellige undersøkelser. Videre har Oljedirektoratet gitt råd til NAMCOR ved valg av konsulent til å utføre en markedsstudie for KUDU-gassfeltet. Oljedirektoratet har utført en studie av arkivsystemet i NAMCOR og har foreslått et prosjekt for å utvikle et nytt arkivsystem i 1992 tilpasset den økende petroleumsaktiviteten. En ingeniør fra NAMCOR har vært utplassert i Oljedirektoratet i en kort periode for å studere Oljedirektoratets systemer for lagring og arkivering av geologiske prøver.

#### c) Nicaragua

I forbindelse med rådgivning til det nasjonale energikontoret Instituto Nicaraguense de Energia (INE)

har Oljedirektoratet bistått ved repossessering av seismikk fra Stillehavs-sokkelen. Videre har direktoratet bistått ved igangsettelse og oppfølging av et prosjekt utført av et konsulentfirma med sikte på en kampanje for petroleumsletning på den nicaraguaniske kontinentalsokkel. To nicaraguanske geologer har i en kortere periode oppholdt seg i Oljedirektoratet i forbindelse med avslutningen av et prosjekt i forbindelse med et NORAD-stipend ved Norges Tekniske Høyskole.

#### d) Tanzania

Prosjektet er i slutfasen og Oljedirektoratets innsats har i 1991 vært konsentrert om to hovedområder: innsamling og prosessering av seismiske data, og oppbevaring av seismiske data. I forbindelse med innsamling av seismiske data i Pemba/Zanzibar-området, har direktoratet bistått Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) med råd til valg av innsamlingsparametre. Videre har Oljedirektoratet bidratt med oppfølging og kontroll under prosesseringen av data. Tanzanias seismiske data er lagret i Norge. I forbindelse med at dataene i fremtiden skal lagres i Tanzania, blir dataene overført fra vanlige taper til et mer kompakt format. Oljedirektoratet har i denne forbindelse bistått med rådgivning og praktisk hjelp.

#### e) Jemen

I forbindelse med inngåelsen av en samarbeidsavtale mellom Norge og Jemen har Oljedirektoratet bistått med hjelp innen styring og kontroll med oljevirk-somheten. To representanter fra Ministry of Energy and Mineral Resources, Exploration and Production Board, har oppholdt seg på Oljedirektoratet i tre måneder på opplæring. Videre har direktoratet sammen med SFT utført en studietur til Jemen i forbindelse med et forslag til et program for miljømessig og sikkerhetsmessig kontroll med oljevirk-somheten.

#### f) Seychellene

Lederen for Seychellenes National Oil Company Ltd, (SNOC), oppholdt seg i Oljedirektoratet i fem uker for å få innføring i direktoratets rutiner for kontroll og styring av oljevirk-somheten.

I forbindelse med utarbeiding av en miljølov for Seychellene oppholdt en representant fra Department of Environment, Republic of Seychelles, seg i Oljedirektoratet i en kortere periode for informasjonssøking og diskusjoner.

#### 7.1.2 PETRAD – International Programme for Petroleum Management and Administration.

Oljedirektoratet har i perioden 1.1.1989 til 31.12.1991 gjennomført et prøveprosjekt for Norad

med hensikt å se på mulighetene av å etablere et opplæringstilbud i Norge innen petroleumadministrasjon og ledelse. Målgruppen har vært ledere innen petroleumforvaltning og nasjonale oljeselskap i utviklingsland.

Prosjektet har vært direkte tillagt oljedirektøren og ble gitt navnet PETRAD – International Programme for Petroleum Management and Administration.

Basert på informasjon om behovet for lederopplæring innen petroleumssektoren i Afrika, Asia og Latin Amerika har Petrad gjennomført 29 kurs og seminarer med varighet fra to dager til åtte uker. Opplæringen har vært arrangert både i Afrika, Asia og i Norge. Totalt har 845 ledere fra 40 land deltatt på disse aktivitetene. Budsjettet for prosjektperioden har vært 21 millioner kroner.

For å konstruere og gjennomføre opplæringen har Petrad søkt å trekke på den totale norske kompetanse innen petroleumssektoren. Til sammen har representanter fra 32 norske institusjoner bidratt som ressurspersoner og forelesere. I tillegg har Petrad involvert et tyvetalls forelesere fra utviklingsland samt eksperter fra en rekke internasjonale organisasjoner.

Programmet har søkt å dekke et bredt spekter av ledelse og administrasjon av petroleumaktiviteten både oppstrøms- og nedstrøms og opplæringen har vært strukturert innen fire kategorier:

- The Role of Petroleum in Sustainable Development
- Petroleum Resource Management
- Safety and Environmental Management
- Managing Petroleum Procurement and Use

Basert på erfaringen med kurs og seminarer har Petrad utviklet to åtte ukers undervisningsprogram:

- Petroleum Policy and Management
- Management of Petroleum Operations

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, med tilsammen 40 deltakere fra 19 land, deriblant Norge.

Erfaringene fra prøveprosjektet har vært særdeles gode, og har vist hvilke store behov utviklingsland har innen opplæring av sine ledere innen petroleumforvaltning og administrasjon.

Norad har derfor bedt Oljedirektoratet om å forestå videreføring av Petrad i en overgangsfase i 1992 mens Norad gjennomfører en evaluering og beslutning for en eventuell permanent etablering av Petrad fra og med 1993.

## 7.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk-fag-

lige organer, enten direkte eller indirekte gjennom andre 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 myndighets samarbeid i Europa og i FN-organer, men også mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstusjoner. De viktigste samarbeidspartnerne i 1991 har vært:

- a) EF-kommisjonen, i samarbeid med Kommunaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- b) FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- c) European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet under dykking,
- d) Marine Technology Directorate (MTD), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- e) Welding Institute, Storbritannia, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- f) American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- g) National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling,
- h) CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK),

### 7.2.1 EF-kommisjonen

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EFs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs. Dette arbeidet er underlagt EFs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and other Extractive Industries» og gjennomføres av en arbeidsgruppe kalt «Working party on Oil, Gas and other Minerals Extracted by Borehole».

Arbeidet i gruppen ble prioritert i 1990 som en følge av EFs beslutning om å utarbeide direktiver som også omfatter sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Det ble også utarbeidet tekniske vedlegg.

Direktivutkastet har i 1991 vært oppe i Europaparlamentet, parlamentets kommentarer er bearbejdet av ovennevnte EF-kommisjon, og nytt hørings-



utkast er planlagt utsendt i EF. Planlagt tidspunkt for ikrafttredelse er årskiftet 1992/93.

### 7.2.2 Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komitéer:

- a) Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC), Working Group 12 – Installasjonsforskrifter for eksplosjonssikkert materiell,
- b) Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), normkomité (NK) 18 – skipsinstallasjoner,
- c) NEK, NK 31 – elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder,
- d) International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 – Electrical Installation of Ships and of Mobile and Fixed Offshore Units. Oljedirektoratets deltaker er sekretær for den europeiske del av Working Group 18, som sammen med en nord-amerikansk gruppe skal utarbeide nye IEC-publikasjoner for flyttbare og faste innretninger.

### 7.2.3 Foredragsvirksomhet

Oljedirektoratet har også i 1991 vært engasjert som

foredragsholder og møteleder i en rekke kurs og konferanser om sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål i inn- og utland. Denne virksomheten betraktes som meget viktig i en gjensidig utveksling av informasjon og påvirkning, ikke minst i lys av den økende internasjonalisering av regelverk og lignende.

### 7.3 ISO – DEN INTERNASJONALE STANDARDISERINGSORGANISASJONEN

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale samarbeidet med revisjon av eksisterende standarder, og utvikling av nye innenfor disse fagområdene.

Ved etablering av EFs indre marked fra 1993, vil fellesmarkedet legge økt vekt på kravet til standardiserte prosedyrer også i forbindelse med måling og analyse av olje og gass. Arbeidet med standardisering er derfor av stor betydning.

Nasjonalt er det dannet arbeidsgrupper som følger opp arbeidet i ISO innenfor olje- og gassmåling, og som har som målsetting å ivareta nasjonale interesser. Oljedirektoratet deltar aktivt også i dette arbeidet.

## 8. Statistikk og oversikter

### 8.1 MÅLENHETER

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også brukt av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og uttrykk for forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass, og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

#### Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til, omtales som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «standard tilstand», «Barrels at standard conditions» mv ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referansebetingelse b) anbefales brukt av den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslags beregninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

#### Vanlige forkortelser:

Sm<sup>3</sup> = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Fat ved referansebetingelser, vanligvis 60°F og 0 psig. (Tradisjonell amerikansk enhet).

#### Omregning:

1 Sm<sup>3</sup> tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

#### Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til.

Fire referansebetingelser er vanlige å benytte: a) 60°F, 14.73 psia, b) 60°F, 14.696 psia, c) 15°C, 1.01325 bar, d) 0°C, 1.01325 bar. Referansetilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standardtilstander», d) som «normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet lik for betingelse a), b) og c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse d).

#### Vanlige forkortelser:

SCM eller Sm<sup>3</sup> = standard kubikkmeter  
Nm<sup>3</sup> = normal kubikkmeter  
Scf = standard kubikkfot

Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

#### Omregning:

1 Sm<sup>3</sup> tilsvare ca 0.95 Nm<sup>3</sup>  
1 Sm<sup>3</sup> tilsvare ca 35.3 Scf.

#### Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densitet. En lav verdi på denne størrelsen antyder at oljen eller gassen er sammensatt av lette komponenter.

#### Olje:

(a) «Specific Gravity» 60/60°F

Relativ densitet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) «API-Gravity» ved 60°F:

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity ved } 60^\circ = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^\circ\text{F}} - 131.5$$

(c) Densitet ved 15°C:

Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

#### Gass:

(a) «Specific Gravity»

Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt.

Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykkreferanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

#### Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm<sup>3</sup> gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er så vidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeekvivalenter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm<sup>3</sup> gass.

## 8.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGS-AKTIVITETEN

Det er per 31.12.1991 påbegynt i alt 709 letehull på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 509 undersøkeshull og 200 avgrensningshull. Letehull påbegynt per år i tidsrommet 1966–1991 er vist i tabell 8.2.a. 658 letehull var

avsluttet ved samme tid og 40 letehull er suspendert av forskjellige grunner.

Noen letehull er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, samt videre boring eller senere plugging.

Det nordligste letehullet på norsk sokkel er 7321/7–1 som ble boret i 1988 med Mobil som operatør. Det østligste er 7228/6–1, boret av Conoco og det vestligste er 6201/11–2, boret av Statoil. Begge ble boret i 1991. Det sørligste letehullet ble boret av Phillips i 1976, og var 2/10–1 S.

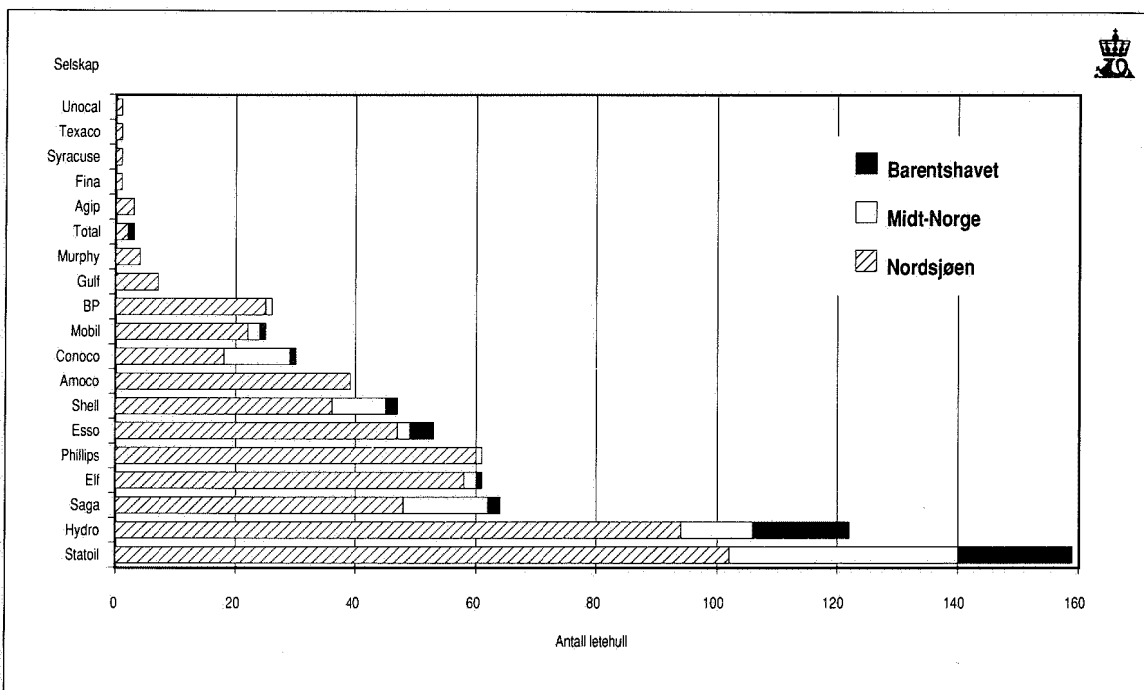
Letehullene er boret av 19 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall letehull per operatør er vist i figur 8.2.a og tabellene 8.2.b og 8.2.c. Operasjonsdager per selskap i 1990 er vist i figur 8.2.b. Figur 8.2.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31.12.1991 er det boret 2 287 562 meter under leteboring; av dette er 170 627 meter boret i 1991. Gjennomsnitt totaldyp for letehull som har nådd TD i 1991 er 3 639 meter.

Letehull 30/4–1, som ble avsluttet i 1979, er det dypeste hullet som hittil er boret på norsk sokkel. BP var operatør og totaldypet for denne brønnbanen var 5 455 meter vertikal dybde. Det lengste letehullet som hittil er boret, er 2/12–2 S. Det ble boret av Norsk Hydro i 1990. Brønnbanen hadde en lengde på 5 757 meter, men var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som 30/4–1.

Det største vanddyp det er boret på hittil i norsk sektor, er 523 meter. Letehullet var 6607/5–2 og ble boret i 1991 med Esso som operatør. I 1991 var

Fig. 8.2.a  
Regional fordeling av letehull per operatørselskap



**Tabell 8.2.a**  
**Borehull påbegynt per 31 desember 1991**

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	Sum
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	30	26	25	18	20	26	34	509
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	20	10	11	11	8	10	13	200
Sum	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	709
Produksjon								1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	678
Total	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	62	55	71	63	80	97	83	84	84	94	96	111	1387

**Tabell 8.2.b**  
**Lete hull fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)**

Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	56	46	102	34	4	38	18	1	19	108	51	159
Norsk Hydro	69	25	94	10	2	12	16		16	95	27	122
Saga	39	9	48	14		14	2		2	55	9	64
Elf	42	16	58	2		2	1		1	45	16	61
Phillips	41	19	60	1		1				42	19	61
Esso	28	19	47	2		2	4		4	34	19	53
Shell	25	11	36	4	5	9	2		2	31	16	47
Amoco	25	14	39							25	14	39
Conoco	18		18	3	8	11	1		1	22	8	30
Mobil	14	8	22	2		2	2		2	18	8	26
BP	13	12	25	1		1				14	12	27
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3	2	3
Agip	2		2							2		2
Fina	1		1							1		1
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Undersøkelse	389			73			47			509		
Avgrensning		180			19			1			200	
Lete hull			569			92			48			709

U = undersøkelseshull

A = avgrensningshull

L = lete hull

**Tabell 8.2.c**  
**Lete hull påbegynt i 1991 (Regionalt fordelt)**

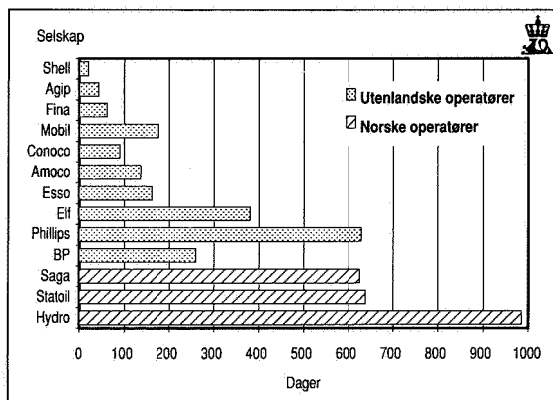
Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	4		4	4		4				8		8
Norsk Hydro	6	5	11	2		2	1		1	9	5	14
Phillips	1	2	3							1	2	3
Elf	2	1	3							2	1	3
Saga	3	3	6	1		1				4	3	7
Esso				1		1	1		1	2		2
Shell	1		1							1		1
Amoco	1		1							1		1
Conoco									1	1		1
Mobil	1		1							1		1
BP	2	2	4							2	2	4
Fina	1		1							1		1
Agip	1		1							1	1	1
Undersøkelse	23			8			3			34		
Avgrensning		13									13	
Lete hull			36			8			3			47

U = undersøkelseshull

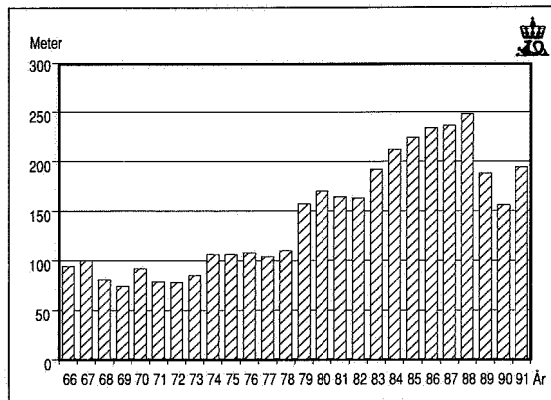
A = avgrensningshull

L = lete hull

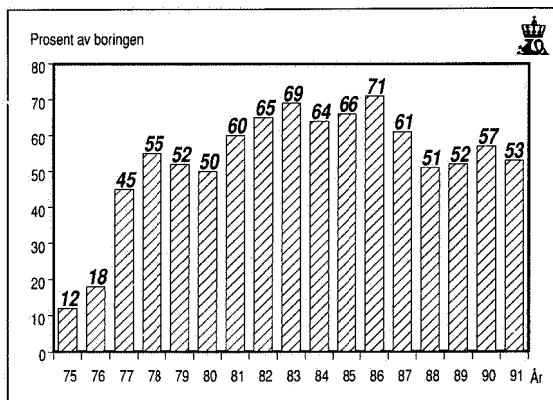
**Fig. 8.2.b**  
Operasjonsdager per selskap i 1991



**Fig. 8.2.d**  
Gjennomsnitt vandndyp for letehull 1966–1991



**Fig. 8.2.c**  
Norske operatørers andel av leteboringen



gjennomsnittlig vandndyp 194 meter. Figur 8.2.d viser det gjennomsnittlige vandndypet for letehull boret i tidsrommet 1966–1991.

For boring på norsk sokkel er det benyttet 70 forskjellige boreinnretninger, ni under to forskjellige navn. Av disse er 52 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbar, fem boreskip og to faste innretninger. I 1991 har 17 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet på sokkelen.

Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 8.2.d.

**Tabell 8.2.d**  
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1991

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (var Norjarl)	5		«
Borgny Dolphin (var Fernstar)	27	8	«
Borgsten Dolphin (var Haakon Magnus)	9		«
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (var Deepsea Driller)	27		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		«
Deepsea Bergen	28	3	«
Deepsea Saga	16	3	«
Drillmaster	5	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Stena	19	1	«
Endeavour	2		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (var Norskald)	39	1	«
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		«
Henry Goodrich	2		«
Hunter (var Treasure Hunter)	6	3	«
Kolskaya		1	«
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Guardian	1		«
Mærsk Jutlander	3	1	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (var Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		«
Nortrym	32	3	«
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		«
Ocean Viking	28	1	«
Ocean Voyager	2		«
Odin Drill	3		«
Orion	7		Oppjekkbar
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	23	2	«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	25	7	«
Ross Rig	29		«
Ross Rig (ny)	17	3	«
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo	1		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 G	3		«
Sedco 703	3	1	Halvt nedsenkbar
Sedco 704	3		«
Sedco 707	8		«
Sedco H	2		«
Sedneth I	3		«
Sovereign Explorer	1	1	«
Transocean 8	10	2	«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Saga	36	3	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	24	5	«
Vildkat Explorer	21	4	«
Vinni	5		«
Waage Drill I	2		«
West Alpha (var Dyvi Alpha)	20	2	«
West Delta (var Dyvi Delta)	31	2	«
West Vanguard	25	6	«
West Venture	12	2	«
West Vision	1		«
Yatzy	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		«
Zapata Uglan	5	1	Halvt nedsenkbar
	707	74	
I tillegg er to hull boret fra faste innretninger			
Cod-plattformen	1	1	
Ekofisk B	1		
	709	75	

### 8.3 STATISTIKK OVER PRODUKSJONS- BORING

Siden 1973 er det i alt påbegynt 678 produksjonsbrønner i norsk sektor av Nordsjøen. I tabell 8.2.a vises brønner påbegynt per år i tidsrommet 1973–1991.

349 er produksjonsbrønner (olje, gass eller kondensat), 107 er vann- eller gassinjeksjonshull, ett er

observasjons-/produksjonshull og ett er observasjons-/injeksjonshull. 207 er ute av drift, nedstengt, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner. 13 brønner var under boring per 31.12.1991. En oversikt over produksjonshullene er satt opp i tabell 8.3.a. Figur 8.3.a viser produksjonshull påbegynt per år i tidsrom 1973–1991.

Det produseres/injiseres per 31.12.1991 fra 22 felt

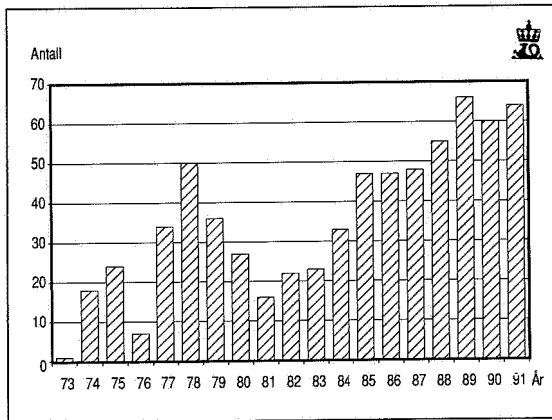
med 32 innretninger; fire av disse er undervannsinnetninger (Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, TOGI og Tommeliten).

Produksjonshullene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 8.3.b. Figur 8.3.c viser produksjonshull fordelt på operatørselskaper. Det første produksjonshullet på Brage-feltet ble påbegynt like før årsskiftet med borefartøyet «Vildkat Explorer».

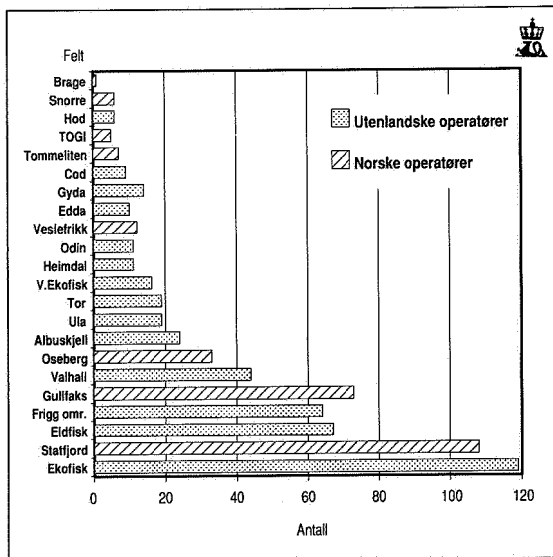
I 1991 er det påbegynt 64 produksjonshull fordelt på 14 felt. 14 av disse brønnene er boret fra flyttbare boreinnretninger.

Produksjonsbrønner fordelt på innretninger er vist i figur 8.3.d. Brønner påbegynt og/eller avsluttet i 1991 er satt opp i tabell 8.3.b. Figur 8.3.e og tabell 8.3.c viser en oversikt over brønner boret fra flyttbare boreinnretninger.

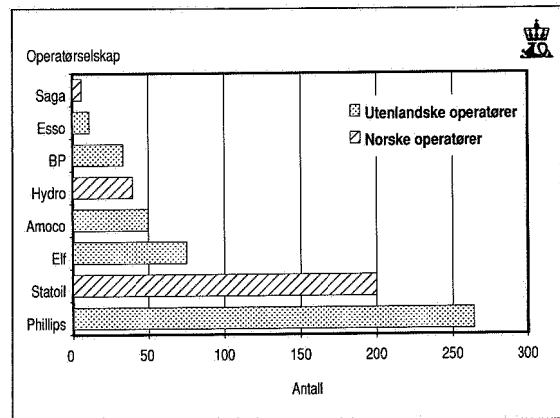
**Fig. 8.3.a**  
Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel 1973-1991



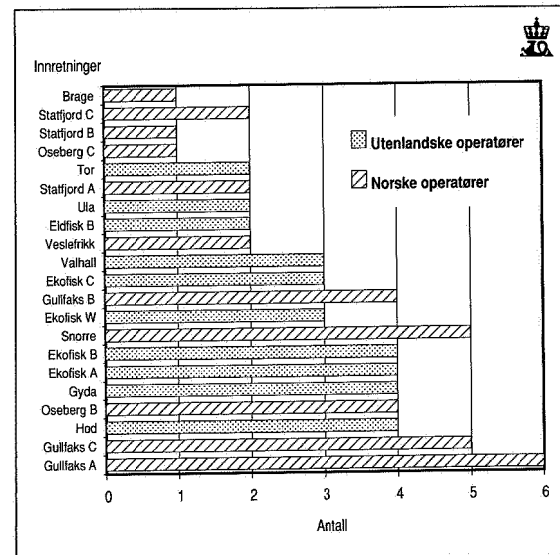
**Fig. 8.3.b**  
Produksjonshull per felt



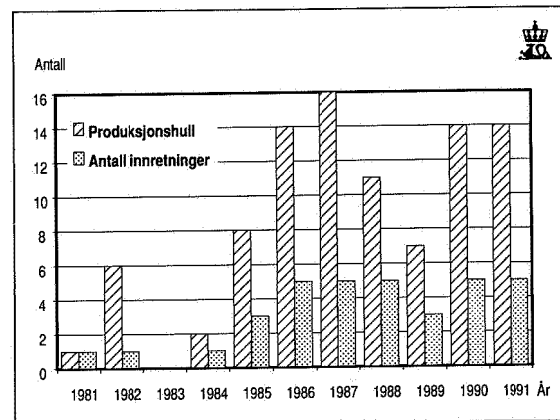
**Fig. 8.3.c**  
Produksjonshull fordelt på operatørselskaper



**Fig. 8.3.d**  
Produksjonshull boret i 1991 fordelt på innretninger



**Fig. 8.3.e**  
Produksjonshull boret fra flyttbare innretninger



**Tabell 8.3.a**  
**Produksjonsboring per 31.12.1991**

FELT	HC	Totalt boret	Påbeg. 1990	Produ-serer	Injek-sjon/ (Observ.)	Borer	Plugget/ Stengt/ susp.
Albuskjell A +	kond	11		7			4
Albuskjell F	kond	13					13
Brage	olje	1	1			1	
Cod +	kond	9		3			6
Edda +	olje	10		6			4
Ekofisk A +	olje	26	4	21			5
Ekofisk B +	olje	35	4	20	1*		14
Ekofisk C +	olje	24	3	15	5**		4
Ekofisk K +	v.inj.	26			23	1	2
Ekofisk W +	v.inj.	8	3		8		
Eldfisk A +	olje	38		23			15
Eldfisk B +	olje	29	2	19		1	9
Frigg (UK)	gass	24					24
Frigg +	gass	28		10			18
Gullfaks A +	olje	42	6	24	7	1	10
Gullfaks B +	olje	21	4	11	6	1	3
Gullfaks C +	olje	10	5	6	2	1	1
Gyda +	olje	14	4	8	4	1	1
Heimdal +	kond	11		8	(1)***		2
Hod +	olje	6	4	5			1
N.Ø.Frigg +	gass	7		3			4
Odin +	gass	11		10			1
Oseberg B +	olje	24	4	9	7	1	7
Oseberg C +	olje	9	1	6			3
Snorre	olje	6	5			1	5
Statfjord A +	olje	42	2	22	14	1	5
Statfjord B +	olje	34	1	22	10	1	1
Statfjord C +	olje	32	2	21	10	1	
Togi +	gass	5		5			
Tommeliten +	kond	7		6			1
Tor +	olje	19	2	10		1	8
Ula +	olje	19	2	10	6		3
Valhall +	olje	44	3	20			24
V. Ekofisk +	kond	16		7			9
Veslefrikk +	olje	12	2	7	5		
Øst Frigg +	gass	5		5			
		678	64	349	102	13	207
+	Feltet produserer/injiserer				(1)*		
*	Observasjons/produksjons brønn(er)				5**		
**	Prod./ing. brønner, avh. av gass salg				(1)***		
***	Observasjons/injeksjons brønn(er)						

349 hull produserer (285 olje, 31 kondensat og 33 gass)

163 hull er nedstengt/plugget

107 hull er injeksjonsbrønner (hvorav 5 inj./prod.)

1 hull er observasjons-/produksjonshull

1 hull er observasjons/injeksjonshull

13 hull borer (2/1-A-16, 2/4-E-6 A, 2/4-K-16, 2/7-B-3 A, 30/9-B-46, 31/4-A-1, 33/9-A-24, 33/9-C-27, 33/12-B-2, 33/7-P-13, 34/10-A-35, 34/10-B-19, 34/10-C-9)

12 hull er susp. på TD: (2/1-A-9, 2/4-K-15, 2/7-A-7 A, 30/6-C-5, 30/6-C-8, 33/9-A-27, 33/9-C-39, 34/7-P-18, 34/7-P-28, 34/7-P-33, 34/7-P-29, 34/10-B-18)

1 hull er susp. ved 9 5/8": (34/10-C-10)

3 hull er susp. ved 13 3/8": (2/7-A-15, 2/7-A-22, 30/9-B-42)

1 hull er susp. ved 18 5/8": (34/7-P-25)

1 hull er susp. ved 20": (25/4-A-1)

1 hull er susp. m/fisk i 36" åpent hull: (2/4-K-3)

25 hull har aldri produsert

678 hull

33/9-C-3 har den hittil lengste brønnbanen på norsk sokkel. Brønnen ble boret av Statoil fra Statfjord C-plattformen og ble avsluttet i 1991. Målt bo-

redyp var på 7 250 meter. Det vertikale dypet var 2 695 meter og bunnlokalitet var 6 085 meter ut fra plattformcenter.



**Tabell 8.3 b**  
**Produksjonshull avsluttet eller påbegynt 1991**

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
482	30/06-C-11	88.10.14	91.09.15	HYDRO	OSEBERG C
488	2/04-K-07	90.09.23	91.04.20	PHILLIPS	EKOFISK K
552	31/05-B-06 H	89.11.19	91.10.15	HYDRO	TOGI
561	31/05-B-04 H	90.01.15	91.01.01	HYDRO TOGI	
571	31/05-B-02 H	90.03.12	91.01.14	HYDRO	TOGI
590	34/10-C-04	90.06.22	91.02.09	STATOIL	GULLFAKS C
598	2/11-A-02	90.09.30	91.01.04	AMOCO	HOD
599	2/04-B-17 A	90.12.17	91.03.02	PHILLIPS	EKOFISK B
600	34/10-C-05	90.09.02	91.01.03	STATOIL	GULLFAKS C
604	30/03-A-09	90.10.29	91.05.22	STATOIL	VESLEFRIKK A
605	2/04-C-18	90.10.20	91.01.12	PHILLIPS	EKOFISK C
606	2/01-A-06 A	90.11.09	91.04.15	BP	GYDA
607	2/04-C-22	91.01.16	91.03.25	PHILLIPS	EKOFISK C
608	2/01-A-17	90.12.06	91.02.01	BP	GYDA
609	33/09-A-27	91.01.01	91.08.12	STATOIL	STATFJORD A
610	33/09-C-03	90.11.09	91.05.04	STATOIL	STATFJORD C
611	30/09-B-02	90.11.08	91.01.14	HYDRO	OSEBERG B
612	30/03-A-10	90.11.13	91.01.06	STATOIL	VESLEFRIKK A
613	2/07-A-23 B	90.11.23	91.03.14	PHILLIPS	ELDFISK A
614	2/08-A-12 B	90.12.01	91.03.21	AMOCO	VALHALL
615	2/04-W-02	90.11.25	91.01.26	PHILLIPS	EKOFISK W
616	2/04-K-16	90.12.26	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK K
617	2/11-A-01	91.01.01	91.03.06	AMOCO	KOLSKAYA
618	34/07-P-29	91.01.01	91.03.08	SAGA	SNORRE
619	34/10-B-14 A	90.12.24	91.03.08	STATOIL	GULLFAKS B
620	34/10-A-31	90.12.07	91.03.17	STATOIL	GULLFAKS A
621	2/04-W-07	91.01.27	91.03.22	PHILLIPS	EKOFISK W
622	30/09-B-12 A	91.01.17	91.03.13	HYDRO	OSEBERG B
623	2/04-B-16 B	91.03.02	91.04.17	PHILLIPS	EKOFISK B
624	34/10-A-20 A	91.01.23	91.02.24	STATOIL	GULLFAKS A
625	34/10-C-06	91.02.11	91.04.18	STATOIL	GULLFAKS C
626	30/09-B-08	91.02.03	91.04.27	HYDRO	OSEBERG B
629	2/04-B-16 C	91.04.17	91.06.05	PHILLIPS	EKOFISK B
631	34/07-P-25	91.03.09	91.03.15	SAGA	SNORRE
632	2/04-W-01	91.03.19	91.05.06	PHILLIPS	EKOFISK W
633	2/11-A-01 A	91.03.06	91.04.11	AMOCO	HOD
634	7/12-A-17	91.04.05	91.10.02	BP	ULA
635	2/07-B-11 A	91.06.10	91.09.07	PHILLIPS	ELDFISK B
636	2/01-A-23	91.04.17	91.07.08	BP	GYDA
637	34/10-A-32	91.03.17	91.05.09	STATOIL	GULLFAKS A
638	2/04-A-17	91.03.27	91.05.20	PHILLIPS	EKOFISK A
639	2/04-C-17	91.03.28	91.05.18	PHILLIPS	EKOFISK C
640	30/06-C-27 H	91.04.02	91.06.25	HYDRO	OSEBERG C
641	30/03-A-11	91.05.25	91.07.02	STATOIL	VESLEFRIKK A
642	2/11-A-03	91.04.12	91.07.23	AMOCO	HOD
643	30/09-B-39	91.04.27	91.10.15	HYDRO	OSEBERG B
644	2/08-A-25	91.04.17	91.07.17	AMOCO	VALHALL
645	34/10-C-07	91.04.18	91.06.26	STATOIL	GULLFAKS C
646	34/10-B-16	91.04.26	91.06.26	STATOIL	GULLFAKS B
650	34/10-A-33	91.05.09	91.09.13	STATOIL	GULLFAKS A
651	2/04-C-23	91.05.19	91.07.10	PHILLIPS	EKOFISK C
652	2/04-E-06	91.07.10	91.11.14	PHILLIPS	TOR
653	2/04-E-06 A	91.11.14	00.00.00	PHILLIPS	TOR
654	2/11-A-04	91.07.24	91.09.09	AMOCO	HOD
655	2/08-A-27	91.07.18	91.09.03	AMOCO	VALHALL
656	34/10-B-17	91.07.02	91.08.11	STATOIL	GULLFAKS B
657	33/09-C-39	91.06.25	91.10.01	STATOIL	STATFJORD C
658	2/04-A-16	91.07.30	91.09.17	PHILLIPS	EKOFISK A
659	34/10-C-08	91.06.26	91.08.19	STATOIL	GULLFAKS C
660	33/09-A-24	91.08.14	91.09.11	STATOIL	STATFJORD A
661	30/03-A-12	91.07.03	91.08.22	STATOIL	VESLEFRIKK A
662	2/01-A-09	91.07.09	91.09.03	BP	GYDA
663	2/07-B-03 A	91.09.28	91.11.17	PHILLIPS	ELDFISK B
664	34/10-A-34	91.07.14	91.10.09	STATOIL	GULLFAKS A
665	33/12-B-02	91.08.17	00.00.00	STATOIL	STATFJORD B
666	34/10-B-18	91.08.11	91.11.14	STATOIL	GULLFAKS B
667	34/10-C-09	91.08.19	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS C
668	2/04-B-13	91.10.15	91.12.22	PHILLIPS	EKOFISK B
669	2/01-A-22	91.09.04	91.10.24	BP	GYDA
670	34/07-P-18	91.09.11	91.11.09	SAGA	SNORRE
671	7/12-A-01 A	91.10.03	91.11.14	BP	ULA

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
672	2/04-A-18	91.09.22	91.11.11	PHILLIPS	EKOFISK A
673	30/09-B-46	91.10.16	00.00.00	HYDRO	OSEBERG B
674	34/10-A-34 A	91.10.09	91.11.16	STATOIL	GULLFAKS A
675	2/08-A-16 C	91.10.03	91.12.16	AMOCO	VALHALL
676	2/01-A-16	91.10.26	00.00.00	BP	GYDA
677	34/10-B-19	91.11.22	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS B
678	34/10-C-10	91.10.22	91.11.29	STATOIL	GULLFAKS C
679	34/10-A-35	91.11.17	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS A
680	34/07-P-33	91.11.10	91.12.28	SAGA	SNORRE
682	33/09-C-27	91.11.27	00.00.00	STATOIL	STATFJORD C
689	34/07-P-13	91.12.29	00.00.00	SAGA	SNORRE
683	31/04-A-01	91.12.30	00.00.00	HYDRO	BRAGE

Tabell 8.3.c

Produksjonshull boret med flyttbare boreinnretninger

Per 31.12.1991

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Boreinnretning
561	31/05-B-04 H	90.01.15	91.01.01	HYDRO	POLAR PIONEER
571	1/05-B-02 H	90.03.12	91.01.14	HYDRO	POLAR PIONEER
598	2/11-A-02	90.09.30	91.01.04	AMOCO	KOLSKAYA
615	2/04-W-02	90.11.25	91.01.26	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
617	2/11-A-01	91.01.01	91.03.06	AMOCO	KOLSKAYA
618	34/07-P-29	91.01.01	91.03.08	SAGA	SCARABEO 5
621	2/04-W-07	91.01.27	91.03.22	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
633	2/11-A-01 A	91.03.06	91.04.11	AMOCO	KOLSKAYA
631	34/07-P-25	91.03.09	91.03.15	SAGA	SCARABEO 5
632	2/04-W-01	91.03.19	91.05.06	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
640	30/06-C-27 H	91.04.02	91.06.25	HYDRO	TRANSOCEAN 8
642	2/11-A-03	91.04.12	91.07.23	AMOCO	KOLSKAYA
647	2/04-W-03	91.05.07	91.07.07	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
654	2/11-A-04	91.07.24	91.09.09	AMOCO	KOLSKAYA
670	34/07-P-18	91.09.11	91.11.09	SAGA	SCARABEO 5
680	34/07-P-33	91.11.10	91.12.28	SAGA	SCARABEO 5
689	34/07-P-13	91.12.29	00.00.00	SAGA	SCARABEO 5
683	31/04-A-01	91.12.30	00.00.00	HYDRO	VILDKAT EXPLORER

## 8.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1991 118.4 x 10 t.o.e. Produksjonen i 1990 var 107.3 x 10 t.o.e. I tabellene 8.4.a-8.4.s og i figurene 8.4.a og 8.4.b er produksjonen nærmere fremstilt.

Tallene i tabell 8.4.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tabellene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området, Statfjord, Valhall, Murchison, Ula, Gullfaks, Tommeliten, Hod, Mime og Veslefrikk.

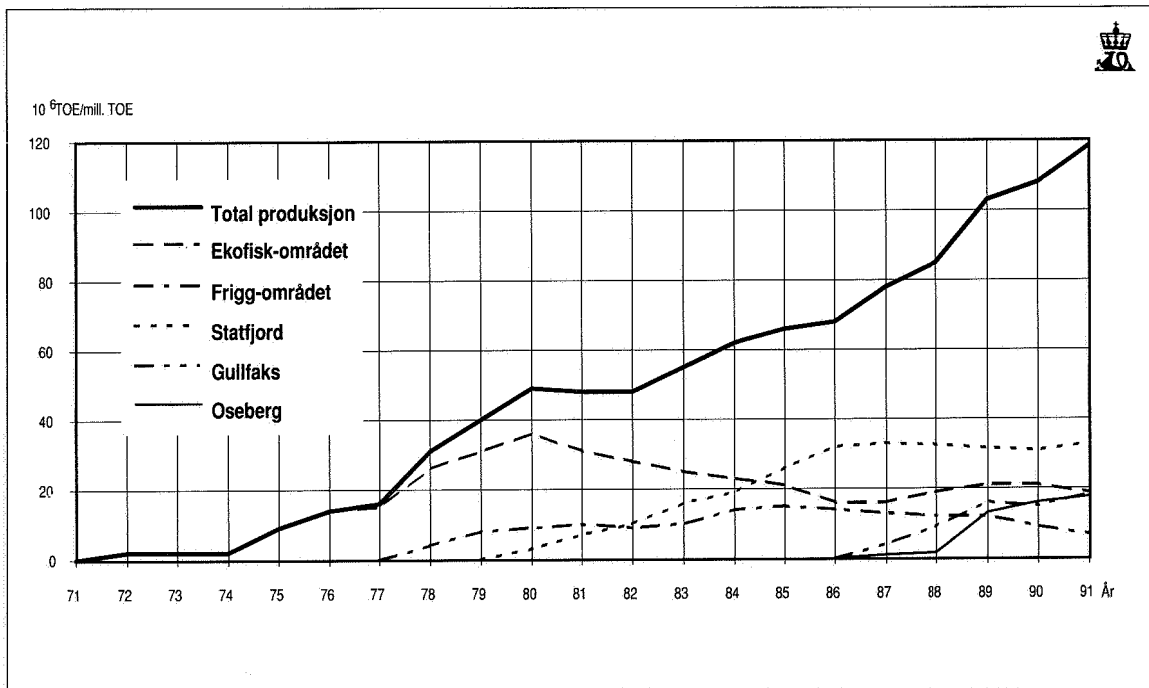
Tallene for gass i tabell 8.4.a angir netto produserte mengder for alle felt. I tallene for Statfjord, Frigg-området, Heimdal og Gullfaks er kondensat inkludert.

Tabell 8.4.a

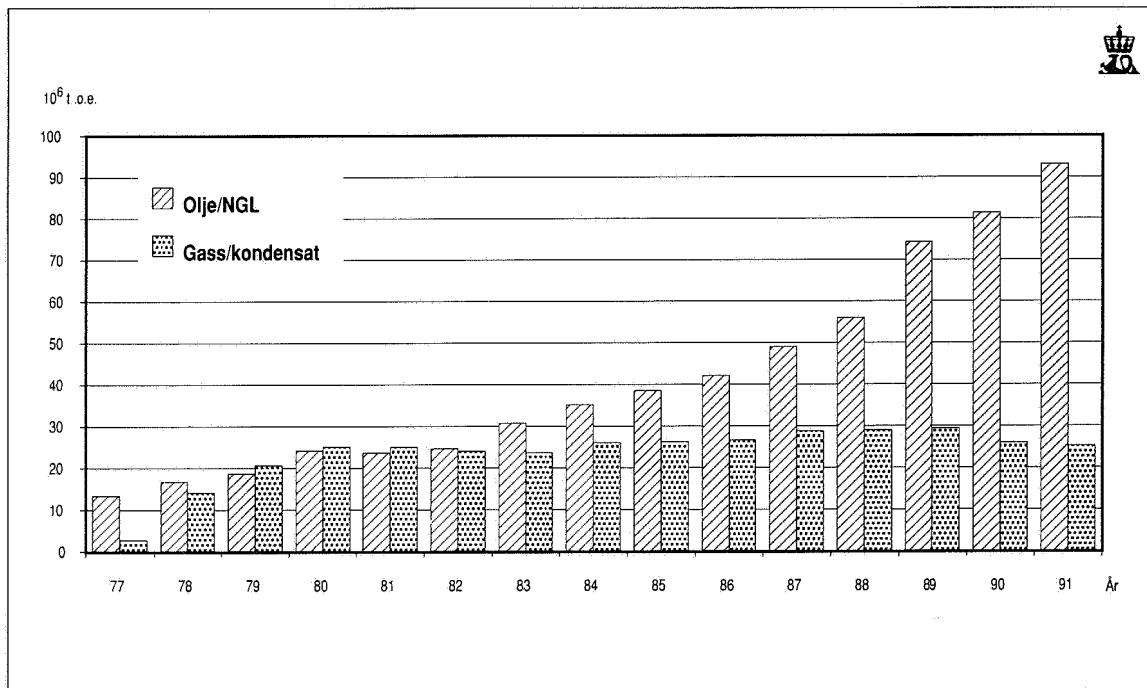
Produksjon i mill tonn oljeequivalenter

1991	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	10.898	7.879	18.777
Statfjord	29.734	2.969	32.703
Frigg-området	0.000	6.711	6.711
Valhall	3.206	0.818	4.024
Murchison	0.332	0.003	0.335
Heimdal	0.000	3.825	3.825
Ula	5.843	0.424	6.267
Oseberg	17.617	0.000	17.617
Gullfaks	17.512	0.936	18.448
Tommeliten	0.443	1.001	1.444
Veslefrikk	3.068	0.000	3.068
Gyda	2.754	0.416	3.170
Troll-Vest/Togi	0.133	0.000	0.133
Hod	1.301	0.202	1.503
Mime	0.139	0.037	0.176
Balder	0.117	0.000	0.117
Gamma Nord	0.091	0.000	0.091
Sum 1991	93.123	25.231	118.354
Sum 1990	81.368	26.018	107.386
Sum 1989	74.280	29.364	103.644
Sum 1988	56.001	29.023	85.024
Sum 1987	49.016	28.797	77.813
Sum 1986	42.052	26.561	68.613
Sum 1985	38.479	26.276	64.755

**Fig. 8.4.a**  
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1991



**Fig. 8.4.b**  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–1990



**Tabell 8.4.b**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1991	Olje prod ustabil	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	362.	82.	.4	7.	340.	27.	72.
FEB	298.	70.	.6	6.	283.	20.	61.
MAR	328.	76.	.8	6.	310.	23.	66.
APR	348.	80.	.5	6.	329.	24.	70.
MAI	361.	80.	.3	6.	341.	24.	70.
JUN	341.	76.	.4	6.	325.	22.	66.
JUL	331.	75.	.7	5.	317.	20.	65.
AUG	142.	28.	1.4	2.	136.	6.	22.
SEP	364.	77.	.6	5.	346.	22.	68.
OKT	363.	78.	.4	5.	348.	22.	70.
NOV	338.	72.	1.8	5.	324.	20.	63.
DES	360.	81.	2.1	5.	345.	20.	70.
ÅRSSUM	3936.	876.	10.1	65.	3744.	249.	763.

**Tabell 8.4.c**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1991	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass St Fergus	Kondensat St Fergus
	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	689.	2.	85.	7.	708.	3.
FEB	643.	2.	85.	6.	668.	5.
MAR	660.	2.	92.	6.	699.	4.
APR	656.	2.	147.	9.	685.	5.
MAI	719.	2.	133.	6.	659.	3.
JUN	497.	2.	151.	5.	476.	3.
JUL	404.	1.	2007.	7.	312.	3.
AUG	385.	1.	1041.	7.	311.	5.
SEP	388.	1.	78.	6.	404.	1.
OKT	531.	2.	73.	5.	544.	4.
NOV	599.	2.	48.	6.	600.	4.
DES	620.	2.	64.	5.	658.	5.
ÅRSSUM	6792.	21.	4004.	75.	6722.	45.

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82%, NØ-Frigg, Odin og Øst-Frigg 100%.

**Tabell 8.4.d**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1991	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	1576.	166.	7.	19.	90.	10.
FEB	1417.	150.	4.	19.	82.	16.
MAR	1481.	154.	11.	21.	91.	14.
APR	1547.	158.	6.	21.	78.	16.
MAI	1774.	191.	5.	23.	80.	19.
JUN	1743.	190.	6.	21.	72.	22.
JUL	1799.	197.	6.	24.	72.	25.
AUG	1041.	105.	25.	14.	25.	4.
SEP	1850.	196.	5.	23.	71.	22.
OKT	1970.	210.	6.	24.	85.	28.
NOV	1797.	188.	5.	24.	86.	27.
DES	1912.	196.	5.	25.	90.	34.
ÅRSSUM	19907.	2101.	91.	258.	922.	237.

**Tabell 8.4.e**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1991	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass solgt Emden	Kondensat Kinneil
	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	216.	34.	63.	4.	321.	27.
FEB	285.	46.	34.	5.	286.	31.
MAR	355.	57.	82.	5.	296.	60.
APR	296.	47.	53.	4.	303.	47.
MAI	338.	55.	11.	5.	291.	55.
JUN	274.	44.	4.	4.	260.	48.
JUL	292.	47.	38.	4.	288.	42.
AUG	70.	11.	189.	1.	96.	13.
SEP	250.	41.	21.	4.	411.	39.
OKT	306.	50.	8.	4.	252.	46.
NOV	294.	48.	60.	4.	307.	44.
DES	299.	48.	23.	4.	323.	45.
ÅRSSUM	3275.	528.	586.	48.	3434.	497.

**Tabell 8.4.f**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	Gass St Fergus	NGL S Voe/ St Fergus
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	47.	8.	1.2	2.3	45.	.0	.1
FEB	41.	6.	0.8	2.0	37.	.0	.2
MAR	36.	5.	1.1	0.6	35.	.2	.7
APR	0.	0.	0.0	0.0	2.	.0	.0
MAI	14.	2.	0.3	0.6	7.	.2	.2
JUN	40.	5.	1.2	0.4	41.	.3	1.3
JUL	2.	0.3	0.1	0.0	2.	.3	.2
AUG	15.	2.	0.1	1.1	13.	.0	.2
SEP	67.	8.	1.2	0.9	61.	.5	2.0
OKT	58.	7.	1.3	0.4	53.	.5	2.0
NOV	49.	6.	1.1	1.1	45.	.3	1.5
DES	59.	7.	1.3	0.4	53.	.5	1.6
ÅRSSUM	428.	56.3	9.7	9.8	394.	2.8	10.0

Tallene er norsk andel av Murchison.

**Tabell 8.4.g**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1991	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	3094.	652.	6.	39.	284.	91.
FEB	2904.	597.	6.	35.	260.	140.
MAR	3168.	684.	9.	39.	287.	139.
APR	3027.	650.	9.	39.	243.	128.
MAI	3288.	721.	6.	41.	254.	119.
JUN	2392.	534.	6.	28.	231.	114.
JUL	2787.	593.	8.	35.	235.	105.
AUG	3138.	642.	5.	40.	75.	26.
SEP	3385.	676.	5.	38.	229.	111.
OKT	2378.	474.	4.	27.	272.	166.
NOV	2425.	472.	10.	27.	272.	155.
DES	2872.	567.	9.	32.	286.	211.
ÅRSSUM	34858.	7262.	84.	420.	2927.	1505.

Tallene er norsk andel av Statfjord.

**Tabell 8.4.h**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	581.	48.	.2	5.	553.	44.	37.
FEB	523.	43.	.3	5.	500.	38.	33.
MAR	597.	48.	.5	6.	567.	45.	36.
APR	593.	48.	.2	6.	562.	46.	36.
MAI	619.	50.	.4	6.	588.	47.	38.
JUN	577.	46.	.3	6.	552.	43.	34.
JUL	628.	49.	.4	6.	598.	46.	37.
AUG	284.	22.	3.1	3.	272.	15.	14.
SEP	666.	52.	.7	6.	632.	53.	39.
OKT	684.	54.	.4	6.	651.	52.	41.
NOV	665.	52.	.5	6.	634.	49.	39.
DES	707.	54.	.5	6.	673.	52.	42.
ÅRSSUM	7124.	566.	7.5	67.	6782.	530.	424.

**Tabell 8.4.i**  
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofisk-feltene

1991	Olje prod ustabil	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	1228.	946.	.7	80.	1075.	142.	778.
FEB	1090.	844.	1.7	95.	982.	124.	723.
MAR	1216.	942.	1.6	98.	1095.	139.	774.
APR	1177.	924.	.3	95.	1030.	141.	703.
MAI	1221.	965.	.6	103.	1097.	141.	735.
JUN	1209.	968.	.5	101.	1084.	144.	665.
JUL	1216.	1004.	1.5	101.	1046.	127.	687.
AUG	539.	402.	1.5	40.	497.	35.	257.
SEP	1245.	967.	1.4	102.	1148.	148.	597.
OKT	1259.	998.	2.6	104.	1121.	142.	782.
NOV	1185.	952.	.8	98.	1058.	133.	821.
DES	1234.	977.	.6	104.	1101.	135.	835.
ÅRSSUM	13819.	10889.	13.9	1121.	12334.	1554.	8357.

**Tabell 8.4.j**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	73.	119.	57.	14.	110.
FEB	60.	103.	46.	12.	95.
MAR	71.	124.	55.	15.	115.
APR	52.	95.	40.	11.	88.
MAI	54.	96.	42.	11.	88.
JUN	54.	93.	42.	11.	86.
JUL	36.	63.	28.	7.	59.
AUG	2.	4.	2.	0.	3.
SEP	31.	56.	23.	7.	52.
OKT	62.	115.	47.	13.	107.
NOV	53.	100.	40.	11.	93.
DES	58.	112.	44.	12.	104.
ÅRSSUM	606.	1080.	466.	124.	1001.

**Tabell 8.4.k**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	1611.	223.	6.	10.	1609.
FEB	1398.	205.	4.	11.	1396.
MAR	1632.	228.	3.	11.	1632.
APR	1550.	209.	3.	9.	1550.
MAI	1637.	220.	4.	8.	1633.
JUN	1569.	211.	5.	10.	1566.
JUL	1586.	222.	1.	11.	1584.
AUG	1662.	235.	3.	9.	1656.
SEP	1916.	269.	20.	12.	1907.
OKT	2058.	297.	9.	11.	2051.
NOV	2048.	586.	3.	14.	2041.
DES	2219.	325.	2.	17.	2209.
ÅRSSUM	20886.	2930.	63.	133.	20834.

**Tabell 8.4.l**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Veslefrikk

1991	Olje prod ustab	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture	NGL/Kond Kårstø
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	313.	40.	4.	2.	313.	13.
FEB	290.	36.	1.	4.	293.	18.
MAR	310.	39.	3.	3.	312.	19.
APR	287.	36.	3.	3.	290.	18.
MAI	301.	38.	2.	3.	305.	19.
JUN	296.	37.	1.	3.	298.	19.
JUL	283.	36.	4.	3.	285.	17.
AUG	74.	9.	2.	1.	75.	3.
SEP	321.	40.	2.	3.	324.	20.
OKT	336.	43.	3.	4.	339.	23.
NOV	323.	42.	3.	3.	325.	20.
DES	327.	42.	4.	3.	329.	30.
ÅRSSUM	3461.	438.	32.	35.	3488.	219.

**Tabell 8.4.m**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gyda

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	367.	56.	3.9	2.	341.	45.	40.
FEB	289.	44.	5.5	2.	268.	34.	31.
MAR	289.	45.	2.0	3.	269.	37.	33.
APR	300.	47.	.4	3.	279.	39.	35.
MAI	307.	48.	.6	3.	286.	40.	36.
JUN	251.	39.	.3	2.	235.	32.	28.
JUL	220.	32.	.5	2.	206.	26.	23.
AUG	123.	19.	2.4	1.	116.	13.	10.
SEP	276.	42.	.6	3.	258.	35.	32.
OKT	287.	43.	.2	3.	268.	36.	31.
NOV	316.	45.	.4	3.	296.	38.	34.
DES	330.	48.	.4	3.	308.	41.	35.
ÅRSSUM	3355.	508.	17.2	30.	3130.	416.	368.

**Tabell 8.4.n**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra testproduksjon på Troll Vest

1991	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	26.	2.	2.1	0.0
FEB	26.	2.	1.4	0.2
MAR	26.	2.	1.4	0.6
APR	25.	14.	12.1	1.4
MAI	25.	1.	0.8	0.0
JUN	.	.	.	.
JUL	.	.	.	.
AUG	.	.	.	.
SEP	.	.	.	.
OKT	.	.	.	.
NOV	.	.	.	.
DES	.	.	.	.
ÅRSSUM	128.	20.	17.8	2.2

**Tabell 8.4.o**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Hod

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	115.	15.	0.1	1.	110.	15.	6.
FEB	128.	15.	0.1	1.	121.	15.	8.
MAR	133.	16.	0.2	2.	126.	17.	8.
APR	131.	15.	0.1	1.	124.	16.	8.
MAI	130.	14.	0.1	1.	123.	15.	8.
JUN	135.	18.	0.1	1.	130.	18.	8.
JUL	143.	19.	0.2	1.	137.	19.	8.
AUG	67.	8.	0.4	1.	64.	8.	3.
SEP	156.	20.	0.2	1.	149.	20.	8.
OKT	166.	20.	0.1	2.	159.	21.	8.
NOV	157.	20.	0.6	2.	151.	21.	8.
DES	136.	16.	0.5	1.	131.	16.	7.
ÅRSSUM	1597.	196.	2.7	17.	1526.	202.	88.

**Tabell 8.4.p**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra testproduksjon på Mime

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	17.	4.	16.	4.	1.
FEB	15.	3.	15.	3.	1.
MAR	17.	4.	16.	4.	1.
APR	16.	3.	15.	3.	1.
MAI	16.	3.	15.	3.	1.
JUN	15.	3.	14.	3.	1.
JUL	14.	3.	14.	3.	1.
AUG	5.	1.	5.	1.	0.
SEP	15.	3.	14.	3.	1.
OKT	14.	3.	14.	3.	1.
NOV	13.	3.	12.	3.	1.
DES	13.	3.	12.	3.	1.
ÅRSSUM	170.	36.	162.	36.	11.



**Tabell 8.4.q**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra testproduksjon på Balder

1991	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>
JAN	.	.	.	.
FEB	.	.	.	.
MAR	.	.	.	.
APR	.	.	.	.
MAI	19.	1.0	0.5	0.5
JUN	27.	1.4	0.7	0.7
JUL	32.	1.6	0.7	0.9
AUG	21.	1.0	0.8	0.2
SEP	29.	1.4	0.7	0.7
OKT	.	.	.	.
NOV	.	.	.	.
DES	.	.	.	.
ÅRSSUM	128.	6.4	3.4	3.0

**Tabell 8.4.r**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gamma Nord

1991	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	.	.	.	.	.
FEB	.	.	.	.	.
MAR	.	.	.	.	.
APR	.	.	.	.	.
MAI	.	.	.	.	.
JUN	.	.	.	.	.
JUL	.	.	.	.	.
AUG	.	.	.	.	.
SEP	.	.	.	.	.
OKT	25.	2.9	0.1	0.01	25.
NOV	41.	5.0	0.2	0.25	40.
DES	44.	8.8	0.1	0.02	42.
ÅRSSUM	110.	16.7	0.4	0.28	107.

**Tabell 8.4.s**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra TOGI

1991	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	Mill. Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	29.	1.	0.1	0.0	0.
FEB	136.	3.	0.2	0.8	0.
MAR	213.	5.	0.1	3.0	0.
APR	267.	5.	0.1	3.5	0.
MAI	274.	6.	0.0	4.0	0.
JUN	294.	6.	0.0	4.2	0.
JUL	172.	4.	0.8	2.4	0.
AUG	155.	3.	0.5	2.1	3.
SEP	254.	5.	1.5	3.7	4.
OKT	130.	3.	0.1	1.5	2.
NOV	357.	6.	0.0	4.7	6.
DES	365.	7.	0.0	4.7	6.
ÅRSSUM	2646.	53.	3.4	34.6	21.

## 8.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1991

### LOVER, FORSKRIFTER OG VEILEDNINGER

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten i 1991. En ajourført samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1991.
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø
- Forskrift om oppkreving av gebyrer til statskassen for tilsyn med petroleumsvirksomheten.
- Forskrift om fiskerikyndig person ombord i seismisk fartøy på norsk sokkel.
- Forskrift om elektriske anlegg i petroleumsvirksomheten
- Forskrift for fiskal kvantumsmåling av olje og gass i petroleumsvirksomheten.
- Veiledning om vurdering av pustestyr til bruk ved bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten.

### STUDIER - RAPPORTER

- Vurderinger av kriterier for bruk av oljebasert boreslam

### ANDRE PUBLIKASJONER

- NPD - Contribution no 28  
En biostratigrafisk analyse av sedimenter over og under basal pleistocen, regionale vinkeldiskordans i nordøstlige deler av Nordsjøen

- NPD - Contribution no 29  
En biostratigrafisk analyse av tertiære sedimenter på kontinentalmarginen av Midt-Norge, med hovedvekt på øvre pliocen vifteavsetninger
- NPD - Contribution no 30  
Behov for geologer og geofysikere i Norge
- NPD - Contribution no 31  
Oljedirektoratets Ressursklassifasjonssystem
- Oljedirektoratets årsberetning 1990
- NPD Annual report 1990
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells
- Borehole List
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1990
- The Role of Petroleum in Sustainable Development. PETRAD publication No 1
- Management of Petroleum Operations. PETRAD publication No 2. vol I og II
- Petroleum Policy and Management. PETRAD publication No 3. vol I og II
- Petroleum Management and Administration. PETRAD publication No 4
- SPOR Monograph: Recent Advances in Improved Oil Recovery
- Methods for North Sea Sandstone Reservoirs
- Kart over den norske kontinentalsokkel

8.6 ORGANISASJONSTABLÅ

