

# Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1992

# Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1992

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

## Innholdsfortegnelse

	<b>OLJEDIREKTØRENS FORORD</b> ...	5	2.6.5	Heimdal Jura	45
<b>1.</b>	<b>OLJEDIREKTORATETS OPP- GAVER OG ADMINISTRASJON</b> ...	9	2.6.6	Frøy	45
<b>1.1</b>	<b>Oljedirektoratets oppgaver</b> .....	9	2.6.7	Lille-Frigg	46
<b>1.2</b>	<b>Oljedirektoratets målsetting</b> .....	9	2.6.8	Brage	46
<b>1.3</b>	<b>Styret og administrasjon</b> .....	9	2.6.9	Troll	47
1.3.1	Styret .....	9	2.6.10	Tordis	48
1.3.2	Organisasjon .....	9	2.6.11	Statfjord Øst	50
1.3.3	Personale .....	9	2.6.12	Statfjord Nord	50
1.3.4	Budsjett/økonomi .....	10	2.6.13	Draugen	51
1.3.5	Informasjon .....	10	2.6.14	Heidrun	51
1.3.6	Dokument- og informasjonsfor- valtning .....	10	<b>2.7</b>	<b>Felt i produksjon</b>	52
1.3.7	Oljedirektoratets internkontroll med ivaretagelse av krav i henhold til arbeidsmiljøloven .....	10	2.7.1	Hod	52
<b>2.</b>	<b>RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK SOKKEL</b> .....	11	2.7.2	Valhall	52
<b>2.1</b>	<b>Innledning</b> .....	11	2.7.3	Tommeliten	54
<b>2.2</b>	<b>Regelverksutvikling</b> .....	11	2.7.4	Ekofisk-området	54
2.2.1	Status i MR-prosjektet .....	11	2.7.5	Gyda	57
<b>2.3</b>	<b>Undersøkelles- og utvinningstillatelser</b> ..	11	2.7.6	Ula	57
2.3.1	Nye undersøkelsestillatelser .....	11	2.7.7	Heimdal	59
2.3.2	Vitenskapelige undersøkelser .....	12	2.7.8	Frigg-området	59
2.3.3	Nye utvinningstillatelser .....	12	2.7.8.1	Frigg	59
2.3.4	Andelsoverdragelser .....	12	2.7.8.2	Øst-Frigg	60
2.3.5	Tilbakeleveringer/ oppgivelser .....	16	2.7.8.3	Nordøst-Frigg	61
<b>2.4</b>	<b>Kartlegging og leteboring</b> .....	16	2.7.8.4	Odin	62
2.4.1	Geofysiske og geologiske under- søkelser .....	16	2.7.9	Oseberg-området	62
2.4.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser i 1992 .....	16	2.7.9.1	Oseberg	62
2.4.1.2	Åpning av nye leteområder .....	17	2.7.9.2	Gamma Nord	64
2.4.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi .....	17	2.7.10	Veslefrikk	64
2.4.1.4	Salg av seismiske data .....	19	2.7.11	Gullfaks	65
2.4.1.5	Frigivning av data og materiale fra sokkelen .....	23	2.7.12	Statfjord	68
2.4.2	Leteboring .....	26	2.7.13	Murchison	69
2.4.2.1	Fordeling av prospekttyper .....	26	2.7.14	Snorre	70
2.4.2.2	Nye funn i 1992 .....	26	2.7.15	Mime	71
2.4.2.3	Nærmere beskrivelse av de øvrigte boringene .....	32	<b>2.8</b>	<b>Transportsystem for olje og gass</b> .....	72
2.4.2.4	Svalbard .....	36	2.8.1	Eksisterende transportsystem	72
2.4.2.5	Jan Mayen .....	37	2.8.2	Planlagte transportsystem	74
<b>2.5</b>	<b>Funn under vurdering og felt planlagt utbygd</b> .....	37	<b>2.9</b>	<b>Slutfase/fjerning</b> .....	75
2.5.1	Ekofisk-området .....	37	<b>2.10</b>	<b>Petroleumsressurser</b>	76
2.5.2	Sleipner- og Balder-området .....	38	2.10.1	Ressursregnskapet .....	76
2.5.3	Frigg-området .....	39	2.10.2	Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	81
2.5.4	Oseberg- og Troll-området .....	40	2.10.2.1	Felt i produksjon/vedtatt/planlagt utbygd .....	81
2.5.5	Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området .....	41	2.10.2.2	Funn .....	82
2.5.6	Felt og funn i Norskehavet .....	41	2.10.2.3	Navneendringer foretatt i 1992 .....	83
2.5.7	Barentshavet .....	43	2.10.3	Økt utvinning .....	83
<b>2.6</b>	<b>Felt vedtatt utbygd</b> .....	44	2.10.4	Uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel .....	83
2.6.1	Embla .....	44	<b>2.11</b>	<b>Petroleumsøkonomi</b> .....	88
2.6.2	Sleipner Øst .....	44	2.11.1	Letevirksomhet, vare- og tjeneste- leveranser .....	88
2.6.3	Loke .....	44	2.11.2	Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel ..	89
2.6.4	Sleipner Vest .....	45	2.11.3	Aktivitetsnivå mot år 2000 .....	90
			2.11.4	Statens direkte økonomiske engasjement .....	90
			2.11.5	Petroleum i norsk økonomi .....	91
			2.11.6	Petroleumsmarkedet .....	93
			2.11.6.1	Råoljemarkedet .....	93
			2.11.6.2	Gassmarkedet .....	93
			2.11.6.3	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel .....	94



2.11.7	Produksjonsavgift .....	94	3.13.5	Fleksible rørledninger og slanger i transportsystemer .....	118
2.11.7.1	Total produksjonsavgift .....	97	3.13.6	Internasjonal standardisering .....	118
2.11.7.2	Produksjonsavgift olje .....	97	3.13.7	CODAM-system for rapportering av skader og avvik på strukturer og rørledninger .....	118
2.11.7.3	Produksjonsavgift gass og NGL .....	97	3.13.8	Erosjon .....	118
2.11.8	Arealavgift på utvinningstillatelser ....	98	3.14	<b>Gasslekkasjer, branner og branntilløp</b> ..	119
2.11.9	CO <sub>2</sub> -avgift .....	98	3.14.1	Gasslekkasjer .....	119
<b>3.</b>	<b>SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN</b> .....	100	3.14.2	Branner og branntilløp .....	119
<b>3.1</b>	<b>Innledning</b> .....	100	3.14.3	Ekspløsjon og brann på Ekofisk 2/4-T ..	119
<b>3.2</b>	<b>Regelverksutvikling</b> .....	100	3.14.4	Brann på Frigg TCP-2 .....	120
3.2.1	Status i regelverksarbeidet .....	100	<b>3.15</b>	<b>Dykking</b> .....	120
3.2.2	Regelverk under arbeidsmiljøloven ...	101	3.15.1	Dykkeaktivitet .....	120
<b>3.3</b>	<b>Tilsynsvirksomheten</b> .....	101	3.15.2	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter ...	122
3.3.1	Samtykker .....	101	3.15.3	Forskning innenfor dykking .....	122
3.3.2	Prioriterte innsatsområder .....	101	<b>3.16</b>	<b>Sikkerhetsøkonomi</b> .....	122
3.3.2.1	Større modifikasjoner/tilknytning til eksisterende innretninger .....	101	<b>4.</b>	<b>MILJØTILTAK I PETROLEUMS- VIRKSOMHETEN</b> .....	123
3.3.2.2	Operatørens systemer for vedlike- holdsstyring .....	102	4.1	Innledning .....	123
3.3.2.3	Høytrykksbrønner og boring i miljømessig sårbare områder .....	102	4.2	Vilkår og rammer for miljøtiltak ....	123
3.3.2.4	Implementering av nytt regelverk ....	102	4.3	Tilsyn med operatørselskapene .....	123
3.3.2.5	Operatørens tilrettelegging av arbeids- miljø for entreprenøransatte .....	102	4.4	CO <sub>2</sub> -avgiften .....	123
3.3.2.6	Arbeidstakermedvirkning .....	102	4.5	Utredninger og vurderinger .....	124
3.3.3	Ekofisk 2/4-T (Ekofisk-tanken) .....	103	4.6	Teknologiutvikling .....	124
<b>3.4</b>	<b>Erfaringer med internkontroll</b> .....	103	4.7	Annen miljørettet virksomhet .....	125
<b>3.5</b>	<b>Faglig samarbeid i tilsynet</b> .....	103	4.8	Samarbeid med Statens forurensningstilsyn .....	125
<b>3.6</b>	<b>System for oppfølging av ulykker og arbeidsbetingede sykdommer</b> .....	103	<b>5.</b>	<b>SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER</b> .....	126
<b>3.7</b>	<b>Personskader</b> .....	104	<b>5.1</b>	<b>Divisjon for ressursforvaltning</b> .....	126
3.7.1	Generelt .....	104	5.1.1	Leteavdelingen .....	126
3.7.2	Årsaksforhold i forbindelse med personskader .....	104	5.1.2	Utbyggingsavdelingen .....	128
3.7.3	Personskader på faste innretninger ...	104	5.1.3	Driftsavdelingen .....	129
3.7.4	Personskader på flyttbare innretninger	107	5.1.4	Dataforvaltningsavdelingen .....	131
3.7.5	Oppsummering .....	109	5.1.5	RUTH .....	132
<b>3.8</b>	<b>Arbeidsbetingede sykdommer</b> .....	110	5.1.6	PROFIT .....	132
<b>3.9</b>	<b>Arbeidsmiljø</b> .....	111	<b>5.2</b>	<b>Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø</b> ..	133
3.9.1	Sikker jobb-forberedelse .....	111	<b>5.3</b>	<b>Administrasjonsavdelingen</b> .....	138
3.9.2	Overholdelse av arbeidstids- bestemmelsene .....	111	<b>6.</b>	<b>INTERNASJONALT SAMARBEID</b> ..	139
3.9.3	Ergonomisk vurdering av kontrollrom	112	<b>6.1</b>	<b>Bilateralt samarbeid</b> .....	139
3.9.4	Innkvartering .....	112	6.1.1	NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum .....	139
3.9.5	Nødkvarter .....	112	<b>6.2</b>	<b>Bistand til fremmede stater</b> .....	139
<b>3.10</b>	<b>Beredskap</b> .....	112	6.2.1	Bistand gjennom NORAD .....	139
3.10.1	Forholdet mellom risikoanalyser og beredskapsanalyser .....	112	6.2.2	PETRAD – Internasjonalt program for petroleumsforvaltning og administrasjon .....	140
3.10.2	Sikkerhetssoner .....	112	<b>6.3</b>	<b>Sikkerhet og arbeidsmiljø</b> .....	141
3.10.3	Konsept for helikoptervirksomheten på norsk sokkel fram til år 2000 .....	113	6.3.1	EF-kommisjonen .....	141
<b>3.11</b>	<b>Boring</b> .....	113	6.3.2	Elektrotekniske normer og forskrifter	142
3.11.1	Høyavviksboring .....	113	6.3.3	Foredragsvirksomhet .....	142
3.11.2	Gassløfting .....	114	6.3.4	ILO-engasjement .....	142
3.11.3	Brønnvedlikehold/-intervensjon .....	114	<b>6.4</b>	<b>ISO – Den Internasjonale Standardiseringsorganisasjonen</b> .....	142
3.11.4	Høytrykksbrønner .....	114	<b>6.5</b>	<b>INFOIL/SESAME Databasen</b> .....	142
3.11.5	Midlertidig forlatte brønner .....	115	<b>7.</b>	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER</b> ..	143
3.11.6	Boredatabasen DDRS .....	115	<b>7.1</b>	<b>Målenheter for olje og gass</b> .....	143
<b>3.12</b>	<b>Naturdata</b> .....	115	<b>7.2</b>	<b>Statistikk over leteboringsaktiviteten</b> ..	143
<b>3.13</b>	<b>Konstruksjoner og rørledninger</b> .....	115	<b>7.3</b>	<b>Statistikk over utvinningsboring</b> .....	143
3.13.1	Innsynkningen av havbunnen i Ekofisk-området .....	115	<b>7.4</b>	<b>Produksjon av olje og gass</b> .....	150
3.13.2	«Ringing»- og «springing»-effektene ..	116	<b>7.5</b>	<b>Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet 1992</b> .....	157
3.13.3	Kollisjoner .....	117	<b>7.6</b>	<b>Organisasjonstablå</b> .....	159
3.13.4	Transportrør for ilandføring av olje og gass .....	117			

## Oljedirektørens forord

1992 har vært nok et positivt år på den norske kontinentalsokkel. Det er gjort nye funn som plasserer vår kontinentalsokkel blant de mest attraktive leteområder i verden. Det er også gledelig å kunne konstatere at det ikke har skjedd dødsulykker eller andre uhell som har medført vesentlig miljøskade eller betydelig materielle skader.

Boreaktiviteten har vært større enn noe tidligere år. Totalt ble der påbegynt 129 brønner, hvorav 86 var utvinningsbrønner og 43 letebrønner. Dette er 18 flere enn rekordåret 1991. Oppgangen skyldes økt produksjonsboring, mens det har vært en liten nedgang i antall letebrønner fra 47 i 1991 til 43 i 1992.

Letevirksomheten har også i 1992 gitt mange oppmuntrende resultater. Funnfrekvensen er høy. Ni nye funn er bekreftet gjennom testing. I tillegg er det påvist hydrokarboner i ytterligere tre brønner som ikke var testet ved årsskiftet. De aller fleste funnene er gjort i Nordsjøen, men det er også påvist nye funn lenger nord på norsk sokkel.

Spesielt oppmuntrende er nye oljefunn i Snorreområdet, et nytt olje/gass funn nord for Troll (35/11), olje i blokk 7/7 i sørlige Nordsjø og oppdagelsen av olje og gass i et nytt område i Norskehavet.

Det er usikkert hvor store petroleumsressurser de nye funnene representerer, men foreløpige vurderinger indikerer at det kan bli vanskelig å erstatte de petroleumsmengdene som er produsert i løpet av året.

Med dagens kunnskap om oppdagede petroleumsressurser basert på dagens produksjonsnivå har Norge nok til ca 20 års produksjon av olje og 100 års produksjon av gass.

Dersom man inkluderer forventede ressurser i framtidige funn, vil dette tidsperspektiv kunne fordobles.

Det er viktig å understreke at den videre leting etter olje og gass på vår kontinentalsokkel, vil sette stadig nye krav til datakvalitet. Dette har allerede resultert i økt satsing på innsamling av seismikk. Mesteparten er 3D-seismikk som i stor grad brukes for å kompensere for økende geologisk kompleksitet i letefasen.

I løpet av året har Oljedirektoratet behandlet plan for utbygging og drift (PUD) for feltene Frøy, Troll fase 2, Sleipner Vest, Heimdal Jura og Mime. I til-

legg plan for anlegg og drift (PAD) for Frostpipe og Zeepipe fase 2A.

For å kunne se kommende feltutbygginger i en total-sammenheng har direktoratet utarbeidet områdestudier for både nordlige og sørlige Nordsjø. Inkludert i studiene ligger også målsetningen om å sikre optimal utnyttelse av eksisterende infrastruktur.

Oljedirektoratet satte ved årsskifte 1991/1992 i gang et arbeid med metodisk regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet (MR-prosjektet). Prosjektet er en videreføring av tilsvarende regelverksutvikling på sikkerhets- og arbeidsmiljøområde og foregår i samarbeid med Nærings- og energidepartementet. Siktemålet med prosjektet er å utvikle og strukturere rammebetingelsene for petroleumsvirksomheten på en effektiv og hensiktsmessig måte.

Også spørsmålet om fordeling av gassalgvolumer til de ulike felt har stått sentralt i direktoratets arbeid i 1992. Oljedirektoratet har levert anbefalinger til Nærings- og energidepartementet i forbindelse med allokering av 30 %-opsjonen i Trollgass-avtalen og Electrabel-kontrakten til Belgia.

Direktoratet har i løpet av året foretatt beregning av Norges samlede petroleumsformue. Foruten å gi et bilde av de langsiktige utviklingstendensene på norsk sokkel, danner beregningene også basis for regjeringens langtidsprogram og for prognosert CO<sub>2</sub>-utslipp.

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel er betydelig. Oljedirektoratet har i 1992 foretatt en studie med sikte på å kartlegge SDØEs eksponering, samt å skissere alternative løsninger for SDØE i framtiden.

Produksjonen av olje og gass i 1992 var 10 % høyere enn året før. Basert på data fra oljeselskapene har en i 1992 registrert en økning i reservene på ca 180 millioner Sm<sup>3</sup> olje. Oppgraderingen kommer hovedsaklig av bedre forståelse av reservoarforholdene, samt forbedret teknologi for å øke utvinningsgraden bl a ved bruk av horisontale og langtrekkende brønner.

Den innsats som er lagt ned fra selskapene og det offentlige side de siste ti år for å utvikle metoder og teknologi for økt utvinning, synes nå å gi resultater. Men fortsatt er det et stort framtidig potensiale.

Oljedirektoratet anslår det tekniske potensiale for økt utvinning til 600 millioner Sm<sup>3</sup>. Vårt langtidsmål er at den forventede utvinning fra felt som er i produksjon eller er vedtatt utbygget, skal økes med 400 millioner Sm<sup>3</sup> innen år 2000, sammenlignet med reserveestimatet for 1991.

For å få dette til, er det viktig med et nært samarbeid mellom industri og myndigheter, såvel i den regulære drift som i den mer framtidsrettede planlegging der forskning og utvikling inngår.

Forskningsprogrammet RUTH (Reservoarutnyttelse ved avansert teknologisk hjelp) ble startet i 1992 med hovedmål å bidra til økt utvinning fra norske felt. Det er med tilfredshet vi kan konstatere den store interesse oljeselskapene har vist for å delta i programmet. Det er således etablert et konstruktivt samarbeid mellom NTNF, Oljedirektoratet og selskapene. Oljedirektoratet er tillagt ledelse og administrasjon av programmet.

Petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel har i løpet av snart 30 år opparbeidet store mengder data, som i stor grad har kommet til Oljedirektoratet i form av rapporter, statusmeldinger, underlagsmateriale til søknader, magnetbånd og geologisk prøvemateriell. Oljedirektoratet har i 1992 tatt konsekvensen av verdien som disponeringen av dette materiale innebærer ved å opprette en egen dataforvaltningsavdeling i Divisjon for ressursforvaltning. Målsettingen med den nye avdelingen er både å øke effektiviteten og kvaliteten på det faglige arbeidet som gjøres internt, og tilrettelegge og gjøre tilgjengelig nyttig informasjon fra Oljedirektoratet til eksterne forsknings- og kommersielle miljø blant oljeselskaper og konsultentselskaper.

I regelverksarbeidet nådde Oljedirektoratet en milepæl ved at det nye sikkerhetsregelverket under petroleumsløven ble ferdigstilt. Dermed har direktoratet fått et tidmessig og tjenlig redskap for tilsynsvirksomheten. Reaksjonene fra de berørte partene viser at det nye regelverket også tjener næringens behov for et enhetlig regelverk som er samstemt med prinsippene i tilsynsordningen i petroleumsvirksomheten. Arbeidet med å utvikle et tilsvarende regelverk for arbeidsmiljølovens anvendelse i petroleumsvirksomheten er kommet i gang. Også i dette arbeidet legger direktoratet vekt på en aktiv medvirkning fra de berørte partene.

Tilsynet med hvordan operatørene ivaretar sitt ansvar innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø er i hovedsak gjennomført i samsvar med planene. Det er et sentralt prinsipp i planlegging av tilsynet at den samlede erfaring med det enkelte selskap blir lagt til grunn for prioriteringene, slik at innsatsen kan settes inn der nytten synes størst. Det har imidlertid også vært gjennomført tilsyn som er rettet mot det samme saksområde mot flere operatørselskaper. Slike aktiviteter bidrar til erfaringsoverføring mellom selskapene og gir direktoratet et godt grunnlag for sammenligning selskapene imellom.

De samlede konklusjoner fra tilsynsvirksomheten peker i retning av at virksomheten totalt sett foregår

innenfor forsvarlige rammer for sikkerhet og arbeidsmiljø. Det avdekkes imidlertid flere mangler i de styringssystemer som skal sikre at selskapene systematisk etterlever lover og forskrifter. Den tilsynsordningen som er etablert for petroleumsvirksomheten er bygget på forutsetningen om at disse systemene er på plass og fungerer. Både næringen selv og myndighetene har nytte av at denne ordningen fungerer og videreutvikles. I tillegg til direkte tilsynsvirksomhet, har direktoratet derfor lagt stor vekt på informasjon om tilsynsordningen og prinsippene i regelverket.

Det er viktig at industrien er seg bevisst arbeidsmiljølovens krav om arbeidstakermedvirkning i de utfordringer en står overfor framover.

Utfordringene forbundet med drift og vedlikehold av innretningene har fortsatt å øke i omfang og kompleksitet. Den hittil største utfordringen er knyttet til Ekofisk-senter. For å sørge for at mulige problemer ikke skal bli virkelige problemer på Oljedirektoratet rettighetshaverne å identifisere problemområder og umiddelbart iverksette tiltak for å sikre en forsvarlig virksomhet. Videre på Oljedirektoratet rettighetshaverne å utarbeide en plan for en langsiktig løsning som ivaretar kravet til langsiktig forsvarlig prosessering- og transport-virksomhet. Den fortsatte innsynkningen av feltet bidrar til å forsterke utfordringen.

Hensynet til det ytre miljøet er en del av direktoratets ansvarsområde, og blir i stor grad ivare tatt gjennom forebyggende tiltak samt tiltak for å hindre eller stanse akutt forurensning. Dette inngår som en integrert del av regelverksarbeid, tilsyn og andre aktiviteter. Direktoratet har i 1992 kartlagt egne aktiviteter som er særskilt rettet mot sikring mot miljøskader. Aktivitetene omfatter blant annet tilsyn med selskapenes planlegging og gjennomføring av aktiviteter for å møte miljøkrav, vurdering av selskapenes miljøkompetanse i forbindelse med konsesjonstildeling, samt utredninger av de forskjellige miljøtiltakenes effekter. Videre er direktoratet nådgiver for Kommunal- og arbeidsdepartementet og Nærings- og energidepartementet i deres engasjement overfor industrien for å redusere driftsmessige utslipp av miljøskadelige stoffer til vann og luft, og gjennomfører de nødvendige tiltakene.

PETRAD-programmet (Internasjonalt program for petroleumforvaltning og administrasjon) avsluttet sin tre-årige prøveperiode ved årets begynnelse. Oljedirektoratet gjennomførte programmet på vegne av NORAD i samarbeid med aktuelle institusjoner og enkeltpersoner i Norge og utlandet. En arbeidsgruppe ledet av Utenriksdepartementet og den øverste ledelsen i NORAD og Oljedirektoratet har vurdert berettigelsen av å føre programmet videre, og anbefaler at NORAD og Oljedirektoratet oppretter en stiftelse så snart som mulig, som kan bistå utviklingsland og landene i Øst-Europa og den tidligere Sovjetunionen i sitt arbeid med å styrke petroleumforvaltning og administrasjon gjennom kompetansebyggende virksomhet.

14. juni 1972 besluttet Stortinget å opprette Oljedirektoratet. I de 20 årene som er gått, er betydningen av et sterkt og uavhengig Oljedirektorat blitt understreket flere ganger. Det har skjedd en organisatorisk

utvikling og faglig oppbygging i Oljedirektoratet i disse årene som gjør at direktoratet idag fremstår som et petroleumsfaglig forvaltningsorgan med høy kompetanse og integritet.

Stavanger, 10.3.1993



*Fredrik Hagemann*  
oljedirektør



# 1. Oljedirektoratets oppgaver og administrasjon

## 1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

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

- a) Petroleumsloven, lov 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
  - Forskrifter om forbud mot oppankring og fiske. (Jf Oljedirektoratets regelverkssamling for petroleumsvirksomheten 1993.)
- b) Arbeidsmiljøloven, lov nr 4 av 4. februar 1977.  
Herunder:
  - Arbeidsmiljøforskriften, kgl res av 27.11.1992.
  - (Se også Arbeidsmiljøforskriften § 5 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 kontinental-sokkel, kgl res av 31.1.1969.
  - Forskrift for aksjonsutvalg for staten ved ulykker mv, kgl res av 19.11.1982.
- g) Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurenning fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel, kgl res av 26.10.1979.

## 1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

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

## 1.3 STYRET OG ADMINISTRASJON

### 1.3.1 Styret

Ved kgl res av 3.4.1992 ble det besluttet at Oljedirektoratets styre skulle legges ned per 15.4.1992. Funksjonstiden for det oppnevnte styret utløp denne dagen. Styrets funksjon ivaretas etter dette av oljedirektøren.

### 1.3.2 Organisasjon

Organisasjonsmessige endringer i Divisjon for ressursforvaltning er gjennomført med virkning fra 1.1.1992. Det ble etablert en Dataforvaltningsavdeling. I den forbindelse ble geofysisk arkiv og borehullsarkivet overført fra Administrasjonsavdelingen til den nye avdelingen.

Seksjonene i Leteavdelingen ble delt inn geografisk i Seksjon for leting sør og Seksjon for leting nord. De to seksjonene, Seksjon for utvinningsteknikk og Seksjon for produksjonsgeologi i Driftsavdelingen ble slått sammen til Seksjon for utvinning.

Planavdelingen ble nedlagt mens det ble opprettet en plankoordinatorfunksjon og prosjektdirektørstilling i stab for ressursdirektør.

### 1.3.3 Personale

Ved utgangen av beretningsperioden har Oljedirektoratet 339 stillingshjemler. I tillegg er tre stillinger lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. Direktoratet fikk ingen nye stillinger i 1992. 350 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1992. 14 medarbeidere har permisjon.

I 1992 har direktoratet tilsatt 25 nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kommer 6 fra oljerelatert virksomhet, 5 fra offentlig virksomhet, 8 fra privat virksomhet og 6 er nyutdannet.

23 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Dette utgjør 6,8 % av det totale antall stillingshjemler.

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget part sammensatt likestillingsutvalg. Det utarbeides årlig en handlingsplan for likestillingsarbeidet. Utvalget har i 1992 bl a arbeidet med å legge forholdene til rette for at likestillingsspørsmål ivaretas og

synliggjøres i direktoratets interne styrende dokumenter.

### 1.3.4 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er i 1992 totalt benyttet kr 231 881 331.

#### Beløpet fordeler seg slik:

– Driftsbudsjett	kr 173 393 111
– Kontrollutgifter	kr 8 552 850
– Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 43 485 108
– Prosjekter vedr sikkerhet og arbeidsmiljø	kr 6 450 262
<b>Totalt</b>	<b>kr 231 881 331</b>

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 109 315 663 og bygningers drift og leie av lokaler kr 6 807 530. Den resterende delen, kr 50 593 470 dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, eksternt bistand, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Oljedirektoratet er blitt pålagt spesielle oppgaver som:

- Opprydding av havbunnen kr 4 503 062

#### Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO<sub>2</sub>-avgifter på tilsammen kr 10 661 119 397, har direktoratet mottatt kr 92 428 212 i inntekter.

For 1992 fordeler inntektene seg slik:

– Salg av publikasjoner	kr 4 575 924
– Salg av frigitt prøvemateriale	kr 2 611 617
– Undersøkellesgebyr	kr 1 800 000
– Refusjon av kontrollutgifter	kr 33 488 224
– Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 37 002 192
– Renter av bankinnskudd	kr 7 745 553
– Diverse inntekter	kr 13 782
– Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	kr 368 848
– Refusjon fra andre statsetater	kr 4 822 072
<b>Totalt</b>	<b>kr 92 428 212</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 1991 ble lagt frem på en pressekonferanse i april.

Internbladet *Oss Direkte* utkom med 4 utgaver i 1992 som planlagt.

I løpet av 1992 er det sendt ut 67 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner.

### 1.3.6 Dokument- og informasjonsforvaltning

Det er utarbeidet kravspesifikasjoner til ny programvare for arkiv- og biblioteksystem, og arbeidet med anskaffelse av nye systemer er påbegynt. Det er utarbeidet en kontorhåndbok som er delt ut til alle medarbeidere. Kontorhåndboken skal bidra til å forenkle og effektivisere dokumentproduksjon, -lagring, -gjenfinning og -distribusjon. Samtidig forventes økt utnyttelse av eksisterende programvare og utstyr innenfor kontorstøtte.

Det er foretatt forbedringer av bortsetningsarkivene. Dette letter tilgangen til arkivmateriale for brukerne og forenkler levering av dokumenter til Statsarkivet.

Det er også dette året gitt bistand til oppbygging av arkivfunksjonene ved Namcor i Namibia. Enkle PC-baserte løsninger er utviklet og satt i drift, og det er utarbeidet rutinebeskrivelser.

Bruken av biblioteket økte betydelig i året som gikk, og antall forespørsler overgår alle tidligere år. Det er arbeidet spesielt med anskaffelse av standarder som direktoratet henviser til i «Regelverksamling for petroleumsvirksomheten». Mot slutten av året tok biblioteket i bruk CD-ROM, og en tar sikte på en fortsatt styrking av bibliotekets samling av referanseverk og internasjonale og nasjonale standarder basert på CD-ROM.

Aktiv markedsføring av databasene OIL og INFOIL/SESAME har medført en sterk øking i on-linebruken av disse basene i Norge. I tillegg kommer bruken av INFOIL/SESAME ved den tyske databaserverten STN i Karlsruhe. On-linedrift av INFOIL/SESAME ved Statens Datasentral opphørte 31.12.1992. Tjenesten tilbys i stedet som diskettversjon, på CD-ROM og on-line fra databaseverten STN, Karlsruhe.

### 1.3.7 Oljedirektoratets internkontroll med ivaretagelse av krav i henhold til arbeidsmiljøloven

Oljedirektoratet har etablert et internkontrollsystem for ivaretagelse av krav i henhold til arbeidsmiljøloven.

Oljedirektoratets internkontroll er beskrevet i eget dokument som sammen med annen dokumentasjon legges til grunn ved gjennomføring av direktoratets interne revisjoner. Med utgangspunkt i forskrift om internkontroll av 22. mars 1991 som trådte i kraft 1. januar 1992, gjennomførte Oljedirektoratet 2 interne revisjoner i 1992.

## 2. Ressursforvaltning på norsk sokkel

### 2.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet har som målsetting å bidra aktivt til en forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. En slik målsetting kan kun oppnås ved at Oljedirektoratet til enhver tid har en generell oversikt over petroleumsressursene og vurderer alternative måter for en forsvarlig leting, utbygging og utvinning av disse. Slike oversikter og vurderinger danner grunnlaget for rådgivning til de sentrale myndighetene mht forsvarlig forvaltning av petroleumsressursene.

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets virksomhet innenfor ressursforvaltning er:

- Lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven).
- Lov nr 72 av 21.12.1990 om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomheten.
- Lov nr 12 av 21.6.1963 om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster.

Virksomheten innenfor ressursforvaltning på norsk sokkel er også for 1992 preget av høy aktivitet, både innenfor leting, utbygging og drift. Ressursdivisjonen foretok en reorganisering i 1992 for å øke effektiviteten. Bakgrunnen for dette var det behovet en ser for seg i 1990-årene, hva angår Nærings- og energidepartementets behov, teknologiske trender på kontinentalsokkelen og industriens behov. En valgte å beholde strukturen med faseavdelinger innenfor leting, utbygging og drift. Dette ivaretar effektiviteten både mot departementet og industrien på en produktrett måte. En foretok imidlertid endringer i seksjonsstrukturen innenfor faseavdelingene, for å oppnå faglige synergieffekter. En valgte å nedlegge planavdelingen og opprette en ny avdeling for dataforvaltning. Målsettingen med å opprette en egen avdeling for ressursdataforvaltning var å øke effektiviteten mht ressursdivisjonens samlede arbeid med databaser og for å tilrettelegge ressursdata og informasjon på en systematisk og koordinert måte overfor Oljedirektoratets interne brukere og overfor industrien og andre eksterne brukere.

Videre er det opprettet to stillinger i stab til ressursdirektør, en plankoordinator og en prosjektdirektør.

### 2.2 REGELVERKSUTVIKLING

Oljedirektoratet satte ved årsskiftet 1991/1992 i gang et arbeid med metodisk regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet (MR-prosjektet). Prosjektet er en viderføring av tilsvarende regelverksutvikling på sikkerhets- og arbeidsmiljøområdet, jf kap 3, og

foregår i samarbeid med Nærings- og energidepartementet.

Siktemålet med prosjektet er å vurdere å utvikle og strukturere rammebetingelsene for petroleumsvirksomheten på en effektiv og hensiktsmessig måte gjennom blant annet:

- å sikre en styrt og samlet regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet, herunder vurdere muligheten for forenkling av regelverket
- å vurdere muligheten for å forenkle, systematisere og gjøre forvaltningspraksis mer enhetlig på enkelte områder
- å bidra til større mulighet for systematisk og konsekvent bruk av virkemidler for offentlig styring for å gi industrien tilstrekkelig grad av forutsigbarhet
- å klargjøre grenseflater mellom Oljedirektoratet og andre forvaltningsorganer

Prosjektet er delt i følgende fire faser:

1. Kartlegging av rammebetingelser, inkludert tilgjengelig dokumentasjon av forhold som kan ha betydning for myndighetenes funksjon på ressursforvaltningsområdet. Videre kartlegging av potensielle forbedringsmuligheter.
2. Utvikling av nødvendige strategier for å videreutvikle fremtidig regelverk.
3. Utarbeidelse av en samlet plan for endringer i rammebetingelsene.
4. Gjennomføring av planen.

#### 2.2.1 Status i MR-prosjektet

Kartleggingsfasen i Oljedirektoratet ble sluttført ved en delrapport høsten 1992. Med utgangspunkt i dette arbeidet ble det høsten 1992 gjennomført kartlegging i Olje- og energidepartementet, nå Nærings- og energidepartementet. Kartleggingsarbeidet ventes avsluttet første kvartal 1993.

Som ledd i prosjektets fase 2 har en internt i Oljedirektoratet satt igang diverse utredningsarbeid på grunnlag av kartleggingen. Videre fremdrift i prosjektet skal skje i samarbeid med departementet.

Det legges opp til at gjennomføringen av regelverksutviklingsprosjektet på ressursforvaltningsområdet skal skje i kontakt med næringen.

Muligheten for å bruke og videreutvikle Oljedirektoratets interne regelverksdatabase REGAL på ressursforvaltningsområdet er under vurdering.

### 2.3 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

#### 2.3.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er per 31.12.1992 tildelt 201 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år.



Følgende tillatelser er gitt i 1992:

Selskap	Tillatelse nr:
Enterprise Oil Norwegian A/S	194
Den norske stats oljeselskap a.s.	195
Phillips Petroleum Company Norway	196
Elf Petroleum Norge A/S	197
Simon-Robertson	198
Halliburton Geophysical Service Int. Ltd.	199
BP Norway Limited U.A.	200
Total Norge A.S.	201

### 2.3.2 Vitenskapelige undersøkelser

Per 31.12.1992 er det gitt i alt 296 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinental-sokkel. Som det fremgår av tabell 2.3.2 er det i 1992 gitt 11 slike tillatelser, alle utstedt av Oljedirektoratet i Stavanger.

### 2.3.3 Nye utvinningstillatelser

Med virkning fra 11. september ble deler av blokkene 31/9 og 32/4 tildelt i utvinningstillatelse 085B.

Tildelingen er utenfor vanlig konsesjonsrunde, og er ansett som tilleggsareal til Troll-feltet.

Tabell 2.3.3.a viser utvinningstillatelser tildelt i 1992.

Tabell 2.3.3.b viser utvinningstillatelser og arealer, tabell 2.3.3.c tildelingsrunder, og figur 2.3.3 letebrønner boret i hver tildelingsrunde.

### 2.3.4 Andelsoverdragelser

I løpet av 1992 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet:

Elf Petroleum Norge A/S har overtatt Sunningdale Oil Norge A/Ss andeler i utvinningstillatelse 036 som også omfatter Heimdal-feltet. Overtagelsen er gjort gjeldende fra 1. januar 1989.

### Utvinningstillatelse 036

Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Elf Petroleum Norge A/S har overtatt 7.381 % fra Sunningdale Oil Norge A/S.

Tabell 2.3.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
260/92	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Tyskland	X	X	X	Norskehavet Barentshavet Grønlandshavet
261/92	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Tyskland	X	X		Norskehavet Grønlandshavet
262/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Finnmarkskysten og sørvestlige Barentshav
263/92	Norsk Polarinstitut		X		Områder i Barentshavet og rundt Svalbard
264/92	Universitetet i Bergen	X			Vøringsbassenget med tilstøtende områder
265/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Fjordområder i Troms
266/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Fjordområder i Sør-Troms, Tanafjord, Finnmark
267/92	Institut für Meereskunde an der Universität Kiel Tyskland			X	Vøringplatået Lofotbassenget
268/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Fjordområder i Troms
269/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Vestlige Barentshav og nordøstlige Norskehav
270/92	Universitetet i Tromsø	X	X		Fjordområder i Troms

Tabell 2.3.3.a

Tildeling: Utvinningstillatelse 085B

Utv.nr.	Felt/blokk	Andel	Rettighetshaver
085B	31/9, 32/4	2.000	Elf Petroleum Norge A/S
		9.000	Norsk Hydro Produksjon a.s (operatør)
		6.000	Saga Petroleum a.s. (operatør)
		82.000	Den norske stats oljeselskap a.s (operatør)
		1.000	Total Norge A.S

**Tabell 2.3.3.b**  
**Utvinningsstillatelser og arealer per 31.12.1992**

Til- delings runde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker*		Areal tildelt km <sup>2</sup>	Areal tilb. lev. km <sup>2</sup>	Areal utv. till km <sup>2</sup>
			Tildelt	Tilbake- levert			
1.	01.09.65	001-021	74	58	39842.476	35946.840	3895.636
	07.12.65	022	4	4	2263.565	2263.565	0.000
	12.09.77	019	2		617.891	0.000	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
ur.	10.08.73	037	2		586.834	295.157	291.677
3.	01.04.75	038-040 og 042	7	5	1840.547	1389.780	450.767
	01.06.75	041	1	1	488.659	488.659	0.000
	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	0.000
	ur.	16.06.78	050	1		500.509	151.962
4.	06.04.79	051-058	8	2	4007.887	2434.633	1573.254
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	1751.343	560.569
6.	21.08.81	065-07	9	3	3218.945	2149.358	1069.587
ur.	20.08.82	079	1		102.167	102.167	
7.	10.12.82	080-084	5	5	2082.966	2082.966	0.000
ur.	08.07.83	085	3		1521.160	725.816	795.344
ur.	11.09.92	085B	2		27.166	27.166	
8.	09.03.84	086-100	17	2	6338.273	2947.470	3389.803
9.	01.03.85	101-111	13		5293.054	2620.534	2672.520
ur.	26.07.85	112	1		260.215	129.958	130.257
10a	23.08.85	113-120	9	2	3075.433	1985.871	1089.562
10b	28.02.86	121-128	9	3	3828.258	1489.782	2338.476
ur.	11.07.86	129	1		225.393	119.417	105.976
11.	10.04.87	130-137	11	4	4163.711	1521.799	2641.912
	29.05.87	138-142	11	4	2975.807	1188.588	1787.219
12a	08.07.88	143-153	16		4701.021		4701.019
12b	09.03.89	154-162	13	2	5031.262	602.952	4428.310
13	01.03.91	163-184	36		12076.88		12076.889
ur.	13.09.91	185	1		25.535		25.535
			295	107	119261.720	69948.534	49313.186

\* blokk eller del av blokk ur. = tildelt utenfor tildelingsrunde

Fordelingen i utvinningsstillatelsen er etter dette:

Elf Petroleum Norge A/S	33.702 %	Saga Petroleum a.s.	6.611 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.920 %	Total Norge A/S	5.541 %
Marathon Petroleum Norge A/S	46.904 %	Ugland Construction Company A/S	0.322 %

**Tab. 2.3.3.c**  
**Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31. desember 1992**

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenl.	norsk	utenl.
1	1965	78	8	91	0	100
2	1969-1971	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974-1978	22	58	42	63	37
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980-1982	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	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
Utv.t. 085B	1992	2	97	3	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	35	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	3	100	0

**Utvinningsstillatelse 036 (Heimdal)**

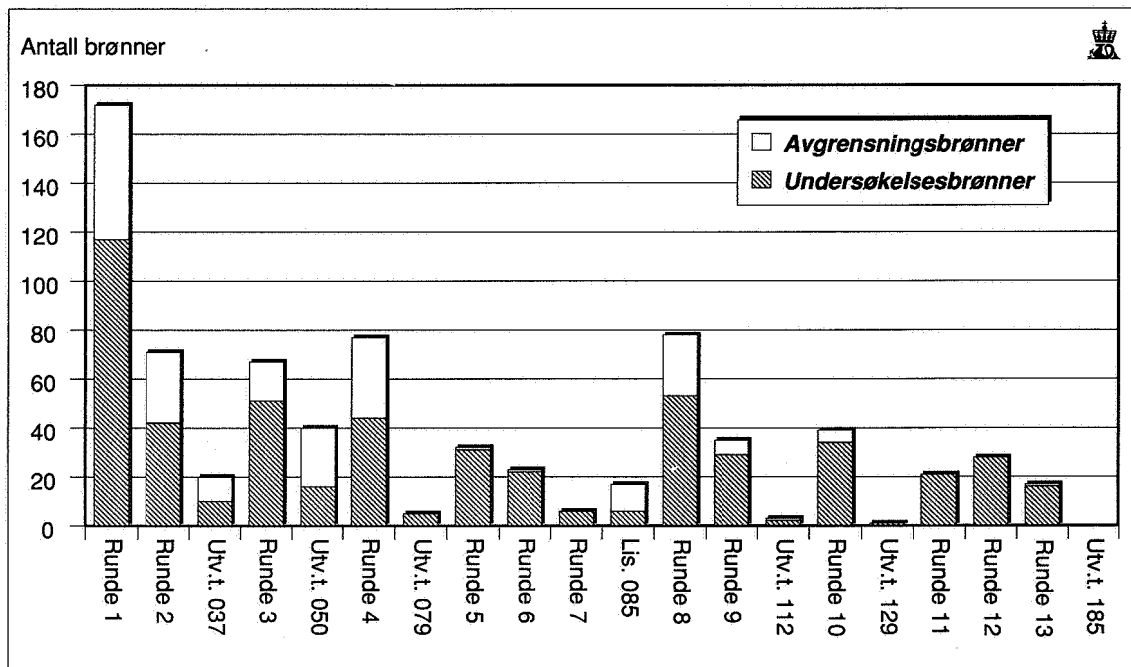
Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Elf Petroleum Norge A/S har overtatt 3.875 % fra Sunningdale Oil Norge A/S.

Fordelingen i utvinningsstillatelsen er etter dette:

Elf Petroleum Norge A/S	21.514 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.228 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23.798 %
Saga Petroleum a.s.	3.471 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	40.000 %
Total Norge A/S	4.821 %
Ugland Construction Company A/S	0.169 %

**Fig. 2.3.3**  
**Letebrønner boret i hver tildelingsrunde**



Selskapet Norwegian Oil Consortium A/S & Co (NOCO A/S & Co) er avviklet med effekt fra 25. februar 1992, og fra samme dato slettet i Foretaksregisteret.

Samtlige av selskapets rettigheter er fra samme dag overtatt av Elf Petroleum Norge A/S.

Dette gjelder andeler i 3 utvinningstillatelser.

#### Utvinningstillatelse 006

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Elf Petroleum Norge A/S har overtatt 15.00 % fra NOCO A/S & Co.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	28.333 %
Amoco Norway Oil Company	28.333 %
Elf Petroleum Norge A/S	15.000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	28.333 %

#### Utvinningstillatelse 032

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Elf Petroleum Norge A/S har overtatt 15.00 % fra NOCO A/S & Co.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	25.000 %
Amoco Norway Oil Company	25.000 %
Elf Petroleum Norge A/S	15.000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	25.000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	10.000 %

#### Utvinningstillatelse 033

Operatør: Amoco Norway Oil Company

Elf Aquitaine Norge A/S har overtatt 25.00 % fra NOCO A/S & Co.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Amerada Hess Norge A/S	25.000 %
Amoco Norway Oil Company	25.000 %
Elf Petroleum Norge A/S	25.000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	25.000 %

#### Utvinningstillatelse 101

Operatør Norsk Agip A/S

Med virkning fra 1. mars 1992 har Norsk Agip A/S overtatt Norske Fina A/Ss andel i utvinningstillatelse.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	45.000 %
Deminex (Norge) A/S	5.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50.000 %

#### Utvinningstillatelse 008

Operatør Elf Petroleum Norge A/S

Total Norge A.S har med virkning fra 26. mars 1992 overtatt en andel på 11.284 % fra Norsk Hydro Produksjon a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	5.220 %
Elf Petroleum Norge A/S	32.376 %
Elf Rep Norge A/S	1.824 %
Elf Rex Norge A/S	2.712 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	12.400 %
Norminol A/S	1.216 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	2.000 %
Total Norge A.S.	27.472 %

En innfusjonering av selskapet Elf Rep Norge A/S i Elf Rex Norge A/S, formelt gjennomført 15. juli 1992, førte til endringer i 4 utvinningstillatelser.

#### Utvinningstillatelse 008

Operatør Elf Petroleum Norge A/S

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	5.220 %
Elf Petroleum Norge A/S	32.376 %
Elf Rex Norge A/S	4.536 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	12.400 %
Norminol A/S	1.216 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	2.000 %
Total Norge A.S.	27.472 %

#### Utvinningstillatelse 009

Operatør Elf Petroleum Norge A/S

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	5.220 %
Elf Petroleum Norge A/S	32.376 %
Elf Rex Norge A/S	3.420 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	26.800 %
Norminol A/S	1.216 %
Phillips Petroleum Company Norway	14.780 %
Total Norge A.S.	16.188 %

#### Utvinningstillatelse 016

Operatør: Phillips Petroleum Company Norway

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	13.040 %
Elf Petroleum Norge A/S	8.094 %
Elf Rex Norge A/S	0.885 %
Norske Fina A/S	30.000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.700 %
Norminol A/S	0.304 %
Phillips Petroleum Company Norway	36.960 %
Total Norge A.S.	4.047 %

#### Utvinningstillatelse 018

Operatør: Phillips Petroleum Company Norway

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Norsk Agip A/S	13.040 %
Elf Petroleum Norge A/S	7.594 %
Elf Rex Norge A/S	0.885 %
Norske Finna A/S	30.000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.700 %
Norminol A/S	0.304 %
Phillips Petroleum Company Norway	36.960 %
Den norske stats oljeselskap a.s	1.000 %
Total Norge A.S.	3.547 %

#### Utvinningstillatelse 024

Operatør: Elf Petroleum Norge A/S

Elf Petroleum Norge A/S har med virkning fra 20. august 1992 overdratt en 15.000 % andel til Den norske stats oljeselskap a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Elf Petroleum Norge A/S	26.420 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32.870 %
Den norske stats oljeselskap a.s	20.000 %
Total Norge A.S	20.710 %

#### 2.3.5 Tilbakeleveringer/oppgivelser

Det har vært tilbakeleveringer/oppgivelser av areal i 16 utvinningstillatelser. I fire av utvinningstillatelsene er hele arealet tilbakelevert.

Dette fremgår av tabell 2.3.5. Tildelt og nåværende areal er vist i figur 2.3.5.

### 2.4 KARTLEGGING OG LETEBORING

#### 2.4.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

Det ble samlet inn 390 796 km seismikk på norsk sokkel i 1992. Antall kilometer refererer seg til antall linjekilometer. Dette innebærer en ytterligere økning i forhold til rekordåret 1991. Figur 2.4.1.a viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall linjekilometer.

#### 2.4.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser i 1992

Oljedirektoratet samlet inn 6 668 km seismikk i løpet av 1992, se figur 2.4.1.1.a.

Figurene 2.4.1.1.b og c gir en oversikt over områdene for datainnsamlingen.

##### Norskehavet

I Vøringbassenget II og i Mørebassenget ble det samlet inn 3 455 km seismikk.

Dataene ble også i år samlet inn med fartøyet «Master Odin». På grunn av stort havdyp og stor sediment-tykkelse ble det benyttet relativt lang kabel (3600 meter) og dyp registrering (10 sekund). Det ble nødvendig å redusere deler av programmet som følge av stor fiskeriaktivitet i området. Dataene prosesseres også i år hos Ensign og Digicon.

##### Nordland 2

En testlinje på ca 30 km ble samlet inn i et område med store dataproblemer.

Linjen ble skutt tre ganger med forskjellige innsamlingskonfigurasjoner:

- To parallelle kabler på 2400 meter med ca 100 meter horisontal separasjon, dyp 10 meter.
- En lang kabel på 4800 meter og dyp 10 meter.
- En lang hellende kabel på 4800 meter, dyp 6 – 60 meter.

Dataene ble samlet inn av Geco-Praklas fartøy Akademik Shatskiy.

Prosesseringen blir utført av Ensign.

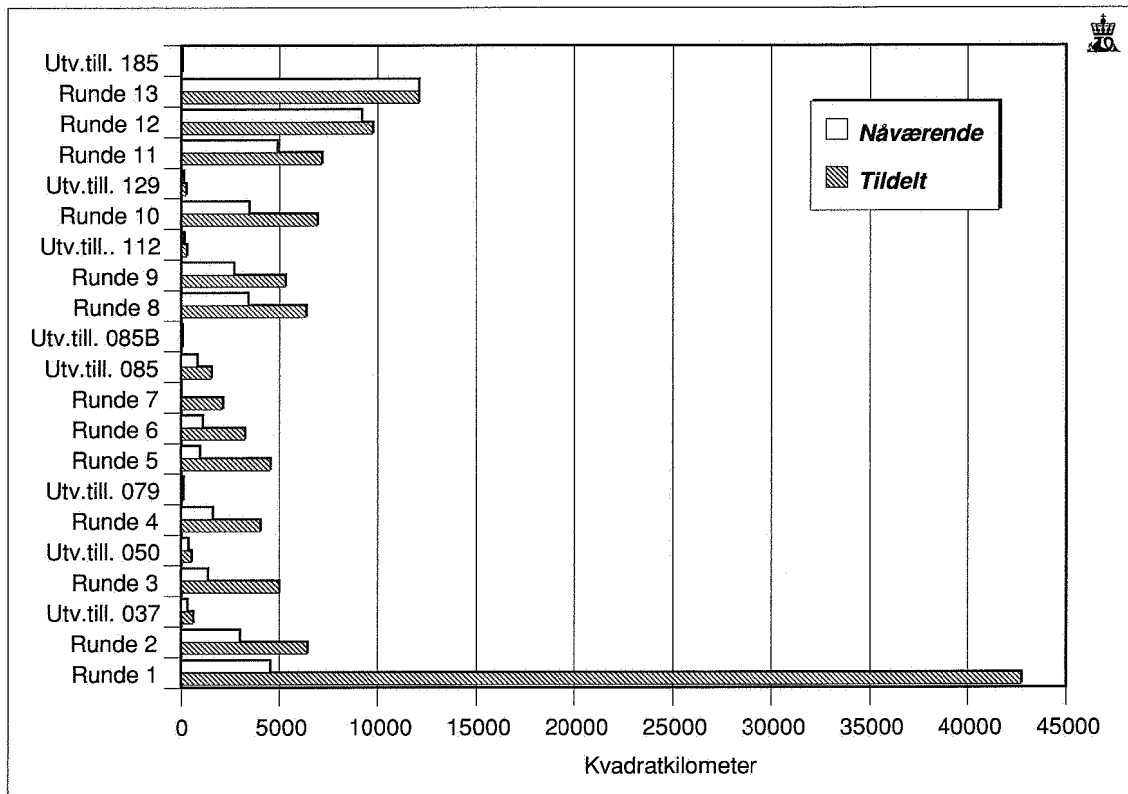
##### Barentshavet

Oljedirektoratet samlet inn 3 124 km seismikk i det nordlige Barentshav med fartøyet Akademik Shatskiy. Dette fordelte seg på Nordflaket med 1 703 km og på Spitsbergenbanken med 1 421 km. Det ble benyttet to kabler med horisontal separasjon på ca

Tab. 2.3.5  
Tilbakeleveringer

Utvinningstillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km <sup>2</sup>	Tilb. levert areal km <sup>2</sup>	Areal i utv. till. km <sup>2</sup>
065	Elf	1/3	365.661	182.973	182.688
068	Hydro	2/8, 11	219.314	219.314	0.000
078	Hydro	7120/9	331.606	261.165	70.441
088	Total	24/6, 25/4	401.128	304.077	97.051
101	Agip	16/10	546.986	312.160	234.826
108	Shell	7120/1	323.030	162.409	160.621
109	Hydro	7120/2, 3	646.061	354.279	291.782
114	Statoil	9/2	550.790	405.489	145.301
116	Statoil	15/12	188.465	94.707	93.758
117	Saga	25/6	523.937	415.417	108.520
121	Mobil	6407/5	444.465	221.907	222.558
123	Saga	6507/6	428.120	428.120	0.000
126	Saga	6607/5	411.636	411.636	0.000
129	Hydro	25/1	225.393	119.417	105.976
131	Elf	6406/8	448.529	448.529	0.000
133	Conoco	6408/4	444.465	444.465	0.000

**Fig. 2.3.5**  
Tildelte og nåværende arealer i utvinningstillatelser



100 meter, og en 500 meter lang minikabel på 2–4 meters dyp for grunne data. Dataene prosesseres hos Geco-Prakla i Stavanger, Harstad og Holwood.

#### Prosessering

Oljedirektoratet har avsluttet prosesseringen av dataene som ble samlet inn i løpet av 1991.

Det er også utført en god del reprosessering av eldre data. Dette gjelder særlig data i forbindelse med salg av datapakker fra det nordlige Barentshavet.

#### Gravimetrisk og magnetiske data

I forbindelse med de seismiske undersøkelsene blir det ofte samlet inn gravimetrisk og magnetiske data (kun i Norskehavet).

Det er framstilt integrerte grav/mag-kart hos Amarok a.s. i Oslo. Disse kartene er tilgjengelige for selskaper som har kjøpt Oljedirektoratets datapakker i området.

I Barentshavet blir de gravimetrisk kartene oppdatert fortløpende.

Dataene fra 1992 blir prosessert av Amarok a.s.

#### 2.4.1.2 Åpning av nye leteområder

Vøringbassenget II og Mørebassenget er klargjort for åpning for seismikk, se figur 2.4.1.2. Oljedirekto-

ratet har dermed fullført innsamlingen i Norskehavet.

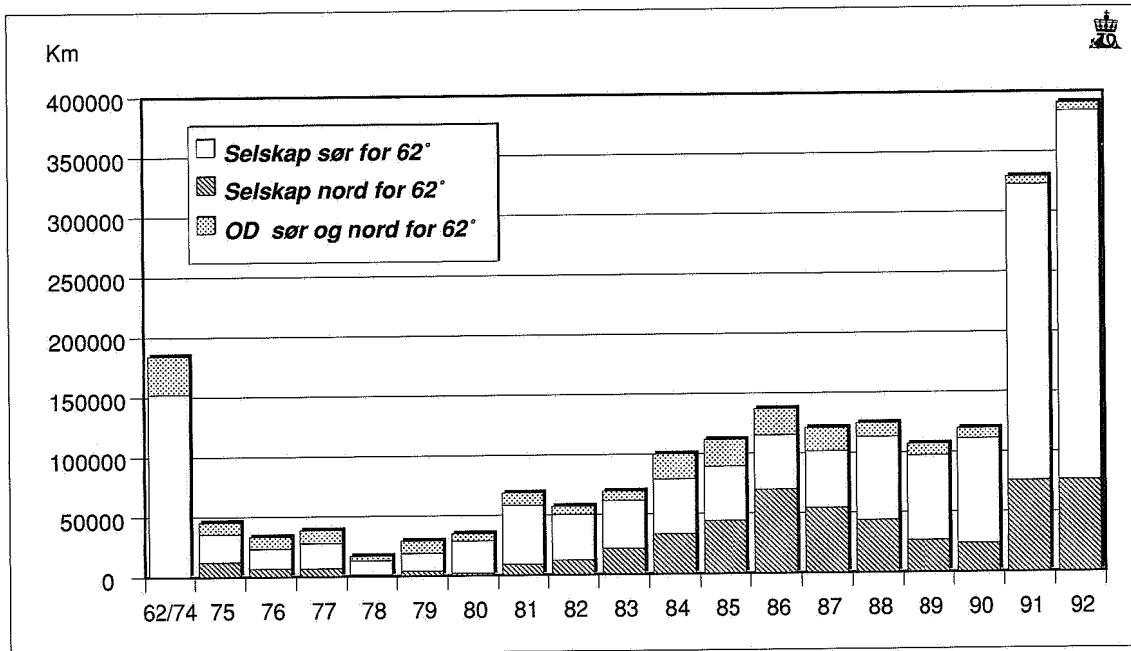
Oljedirektoratet har i 1992 tilbudt to nye regionale datapakker for salg fra det nordlige Barentshavet. Området er imidlertid ikke åpnet for innsamling av seismikk i selskapenes regi.

#### 2.4.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

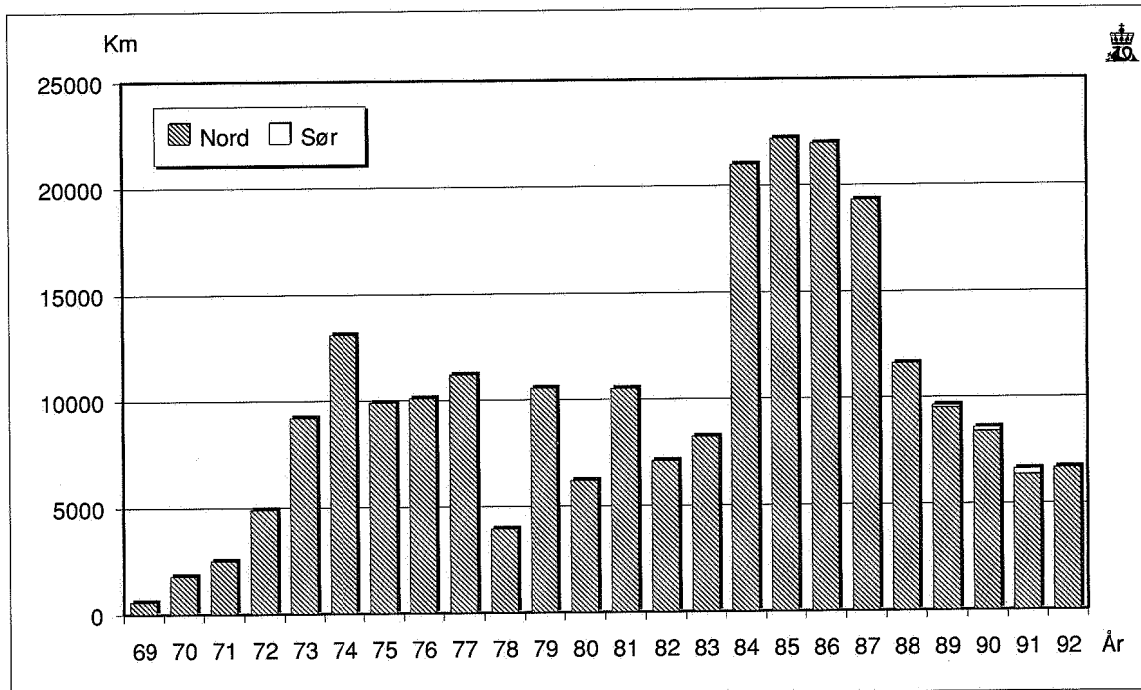
I 1992 ble det innsamlet 384 128 linjekilometer seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap og seismiske selskap. Av dette er 328 470 km 3D-seismikk.

307 904 km ble innsamlet i Nordsjøen og 76 224 km i Norskehavet og i Barentshavet. Aktiviteten i Nordsjøen økte med ca 60 000 linjekilometer sammenlignet med 1991. Aktiviteten i Norskehavet og i Barentshavet holdt seg på samme nivå som 1991. Norske oljeselskaper samlet inn 208 069 linjekilometer. Dette er en økning på 100 367 km fra året før. Utenlandske oljeselskaper samlet inn 128 301 linjekilometer som er en nedgang på 33 092 km fra 1991. Det ble samlet inn 47 754 linjekilometer kommersiell seismikk av Geco, Geoteam, HGS og Nopec. Dette er en nedgang på 5 085 km fra året før.

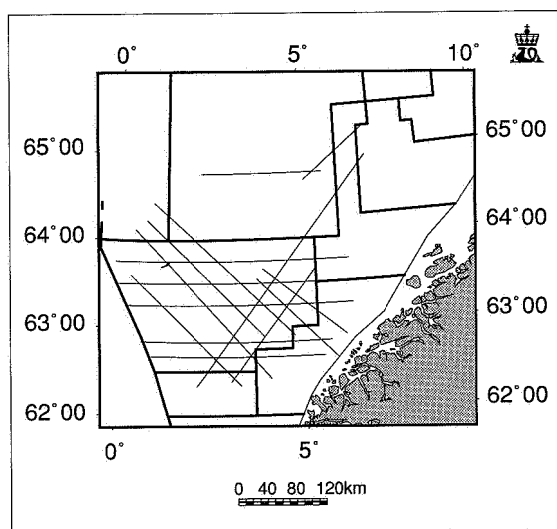
**Fig. 2.4.1.a**  
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962–1992



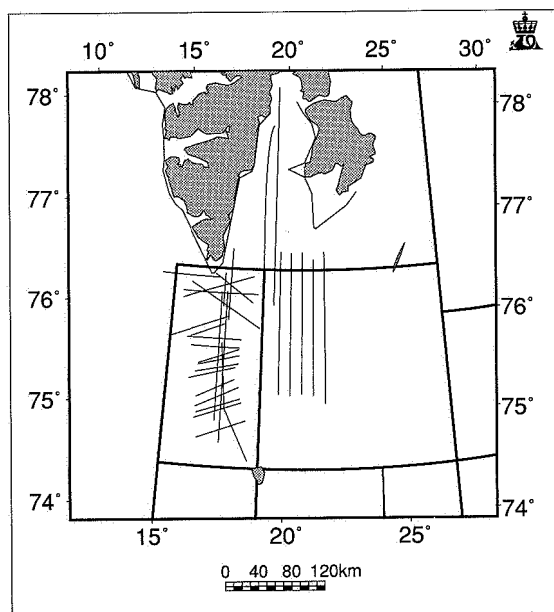
**Fig. 2.4.1.1.a**  
Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi



**Fig. 2.4.1.1.b**  
Geofysiske undersøkelser i Norskehavet



**Fig. 2.4.1.1.c**  
Geofysiske undersøkelser i Barentshavet



#### 2.4.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1992 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 37.0 millioner kroner (50.6 millioner kroner i 1991), se tabell 2.4.1.4.

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, Mo-

bil, Occidental, Pelican, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

##### Møre 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.

##### 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.

##### 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

BP, Hydro, Phillips, Saga, Statoil og Total.

##### Nordland I

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

##### Nordland III

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

##### Nordland IV

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

##### Nordland V

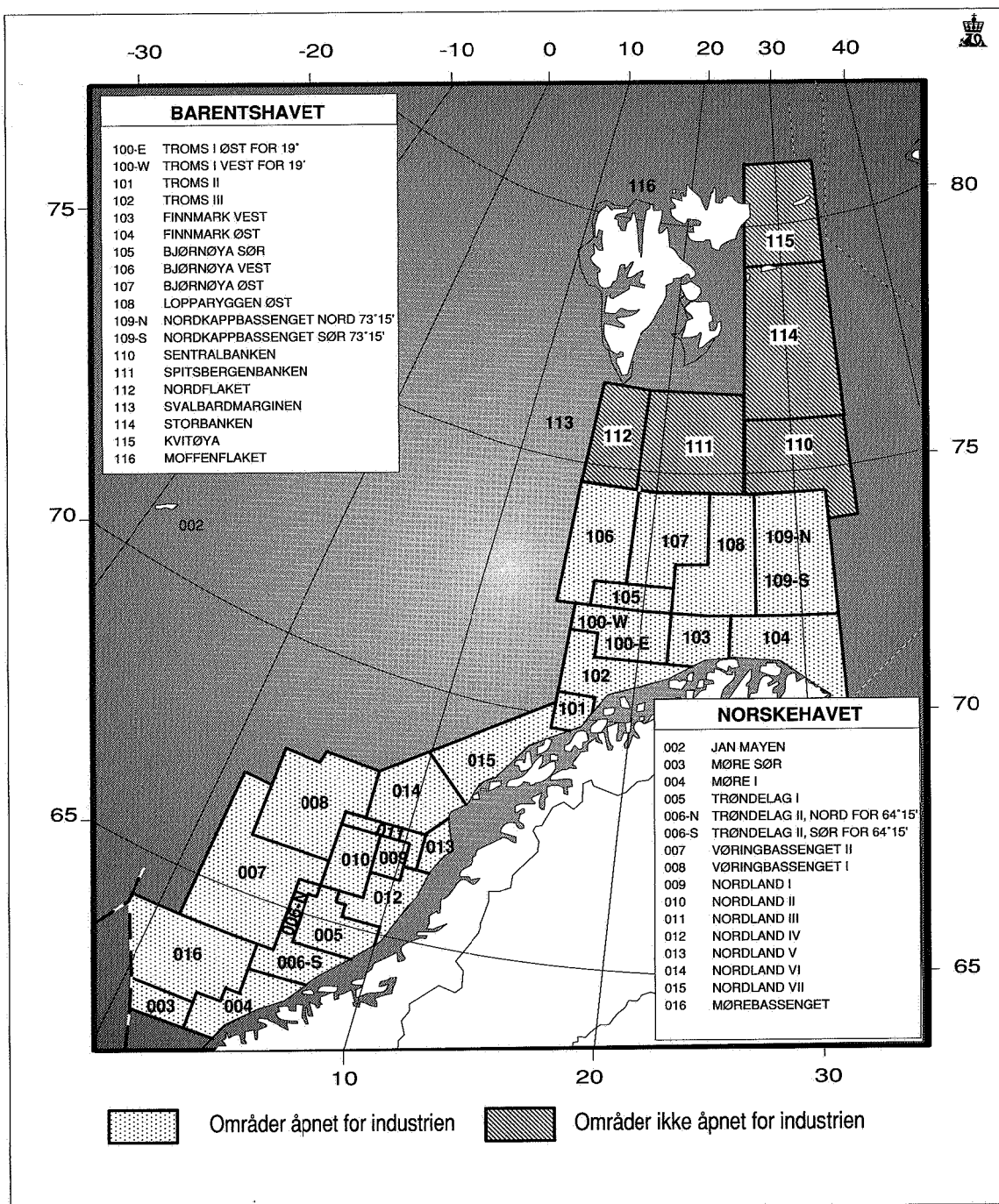
BP, Conoco, Elf, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil og Total.

##### Nordland VI

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



**Fig. 2.4.1.2**  
**Områdestatus for seismisk innsamling nord for Stad**



#### Nordland VII

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

#### Troms I, øst for 19°Ø

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

#### Troms I, vest for 19°Ø

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, Idemitsu, 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.

**Tabell 2.4.1.4**

Oversikt over antall solgte seismiske datapakker

NR	NAVN	1992	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1		34
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2		27
003	TAMPEN-SPUR		22
004	MØRE-SOUTH-84		22
005	TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006	HALTENBANKEN-VEST-84		23
007	FRØYABANKEN-84		27
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2 #)		22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3 #)		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN	1	22
012	NORDLAND-IV-85	2	11
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL	1	21
014	NORDLAND-II-83	1	23
015	NORDLAND-III-84	1	14
016	TROMS-II		12
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		18
018	FINNMARK-VEST-83		19
019	FINNMARK-VEST-84		20
020	NORDLAND-III-85	1	14
021	MØRE-SØR-TEST-84 #)		5
022	STOREGGA-85	1	6
023	VØRINGPLATAÅET	1	12
024	VØRING-BASSENGET-85/86	2	11
025	LOFOTEN-VEST-86	2	12
026	JAN-MAYEN-85		1
028	VØRING-BASSENGET-87	2	11
029	NORDLAND-VI-87	1	12
030	NORDLAND-VII-87	1	12
031	NORDLAND-V-87	1	10
032	NORDLAND-VI-88	2	12
033	NORDLAND-VII-88	2	13
034	NORDLAND-V-73-79	1	10
035	NORDLAND-VI-73-79	1	12

NR	NAVN	1992	Totalt
036	NORDLAND-VI-89	2	12
037	NORDLAND-VII-89	2	12
038	NORDLAND-VII-74/75	2	12
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89 #)		1
040	VØRING-BASSENGET-88	1	8
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	1	8
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	1	8
043	MØRE-BASSENGET-88	1	5
044	TYPEPROFILER-BARENTSHAVET #)		2
045	VØRINGBASSENGET-I-90	5	7
046	STOREGGA-90	1	2
047	VIKINGGRABEN-SØR-TEST-91 #)	1	1
048	VIKINGBANKEN-TEST-91 #)	3	3
100	TROMS-HOVEDPAKKE		35
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73		22
102	TROMS-III-83/84		17
103	TROMS-III-85		17
105	TROMS-I-ØST-77		20
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1		24
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3		23
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2		17
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4		17
200	BJØRNØYA-PAKKE-1		21
201	BJØRNØYA-SØR-84		21
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84		18
203	BJØRNØYA-ØST-84		17
204	BJØRNØYA-TILLEGG-NORD		17
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84		15
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84		19
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG		19
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD		19
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG		19
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID		19
211	BJØRNØYA-ØST-TEST-85 #)		1
212	BJØRNØYA-VEST-86-DIAG		13
213	BJØRNØYA-VEST-86-HIGH		13
214	BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN		12
215	BJØRNØYA-VEST-86-SWATH #)		1
216	BJØRNØYA-VEST-87		13
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPK		22
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2		21
302	NORDKAPP-BASS-85-GECO-DIAG		20
303	NORDKAPP-BASSENGET-85-NORD		20
304	NORDKAPP-BASSENGET-85-GRID		21
305	NORDKAPP-BASSENGET-86-DIAG		20
306	NORDKAPP-BASSENGET-86-SØR		21
307	NORDKAPP-BASSENGET-86-NORD		14
308	FINNMARK-ØST-86-REGIONAL		19
309	FINNMARK-ØST-86-DIAG		18
310	FINNMARK-ØST-86-GSI		19
312	NORDKAPP-TEST-87 #)		1
400	BARENTSHAVET NORDVEST REGIONAL	1	1
500	BARENTSHAVET NORDØST REGIONAL	1	1

**Nordkappbassenget, nord for 73°15'N**

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

**Nordkappbassenget, sør for 73°15'N**

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

**2.4.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen**

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkosomheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl.a. kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerner. Prøver av borekaks tas hver 10. meter gjennom borehullet, og hver 3. 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 letebrønner og halvparten av kjerner i utvinningsbrønner.

Per 31.12.1992 har Oljedirektoratet lagret 77 175 meter kjernemateriale fra 847 brønner, 362 667 prøver av vasket borekaks fra 975 brønner og 420 648 våtprøver fra 1 188 brønner. Dette inkluderer materiale fra utenlandske brønner, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Andøya, Hopen, Tanzania og Mozambique.

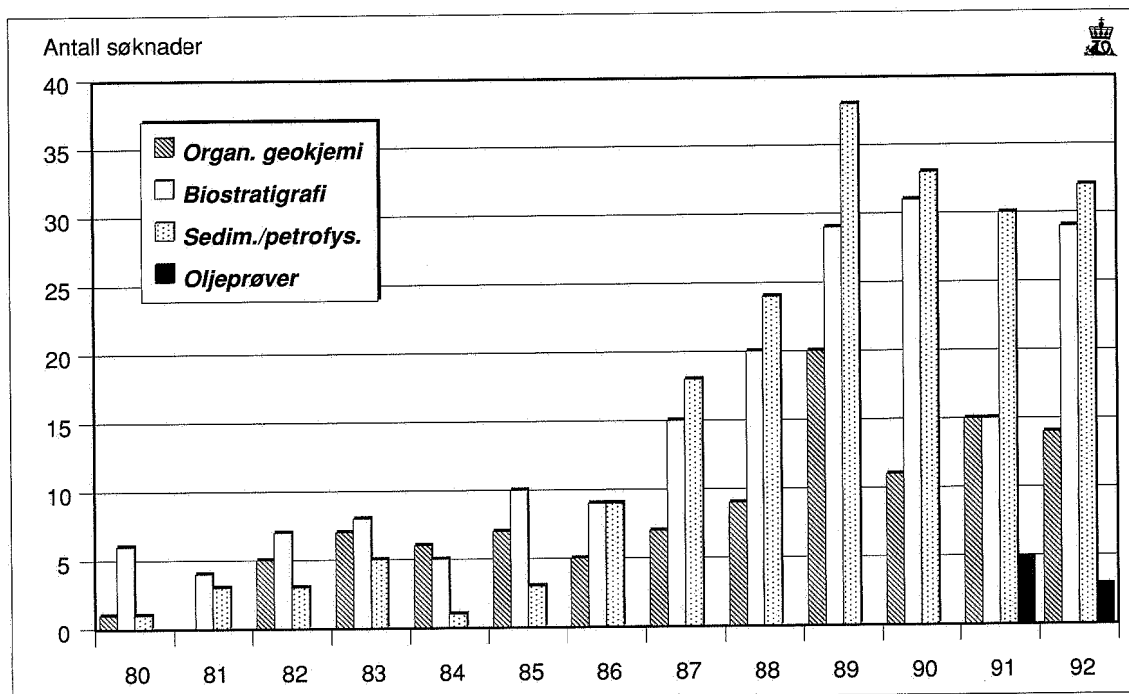
Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data

og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis 5 år etter at brønnen er komplettert. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke.

«Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig, og gir en oversikt over brønner som er blitt 5 år siste kalenderår. På grunn av ajourføring av etterslep fra 1991, ble det utgitt 2 WDSS i 1992. Formålet med denne serien er å vise hvilke brønner som er frigitt og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige brønner. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hver brønn i 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 over utvinningstillatelser inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; utvinningstillatelsesnummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, rettighetshavere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealet, en del data om hver brønn som er boret i tillatelsen og et kart over arealet i hver utvinningstillatelse med alle letebrønner plottet inn. I tillegg finnes en del historiske data og tabeller fra boreaktiviteten. Borehullslisten er en utvidet versjon av Oljedirektoratets tidligere borehullsliste. Letebrønnene er her presentert i 5 forskjellige sorteringer. Sorteringene er borehullsnummer, påbegynnelsesdato, avslutningsdato, operatør og utvinningstillatelse. Denne type informasjon kan også leveres i digital form på diskett.

**Fig. 2.4.1.5****Søknader om prøvemateriale på fagområder**

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borekaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også 5 års regelen for frigivning. I 1992 startet Oljedirektoratet en praksis med å kreve gebyr for bruk av kjernestudierom.

Siden 1991 er frigivningspraksis for geologisk prøvetaking blitt endret med hensyn til rutiner for søknadsbehandling. Frigivningsknader blir nå behandlet 3 ganger i året med søknadsfrist 1. april, 1. august og 1. desember.

Figur 2.4.1.5 viser etterspørselen etter prøvemate-

riale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi, sedimentlogi/petrofysikk og oljeprøver.

Oljedirektoratet har per 31. desember 1992 frigitt 219 seismiske undersøkelser som omfatter 168 468 242 linjekilometer seismikk. De frigitte undersøkelsene er fordelt med 189 undersøkelser i Nordsjøen og 30 undersøkelser i Norskehavet. Tabell 2.4.1.5 gir en oversikt over seismiske data som er frigitt.

Fortegnelse over de frigitte undersøkelsene foreligger i «Released seismic surveys» volume A og B.

Volume A inneholder undersøkelsespakkene i Nordsjøen og Volume B inneholder undersøkelsespakkene i Norskehavet.

Tabell 2.4.1.5 Seismiske data som er frigitt

Pakke	Undersøkelse	Området	Kilometer i pakken	Pakke	Undersøkelse	Området	Kilometer i pakken
1 A	NH-8007	BL. 7/11	231,328	46 A	G-81	BL. 35/8,9	519,484
2 A	SG-8048	BL. 7/11	689,619	47 A	GU-82	BL. 35/8	681,716
3 A	NH-8302	BL. 7/11	350,404	48 A	GU-81	BL. 35/8	376,311
4 A	NHCN-82	BL. 7/8,11	1400,587	49 A	ST-8313	BL. 34/10	276,587
5 A	SH-82	BL. 2/5	872,699	50 A	ST-8112	BL. 30/2,3	368,311
6 A	SG-8052	BL. 2/2	541,722	51 A	ST-8111	BL. 30/6,9	347,830
7 A	BP80-019	BL. 2/1,7/12	985,315	52 A	G-8101	BL. 35/8&9	848,026
8 A	EL-8180	BL. 2/6,2/9	1023,510	53 A	BP81-043	BL. 29/6,30/4	1375,896
9 A	ST-501	BL. 33/2	696,000	54 A	NH-8502-3D	BL. 30/9	22431,769
10 A	ST-502	BL. 33/3	1182,771	55 A	NS-79	SYD 62°N	3710,355
11 A	ST-503	BL. 33/5,6	1307,000	56 A	NS-78	SYD 62°N	4638,521
12 A	NH-754	BL. 33/5	174,000	57 A	PGE-82	BL. 2/7,10	700,213
13 A	NAG-80	BL. 33/6	498,000	58 A	NH-8201	BL. 2/8,11	1103,320
14 A	ANO-77	BL. 34/2	195,921	59 A	PGO-2/10-77	BL. 2/10	204,562
15 A	ANO-77-1	FELT 30,31	357,787	60 A	ANO-78-2	BL. 2/6,8&3/4	1540,000
16 A	ANO-77-2	BL. 24/6	9,000	61 A	ANO-78-3	VALHAL/HOD	363,927
17 A	ANO-79	BL. 34/2	923,155	62 A	ANO-79-1	BL. 2/5	90,834
18 A	ANO-80	BL. 34/2	72,566	63 A	PGE-80	BL. 2/4,7	716,189
19 A	SA-530	BL. 35/3	1229,439	64 A	PSL-84-2	BL. 2/7	235,360
20 A	AG-78	BL. 35/3	186,660	65 A	ANO-83	VALHALL	393,692
21 A	SG-8130	BL. 35/3	783,153	66 A	ST-8421	BL. 2/9,12	592,346
22 A	GULF-79-2	BL. 35/8,9	1000,323	67 A	NS-76	SYD 62°N	3569,609
23 A	GULF-80-1	BL. 35/8	1396,503	68 A	ANO-80-1	BL. 2/5,8	199,091
24 A	ANO-74	BL. 36/1	1515,589	69 A	CSSC-78-4	BL. 2/2	93,062
25 A	SG-8252	BL. 2/2,3	1115,433	70 A	ST-404	BL. 1/9	454,590
26 A	PSL-84-1	BL. 8/10	562,258	71 A	EL-8201	BL. 3/7	592,000
27 A	ST-8007	FELT 31	395,000	72 A	SH-72	BL. 1/9	83,507
27 A	SH-8007	FELT 31,32	2495,000	73 A	EL-8186	BL. 1/3	1743,788
28 A	TO-8513	BL. 29/3	25,287	74 A	PG-2/7-73	BL. 2/7	115,142
29 A	TO-8510	BL. 29/3	261,665	75 A	EL-8083	BL. 3/7	124,002
30 A	SG-85	BL. 34/4	27,474	76 A	GULF-79	BL. 2/2,3	420,961
31 A	NH-8504	BL. 30/6	421,850	77 A	ST-809	BL. 1/9,2/7	28,406
32 A	MN-85	BL. 35/11	587,980	78 A	PGE-80-GE	BL. 2/4	25,995
33 A	NH-8502	BL. 30/9	1269,787	79 A	ST-8013-81	BL. 1/9	121,976
34 A	NH-8503	BL. 29/3,33/12	24,073	80 A	CSSC-78-2	BL. 2/2,3	62,829
35 A	NH-8202	FELT 31,32	2072,594	81 A	ANO-78-1	BL. 2/2,5	793,394
36 A	SG-8127	FELT 35,36	813,636	82 A	EL-980	BL. 2/6	356,736
37 A	SG-8133	BL. 34/11	350,377	83 A	PSL-84-3	BL. 2/4	440,268
38 A	SG-8425	BL. 31/2,3	275,184	84 A	EL-686	BL. 2/6	207,568
39 A	NH-8104	FELT 32,36	1921,288	85 A	PG-2/4-73	BL. 2/4	101,000
40 A	ST-8109	FELT 35,36	1318,896	86 A	ANO-76	BL. 2/4,5	251,148
41 A	81-007	FELT 31	339,599	87 A	ST-601	BL. 1/5	110,379
42 A	EL-8307	BL. 34/8	2372,612	87 A	ST-602	BL. 1/2	406,030
43 A	ST-8006	BL. 30/2,3,6	1948,741	87 A	ST-603	BL. 7/11	419,115
44 A	BP-85	BL. 16/8	423,043	88 A	N2-70	BL. 2/1	226,399
45 A	ST-8116	FELT 31,32	2194,671	89 A	SH-79-1	BL. 1/3,2/1	598,979

Pakke	Undersøkelse	Området	Kilometer i pakken	Pakke	Undersøkelse	Området	Kilometer i pakken
90 A	PGE-79	BL. 2/4,5	120,029	151 A	TO-8506	BL. 24/6,25/4	265,000
91 A	A-79	BL. 1/6,2/4	344,734	152 A	BVI-85	BL. 15/2	302,479
92 A	ANO-80-2	BL. 3/4	117,580	153 A	NH-8408	BL. 16/10	477,000
93 A	SH-74-1	FELT 1	437,325	154 A	EL-8303	BL. 25/4	559,219
94 A	EL-8186-82	BL. 1/3	158,842	155 A	ST-8202	FELT 26,27	259,170
95 A	CSSC-78-3	BL. 3/4	52,681	156 A	ST-8201	FELT 26,27	5200,253
96 A	CN2-73	BL. 2/1	639,479	157 A	ST-8108	FELT 7	1566,000
97 A	CN2-76	BL. 2/1	430,723	158 A	SH-82-2	BL. 30/11	353,459
98 A	SSL-7172	56-58°N	3274,995	159 A	ST-8122	BL. 15/9,16/47	1020,340
99 A	CN2-77	BL. 2/2	357,822	160 A	E-82	BL. 16/7	308,573
100 A	SH-79-3	BL. 2/2	86,895	161 A	EL-8206	BL. 15/3	1539,390
101 A	UN-80	BL. 2/2	153,508	162 A	MOB-81-3	BL. 17/3,4,11	511,656
102 A	C3-74	BL. 3/2	173,007	163 A	ST-8209	BL. 15/8	389,000
103 A	EL-8086	BL. 2/1,2,4,5	191,406	164 A	NH-8006	BL. 15/2	470,649
104 A	CN7-76	BL. 7/12	1124,482	165 A	ST-8236	BL. 15/12	49,494
105 A	C3-71	BL. 3/2	47,294	166 A	SH-82-1	BL. 31/2	69,438
106 A	N7-71	BL. 7/9,12	202,283	167 A	CN-8525	BL. 25/7	1157,936
107 A	MOB-79	FELT 10	177,163	168 A	ST-508	BL. 15/5	289,799
108 A	CN7-73	BL. 7/12	478,447	169 A	NH-753	BL. 15/5	633,000
109 A	PG-8/10-73	BL. 8/8,10,11	180,508	170 A	ST-8114	BL. 30/6,9	31,448
110 A	MOB-81-2	BL. 8/12	103,075	171 A	NH-8406	BL. 30/9	109,613
111 A	PW-8303	BL. 1/2	132,028	172 A	ST-507	BL. 15/2	245,119
112 A	SH-72-5	BL. 3/5,8	54,340	173 A	EL-580	BL. 15/3	1120,380
113 A	A-80	ALBUSKJELL	76,730	174 A	ST-8107-WE	FELT 16,17	937,803
114 A	ST-805	57-62°N	2682,502	175 A	ST-8118	BL. 8/3	356,812
115 A	NERC-83	FELT 8,9	135,554	176 A	ST-8619	BL. 8/3	78,531
116 A	ANO-81	HOD	248,398	177 A	SH-74-2	BL. 17/11	450,270
117 A	EL-8084	BL. 1/3,7/	140,533	178 A	PSE-78-1	BL. 17/12	381,374
118 A	TO-8401	BL. 25/4,24/6	168,103	179 A	SB-81	STORDBASIN	2314,596
119 A	TO-8605	BL. 30/10	563,399	180 A	CSSC-75-1	BL. 17/8,18/7	814,439
120 A	ST-8410	BL. 8/3	592,514	181 A	ST-8009	BL. 35/10,12	407,589
121 A	ST-8629	FELT 12	1033,074	1 B	SH-84	BL. 6407/9	1238,985
122 A	SH-84-1	FELT 25-31	957,388	2 B	CN-8502	HALTENBANKEN	1002,000
123 A	SG-8603	BL. 25/6	1406,246	3 B	NH-8102	TRÆNABANKEN	4699,883
124 A	NH-8603	BL. 25/1	338,168	4 B	BP-83	HALTENBANKEN	923,962
125 A	EL-8603	BL. 25/2	139,030	5 B	SG-8158	BL. 6507/11,12	236,813
126 A	BN16-86	BL. 15/6	331,105	6 B	SG-8258	BL. 6507/11,12	436,561
127 A	ST-8516	BL. 31/11	570,020	7 B	SG-8271	BL. 6407/2	638,185
128 A	ST-8502	BL. 15/12	505,055	8 B	ST-8110	TRØNDELAGE WEST	280,384
129 A	SBP-85	BL. 26/4	565,747	9 B	ST-8306	HALTENBANKEN	325,840
130 A	NA-85	BL. 16/10	460,576	10 B	EL-8204	TRÆNABANKEN	2934,451
131 A	M85-16	BL. 15/2,3	20,000	11 B	ST-8217	TRÆNABANKEN	464,058
132 A	EL-8504	BL. 25/4	962,803	12 B	ST-8407	BL. 6609/5	422,139
133 A	EL-8503	BL. 25/2,5	1654,389	13 B	EL-8502	NORDLAND 2	652,803
134 A	BP-85-1	BL. 34/8	293,181	14 B	PW-83	BL. 6609/7	1056,637
135 A	PSL-84	BL. 16/11	612,945	15 B	SG-8445	BL. 6507/12	93,613
136 A	ST-8315	BL. 16/10	699,141	16 B	SG-8458	BL. 6507/11	162,952
137 A	SH-83-2	BL. 30/11	252,862	17 B	SG-8558	BL. 6507/11	144,511
138 A	EL-8302	BL. 16/6	529,731	18 B	SG-8558-1	BL. 6507/11	92,074
139 A	E-83	BL. 16/7	454,945	19 B	SG-8658	BL. 6507/11	173,572
140 A	ST-8215	BL. 15/9	99,800	20 B	ST-8002	BL. 6507/7,8,9	214,532
141 A	NH-8204	BL. 15/5	154,004	21 B	ST-8102	BL. 6507/7,8,9	893,371
142 A	ST-8004	BL. 15/6,9,12	293,107	22 B	ST-8616	BL. 6407/4	202,161
143 A	ST-8107-GE	FELT 17	2109,984	23 B	ST-8634	BL. 6406/6	240,648
144 A	ST-8104	BL. 15/8	50,779	24 B	MN-84-3	BL. 6407/7	647,282
145 A	SH-81	BL. 30/11	577,033	25 B	NH-8411	FRØYABANKEN	289,429
146 A	P-1712-81	BL. 17/12	207,143	26 B	ST-8403	HALTENBANKEN	926,372
147 A	EL-8183	BL. 18/10	575,958	27 B	MN-85-1	NORDLAND 2	574,398
148 A	NH-8611	BL. 16/4	230,606	28 B	SH-85-1	HALTEN WEST	558,463
149 A	ST-8602	FELT 16,25,26	519,839	29 B	NH-8609	BL. 6407/7	171,704
150 A	EL-8602	BL. 30/10	110,000	30 B	SH-86-2	BL. 6407/9	154,269

## 2.4.2 Leteboring

Ved årsskiftet 1991/1992 var 12 letebrønner under boring, en av disse var en gjenåpning.

I 1992 er det påbegynt 43 nye letebrønner, fordelt på 29 undersøkelsesbrønner og 14 avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1992 har vært fordelt med 35 letebrønner i Nordsjøen, 21 undersøkelses- og 14 avgrensingsbrønner, 5 undersøkelsesbrønner i Norskehavet og 3 undersøkelsesbrønner i Barentshavet. I tillegg ble 2 suspenderte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner. Ved årsskiftet 1992/1993 var 8 brønner under boring, hvorav en var en gjenåpning.

Per 31.12.1992 var det totalt påbegynt 752 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 535 undersøkelses- og 217 avgrensingsbrønner, se figur 2.4.2.a.

I 1992 ble det avsluttet 47 letebrønner på norsk sokkel, fordelt på 34 undersøkelsesbrønner og 13 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 24 undersøkelses- og 13 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, 6 undersøkelsesbrønner i Norskehavet og 4 undersøkelsesbrønner i Barentshavet.

Operatøransvaret for de avsluttede boringene har vært som følger: Hydro 15, Statoil 9, Saga 6, Phillips 3, Mobil 3, BP 3, Elf 2, Esso 2, Shell 2 og Amoco og Conoco med 1 hver.

Frem til 31. desember 1992 var det avsluttet 745 letebrønner på norsk sokkel. De fordeler seg med 531 undersøkelses- og 214 avgrensingsbrønner.

Tabell 2.4.2 viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1992.

Totalt er 50 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

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

2/01-09 A	25/04-06 S	31/02-18 A
2/04-15 S	25/05-04	31/05-04 AR
2/04-17	25/11-16	34/04-07
2/07-20 R	30/02-01	34/07-16 R
2/07-21 SR	30/03-04	34/07-19
2/07-23 S	30/06-19	34/08-04 S
2/07-25 S	30/06-21	34/08-08
2/07-26 S	30/06-22	34/10-34
2/07-27 A	30/06-23	6407/07-02 R
2/12-02 S	30/09-07	6407/07-03
7/11-10 SR	30/09-08 R	6407/07-04
7/12-08	30/09-09	6407/09-03
7/12-09	30/09-10	6407/09-05
15/12-06 S	30/09-12 A	6407/09-06
15/12-09 S	30/09-13 S	6407/09-08
25/02-13	31/02-16 SR	6506/12-08
	31/02-17 B	6507/08-04

Figurene 2.4.2.b, c og d viser de påbegynte brønnene i de tre områdene på norsk sokkel (Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet).

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har hatt operatøransvaret for 29 av de påbegynte boringene hvilket tilsvarer 67.4 %. De resterende 14

fordeler seg på Elf, Conoco, BP, Phillips, Esso, Mobil, og Shell. Dette går fram av tabell 7.2.c.

### 2.4.2.1 Fordeling av prospekttyper

Leteaktiviteten har i 1992 for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 43 letebrønnene som ble påbegynt, hadde 36 disse bergartene som hovedprospekt. Andre hovedprospekter var 5 i paleocen, 2 i trias og 1 i tertiær. Når det gjelder sekundære prospekter var 16 i jura, 2 i paleocen, 1 i trias og 1 i tertiær.

### 2.4.2.2 Nye funn i 1992

Av de avsluttede leteboringer i 1992, er ni funn bekreftet gjennom testing.

Det er ytterligere påvist hydrokarboner i 1/6-6, 34/7-8 R og 25/11-16, men disse er ikke produksjonstestet ved årsskiftet.

Lete hull	Operatør	Hydrokarboner
2/2-5	Saga	Olje
2/4-17	Phillips	Olje og gass
7/7-2	Statoil	Olje
30/10-6	Elf	Gass
34/7-21	Saga	Olje
35/11-7	Mobil	Olje og gass
6507/2-2	Hydro	Gass
6608/10-2	Statoil	Olje
7316/5-1	Hydro	Gass

### Blokk 2/2

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 066, boret undersøkelsesbrønn 2/2-5. Brønnen ble boret til 4056 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av Zechstein alder.

Olje ble påvist i et tynt sandsteinslag av sen jura alder. Det ble utført en produksjonstest med maksimal produksjonsrate på 600 Sm<sup>3</sup> per dag gjennom en 7.9 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet ble målt til 44 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> og oljens tetthet var 0.85 g/cm<sup>3</sup>.

### Blokk 2/4

Phillips Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 018, utført boring og testing av undersøkelsesbrønn 2/4-17.

Brønnen ble boret til 5212 meter under havnivå. Det ble utført to produksjonstester. Den første og dypeste testen produserte 890 Sm<sup>3</sup> vann per dag fra et intervall av ukjent alder. Den andre testen som ble utført i bergarter av jura alder, produserte 774 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag og 849 618 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 15.9 mm dyseåpning ved et brønnhode-trykk på 408 bar. Oljens tetthet var 0.799 g/cm<sup>3</sup> og gassens tetthet var 0.735 (luft = 1). Resultatet av boringen og testen er positivt og interessant med tanke på videre letevirksomhet i området.

Tabell 2.4.2

## Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1992

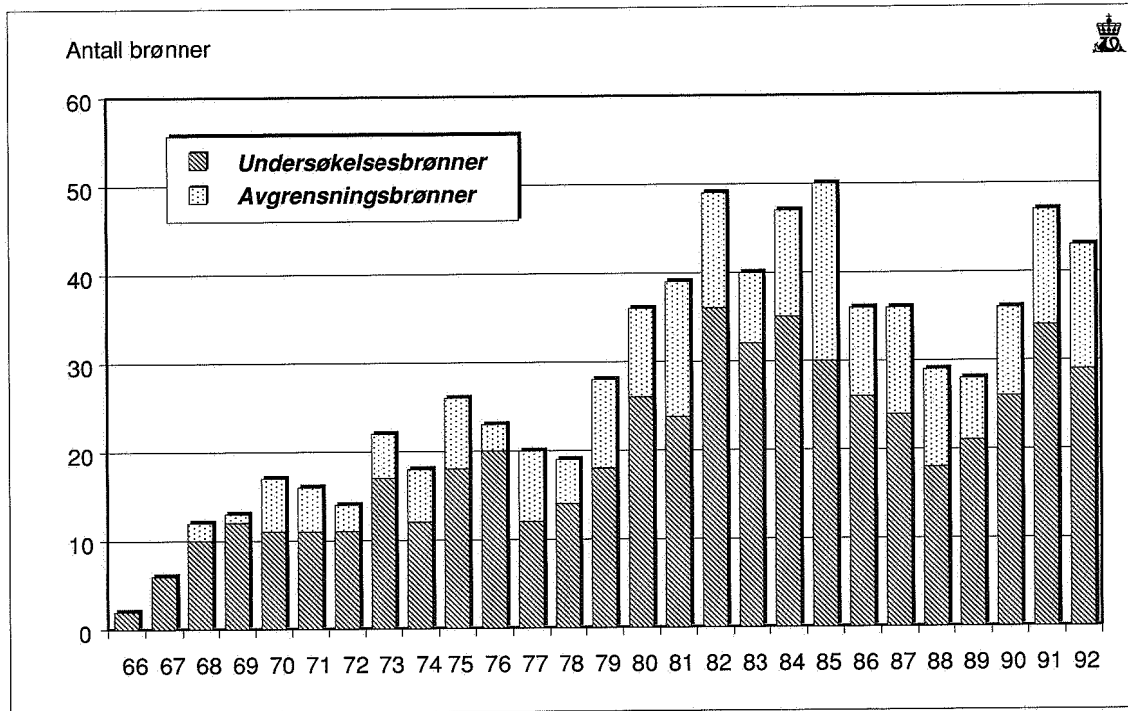
R = gjenåpning, X = oppgitt av tekniske årsaker = skråboret, A, B, C = sideboret ny brønn

Letebrønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon nord/øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Letebrønn type Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp (angitt i meter) KBE i meter	Total dyp Alder på totaldyp
2/04-17	689	56 41 02.60	91.07.21	Phillips	Undersøkelsesbrønn	68	5258
	018	03 13 45.20	92.02.29	Mærsk Guardian	Susp. Gass/Kondensat	43	
35/10-01	692	61 07 02.05	91.08.01	Statoil	Undersøkelsesbrønn	362	3986
	173	03 13 34.87	92.01.16	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	U.Jura
2/05-09	697	56 32 07.18	91.09.10	Amoco	Undersøkelsesbrønn	69	5460
	006	03 33 13.06	92.01.18	West Vanguard	Tørt hull	22	Ø.Jura
6507/02-02	702	65 55 01.69	91.10.21	Hydro	Undersøkelsesbrønn	384	3958
	122	07 30 54.56	92.03.16	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	U.Jura
6608/10-02	701	66 00 49.35	91.10.28	Statoil	Undersøkelsesbrønn	374	3678
	128	08 04 26.48	92.01.29	Ross Rig	Olje/Gass/Kondensat	23	Trias
2/02-05	705	56 50 05.80	91.11.07	Saga	Undersøkelsesbrønn	63	4082
	066	03 27 22.90	92.02.19	Treasure Saga	Olje	26	Perm
2/01-10	703	56 57 53.61	91.11.09	BP	Undersøkelsesbrønn	66	4525
	164	03 01 19.70	92.01.14	Ross Isle	Tørt hull	23	Trias
2/07-27 S	707	56 19 59.81	91.11.09	Phillips	Avgrensningsbrønn	71	4801
	018	03 14 53.77	92.06.17	West Delta	Susp. Olje/Gass	29	Pre-jura
7122/04-01	706	71 44 50.47	91.11.13	Esso	Undersøkelsesbrønn	343	3015
	178	22 05 06.39	92.01.13	Arcade Frontier	Spor av gass	25	Trias
35/11-04 R	642	61 01 59.93	91.11.16	Mobil	Undersøkelsesbrønn	355	3127
	090	03 32 53.58	92.01.27	Sovereign Explorer	Olje/Gass	25	U.Jura
3/07-05	708	56 28 47.00	91.12.06	Shell	Undersøkelsesbrønn	67	3666
	147	04 18 17.60	92.02.08	Dyvi Stena	Tørt hull	25	
31/02-17 S	709	60 52 57.08	91.12.28	Hydro	Avgrensningsbrønn	340	2220
	054	03 27 05.79	92.01.20	Transocean 8	Olje/Gass	24	Ø.Jura
30/10-06	712	60 09 13.65	92.01.13	Elf	Undersøkelsesbrønn	91	5250
	142	02 12 37.38	92.11.09	West Alpha	Gass	18	M.Jura
2/01-09 A	713	56 51 37.77	92.01.18	BP	Avgrensningsbrønn	66	4379
	019	03 05 04.77	92.03.08	Ross Isle	Suspendert	23	Jura
7/07-02	710	57 29 04.16	92.01.20	Statoil	Undersøkelsesbrønn	82	3430
	148	02 18 17.59	92.04.25	Deepsea Bergen	Olje	23	
31/02-17 A	716	60 52 57.08	92.01.20	Hydro	Avgrensningsbrønn	340	1924
	054	03 27 05.79	92.01.31	Transocean 8	Olje/Gass	24	
35/11-06	714	61 11 45.82	92.01.30	Mobil	Avgrensningsbrønn	370	3995
	090	03 27 55.46	92.04.20	Sovereign Explorer	Olje/Gass	26	U.Jura
31/02-17 B	719	60 52 57.08	92.02.01	Hydro	Avgrensningsbrønn	340	1838
	054	03 27 05.79	92.02.14	Transocean 8	Suspendert	23	
34/10-35	715	61 04 16.17	92.02.05	Statoil	Undersøkelsesbrønn	135	4310
	050	02 19 16.77	92.06.30	Ross Rig	Olje/Gass	23	
1/06-06	718	56 36 41.13	92.02.10	Shell	Undersøkelsesbrønn	70	5567
	011	02 57 18.19	00.00.00	Dyvi Stena		25	
34/08-04 A	711	61 19 29.58	92.02.18	Hydro	Avgrensningsbrønn	309	3567
	120	02 25 18.67	92.05.27	Transocean 8	Suspendert	23	
35/12-01	720	61 11 04.06	92.02.27	Saga	Undersøkelsesbrønn	351	3020
	174	03 57 45.41	92.04.24	Treasure Saga	Tørt hull	26	Grunnfjell
2/07-28	717	56 22 52.16	92.03.08	Phillips	Avgrensningsbrønn	71	3893
	018	03 14 19.29	92.08.07	Mærsk Guardian	Hydrokarboner	43	Perm
1/06-07	724	56 33 20.01	92.03.16	Conoco	Undersøkelsesbrønn	70	4995
	144	02 54 11.18	92.07.13	West Vanguard	Hydrokarboner	21	Ø.Jura
34/08-07	725	61 19 09.07	92.03.21	Hydro	Undersøkelsesbrønn	334	5460
	120	02 33 32.15	92.07.16	Polar Pioneer	Suspendert	23	Trias
6407/08-01	726	64 23 29.16	92.03.27	BP	Undersøkelsesbrønn	284	4650
	158	07 21 26.14	92.06.07	Ross Isle	Tørt hull	23	Jura
33/09-15	727	61 24 24.67	92.04.23	Mobil	Undersøkelsesbrønn	252	3011
	172	01 57 15.78	92.06.08	Sovereign Explorer	Hydrokarboner	27	
25/06-02	729	59 33 39.83	92.04.26	Saga	Undersøkelsesbrønn		2392
	117	02 49 13.44	92.05.29	Treasure Saga	Tørt hull	26	



Letebrønn	Till.nr	Posisjon nord/øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Letebrønn type Kompletterings- klassifikasjon	Vann dyp	Total dyp
	Utv.till.					(angitt i meter)	Alder på totaldyp
34/10-36	723	61 06 48.49	92.04.28	Statoil	Undersøkelsesbrønn	136	3640
	050	02 10 35.15	92.07.13	Deepsea Bergen	Olje/Gass	23	U.Jura
30/03-05 S	728	60 46 57.82	92.05.01	Statoil	Undersøkelsesbrønn	175	4724
	052	02 53 52.70	92.07.17	Veslefrikk A	Reklass. til oljeprod.	56	U.Jura
6407/10-03	721	64 06 11.66	92.05.29	Hydro	Undersøkelsesbrønn	324	2973
	132	07 18 11.43	92.06.27	Transocean 8	Tørt hull	23	
2/04-16 R X	680	56 40 37.23	92.06.04	Saga	Undersøkelsesbrønn	68	4996
	146	03 09 02.07	92.07.15	Treasure Saga	Oppgitt	26	
30/02-03	731	60 50 49.05	92.06.11	Statoil	Avgrensningsbrønn	123	4325
	051	02 39 19.68	92.10.05	Ross Isle	Gass/Kondensat	23	U.Jura
10/07-01	735	57 28 23.30	92.06.28	Esso	Undersøkelsesbrønn	87	1890
	165	05 03 33.21	92.07.30	Arcade Frontier	Tørt hull	25	
25/11-16	733	59 07 06.55	92.06.29	Hydro	Undersøkelsesbrønn	120	1945
	169	02 23 06.20	92.07.24	Vildkat Explorer	Suspendert	25	Kritt
34/08-08	730	61 22 46.19	92.06.30	Hydro	Avgrensningsbrønn	341	3625
	120	02 28 43.81	92.08.24	Transocean 8	Suspendert	23	
6506/11-03	734	65 13 58.44	92.07.08	Statoil	Undersøkelsesbrønn	326	4350
	134	06 22 26.89	92.10.01	Ross Rig	Hydrokarboner	23	Jura
15/12-09 S	732	58 04 40.17	92.07.17	Statoil	Avgrensningsbrønn	84	3848
	038	01 53 25.54	92.10.08	Deepsea Bergen	Susp. Olje/Gass	23	Trias
34/07-20	736	61 26 39.65	92.07.18	Saga	Undersøkelsesbrønn	295	3178
	089	02 01 49.98	92.08.27	Treasure Saga	Hydrokarboner	26	Trias
7316/05-01	740	73 31 12.78	92.07.21	Hydro	Undersøkelsesbrønn	454	4027
	184	16 25 55.87	92.10.05	Polar Pioneer	Gass	23	
35/11-07	737	61 01 59.74	92.07.23	Mobil	Undersøkelsesbrønn	356	2895
	090	03 35 26.23	92.09.29	West Delta	Olje/Gass	29	U.Jura
25/08-04	738	59 15 31.31	92.07.25	Hydro	Undersøkelsesbrønn	128	1891
	169	02 36 42.97	92.08.11	Vildkat Explorer	Hydrokarboner	25	Paleocen
6407/09-08	739	64 23 07.69	92.08.14	Shell	Undersøkelsesbrønn	230	2126
	093	07 57 37.47	92.09.22	West Vanguard	Susp. Tørt hull	22	U.Jura
30/10-07	742	60 11 28.14	92.09.08	Elf	Undersøkelsesbrønn	106	2612
	142	02 07 27.27	92.10.17	Mærsk Jutlander	Tørt hull	18	Kritt ?
31/02-18	741	60 54 10.49	92.09.15	Hydro	Avgrensningsbrønn	364	1711
	054	03 34 41.79	92.10.07	Treasure Saga	Plugget. Olje/Gass	25	Jura
7219/08-01 S	744	72 22 28.32	92.10.05	Saga	Undersøkelsesbrønn	370	
	182	19 23 40.24	92.12.26	Ross Rig		23	
31/02-18 A	743	60 54 10.49	92.10.07	Hydro	Undersøkelsesbrønn	364	2005
	054	03 34 41.79	92.10.17	Treasure Saga	Susp. Hydrokarboner	26	Jura
7122/02-01	745	71 57 40.28	92.10.07	Hydro	Undersøkelsesbrønn	363	2120
	179	22 38 40.10	92.11.11	Polar Pioneer	Tørt hull	23	
34/07-21	747	61 17 36.84	92.10.19	Saga	Undersøkelsesbrønn	192	3015
	089	02 04 21.14	92.12.11	Treasure Saga	Plugget	26	
34/08-09 S	746	61 18 50.53	92.10.25	Hydro	Avgrensningsbrønn	300	
	120	02 23 17.89	92.12.26	West Delta		29	
6610/03-01	748	66 55 29.70	92.10.29	Statoil	Undersøkelsesbrønn	309	
	177	10 54 06.28	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
25/02-15	722	59 48 53.54	92.11.14	Elf	Undersøkelsesbrønn	120	
	112	02 30 06.20	00.00.00	West Alpha		23	
15/09-19 S	749	58 26 25.26	92.11.18	Statoil	Undersøkelsesbrønn		
	046	01 53 29.07	00.00.00	Treasure Prospect		22	
34/08-07 R	725	61 19 09.07	92.11.19	Hydro	Undersøkelsesbrønn	334	5460
	120	02 33 32.15	00.00.00	Polar Pioneer		23	
33/09-16	750	61 23 28.91	92.11.28	Mobil	Avgrensningsbrønn		
	172	01 57 02.51	00.00.00	Ross Isle		22	
31/05-05	751	60 41 49.6	92.12.30	Hydro	Avgrensningsbrønn		
	085	03 29 08.9	00.00.00	West Delta			
34/07-21 A	752	61 17 36.84	92.12.11	Saga	Avgrensningsbrønn	192	
	089	02 04 21.14	00.00.00	Treasure Saga		26	

**Fig. 2.4.2.a**  
Letebrønner på norsk kontinentalsokkel



#### Blokk 7/7

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 148, boret undersøkelingsbrønn 7/7-2.

Brønnen ble boret til 3407 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble påvist olje i bergarter av jura alder. To produksjonstester ble utført. Maksimal produksjon var 788 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 9.5 mm dyseåpning. Resultatet av boringen og testen vurderes som interessant med tanke på videre letevirksomhet i området.

#### Blokk 30/10

Elf Petroleum Norge A/S har, som operatør for utvinningstillatelse 142, boret undersøkelingsbrønn 30/10-6, like nord for Odin feltet.

Brønnen, som er boret på en struktur sentralt i blokk 30/10, nådde en total dybde av 5232 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av mellom jura alder. Det ble påvist hydrokarboner i sandsteinsbergarter av mellom jura alder, og fire produksjonstester ble utført. Høyeste produksjonsrate ble målt til 96 000 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 8 mm dyseåpning. Testresultatene var skuffende, og dette indikerer at reservoarkvaliteten er dårlig.

#### Blokk 34/7

Saga Petroleum har, som operatør i utvinningstillatelse 089, boret undersøkelingsbrønn 34/7-21.

Brønnen påviste et ca 35 meter tykt oljeførende sandlag av øvre jura alder. Dette ble produksjonstestet. Maksimal strømningsrate ble målt til 900 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 12.7 mm dyseåpning. Oljens

tetthet var 0.839 g/cm<sup>3</sup> mens gass/oljeforholdet var 128 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Det ble i tillegg påvist to tynne oljeførende sandlag, henholdsvis ca 5 meter over og 30 meter under hovednivået. Boringen ble avsluttet 2989 meter under havnivå i bergarter av tidlig jura alder.

Resultatet vurderes som interessant og oppmuntrende. Økt innsats kan forventes for å kartlegge mulighetene for hydrokarbonfunn med øvre jura som letemodell. En sidestegsboring, 34/7-21 A, pågår ved årskiftet.

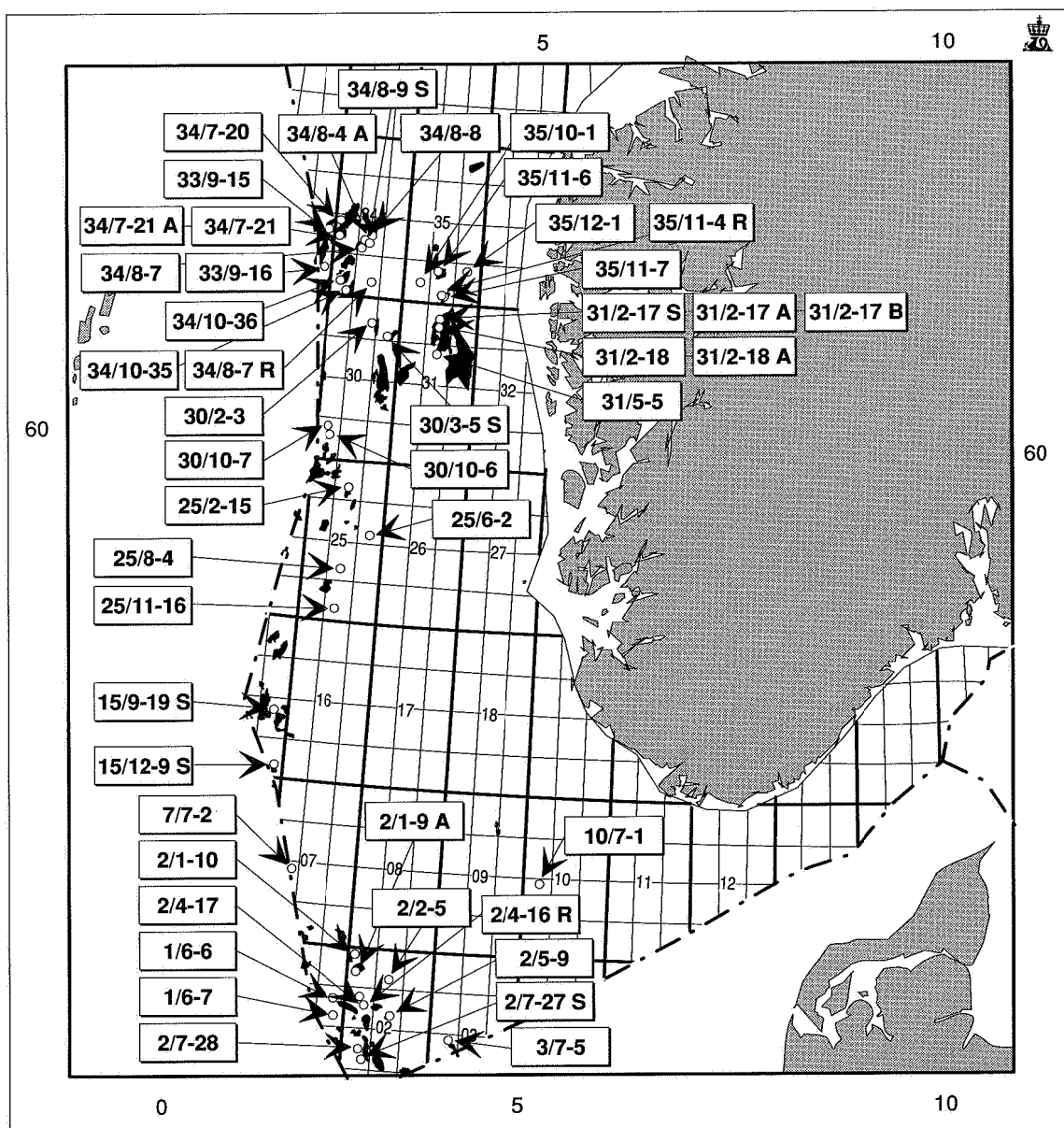
#### Blokk 35/11

Mobil har, som operatør for utvinningstillatelse 090, boret undersøkelingsbrønn 35/11-7. Brønnen er boret like øst for 35/11-4, hvor det ble påvist olje og gass i 1991. 35/11-7 ble boret til et dyp av 2866 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av tidlig jura alder. Olje og gass ble påvist i bergarter av mellom og sen jura alder. Det ble utført to tester, og maksimal produksjon ble målt til 1252 Sm<sup>3</sup> olje og 52 100 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 37 mm dyseåpning. Oljens tetthet ble målt til 0.854 g/cm<sup>3</sup>, og gassens tetthet var 0.681 relativt til luft. Resultatene fra denne boringen er oppmuntrende med tanke på nærhet til funnet i 35/11-4, og med hensyn på videre leting i området.

#### Blokk 6507/2

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 122, boret undersøkelingsbrønn 6507/2-2. Denne ble boret på samme struktur som 6507/2-1,

Fig. 2.4.2.b  
Letebrønner boret i Nordsjøen i 1992



som var tørr, men høyere oppe på strukturen. Brønnen ble boret til et dyp av 3935 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidlig jura alder. Det ble påvist gass og kondensat i sandsteiner av kritt alder mens jura ble funnet tørr. To produksjonstester ble utført, og beste test ga  $130 \text{ Sm}^3$  kondensat og  $670\,000 \text{ Sm}^3$  gass per dag gjennom en 25 mm dyseåpning.

Gass/kondensat forholdet var  $5200 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ , gassens tetthet relativt til luft 0.64 og kondensatets tetthet  $0.789 \text{ g/cm}^3$ . Resultatet fra denne boringen var oppmuntrende med tanke på videre muligheter i sander av kritt alder i dette området. Det er også mulig-

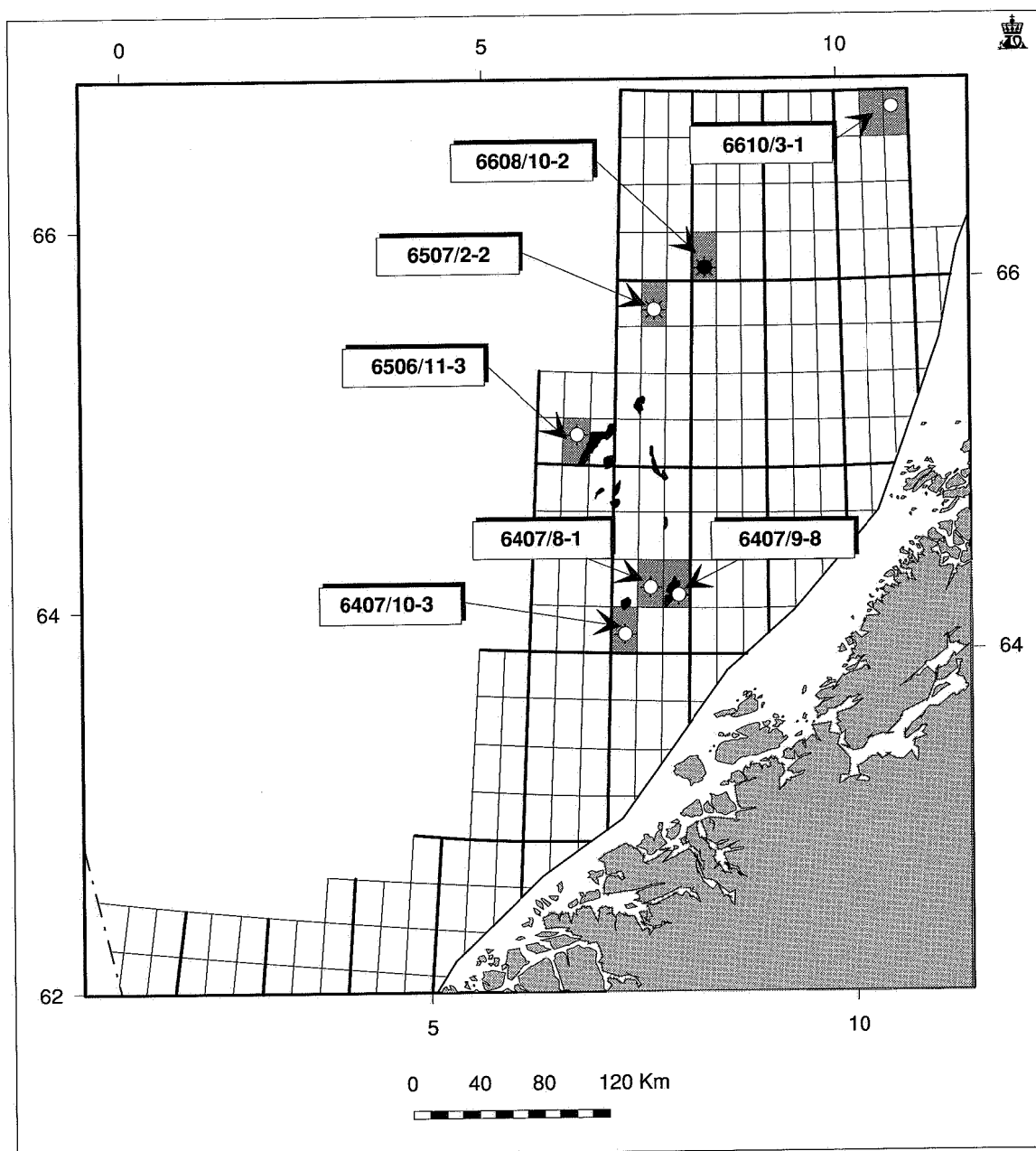
heter for at det finnes tyngre hydrokarboner lengre nedflanks på denne strukturen.

#### Blokk 6608/10

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 128, boret ferdig undersøkelsesbrønn 6608/10-2. Denne ble boret i det sør-vestlige hjørnet av blokk 6608/10. Primært mål med brønnen var å undersøke en jura sand struktur.

Brønnen ble boret til et dyp av 3655 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias/jura alder.

Fig. 2.4.2.c  
Letebrønner boret i Norskehavet i 1992



Gass, kondensat og olje ble påvist i bergarter av jura alder.

Tre produksjonstester ble utført. Beste test ga 1165 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 50 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 99 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Oljens tetthet ble målt til 0.85 g/cm<sup>3</sup>.

Funnet er svært oppmuntrende isolert sett og med hensyn på videre leting i området. Det vil bli boret en avgrensingsbrønn i den nordlige del av strukturen tidlig i 1993.

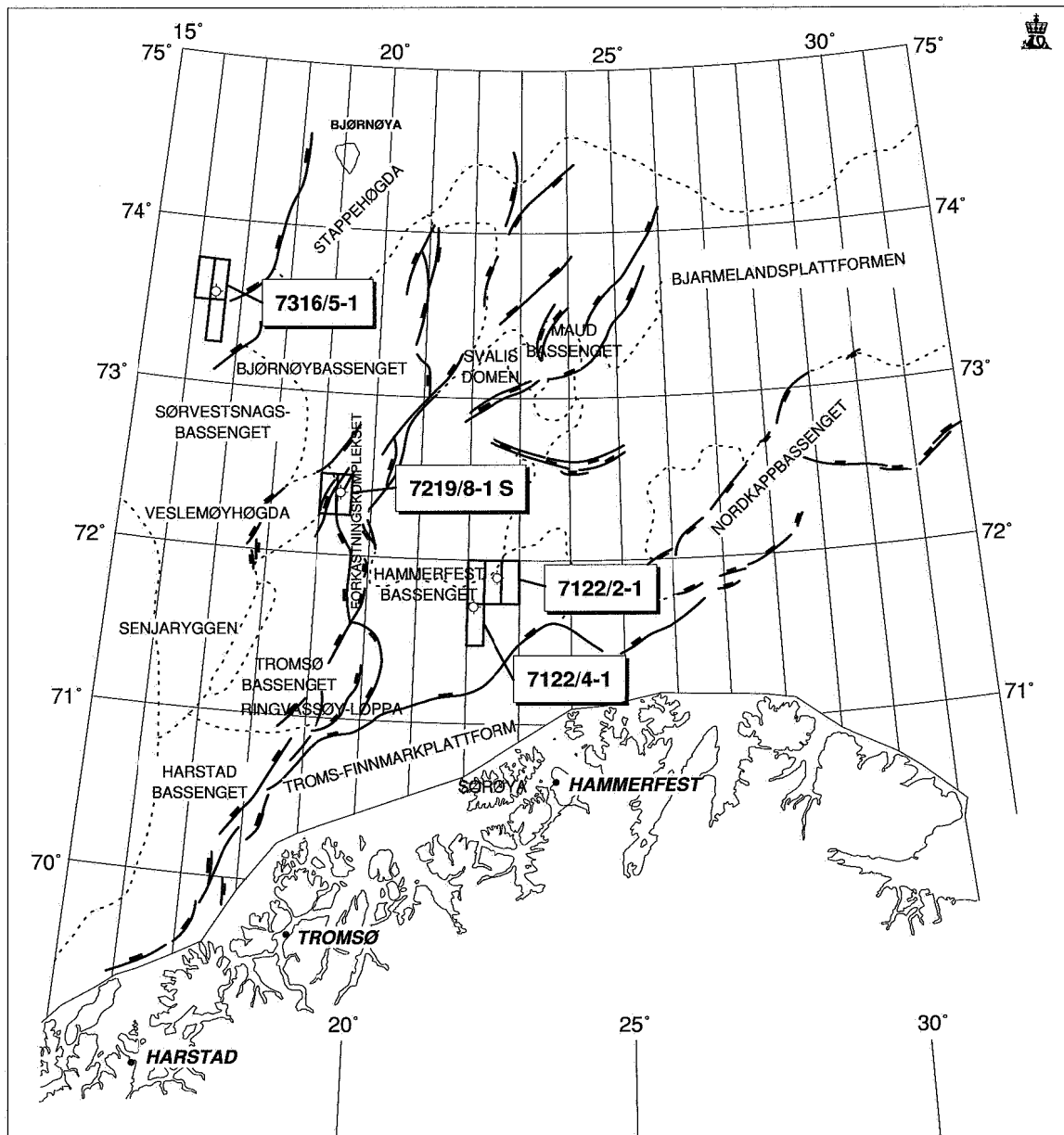
#### Blokk 7316/5

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 184, boret undersøkelsesbrønn 7316/5-1 på et tertierprospekt i området Bjørnøya Vest. Brønnen er den hittil nordligste på norsk sokkel, og den ble boret på 450 meter vanddyb. Boringen ble avsluttet i bergarter av kritt alder på 4004 meter under havnivå.

Det ble påvist gass i sandsteiner av tertier alder. Det ble utført en produksjonstest, der høyeste produksjonsrate var 563 000 Sm<sup>3</sup> per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning.

Resultatet av boringen, som var den første i dette

**Fig. 2.4.2.d**  
**Letebrønner boret i Barentshavet i 1992**



området, sees på som oppmuntrende i og med at det ble påvist at det finnes gode reservoarbergarter som var fylt av gass.

#### 2.4.2.3 Nærmere beskrivelse av de øvrige boringene Blokk 1/6

Conoco har, som operatør for utvinningstillatelse 144, boret undersøkelsesbrønn 1/6-7 i Sentraltrauet, sydvest for Albuskjell-feltet.

Brønnen ble boret til et totalt dyp av 4902 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av sen jura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner

i bergarter av sen kritt og sen jura alder. Brønnen ble ikke produksjonstestet.

Shell har, som operatør for utvinningstillatelse 011, boret undersøkelsesbrønn 1/6-6 på en struktur like sør for Albuskjell-feltet. Hensikten med boringen var å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av jura alder. Brønnen ble boret til et dyp av 5542 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av sannsynlig jura alder. Dette er til nå den dypeste brønnen som er blitt boret på norsk sokkel. Ved årsskiftet er Shell i ferd med å forberede produksjonstesting av brønnen.

**Blokk 2/1**

BP Norway Ltd. har, som operatør for utvinningstillatelse 164, boret undersøkelsesbrønn 2/1-10.

Brønnen ble boret til 4502 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

**Avgrensningsbrønn på Gyda-feltet, blokk 2/1**

BP Norway Ltd har, som operatør for utvinningstillatelse 019B, boret avgrensningsbrønn 2/1-9 A.

Brønnen er et sidesteg av brønn 2/1-9 som testet høy-GOR olje i den sørøstlige forlengelsen av Gyda-feltet. Brønn 2/1-9 A ble boret til et totaldyp på 4356 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder.

Målsettingen om å klarlegge produktivitet og hydrokarbontype ble oppnådd uten at det var nødvendig å teste. Resultatet av boringen medfører økning i de påviste ressurser.

**Blokk 2/4**

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 146, boret undersøkelsesbrønn 2/4-16 R. 2/4-16 ble midlertidig plugget i 1991 etter at man hadde gjenfunnet kontroll med brønnen etter en innstrømning. Hensikten med gjenåpningen av 2/4-16 var å fordype denne for å teste et mulig reservoar på trias nivå. Da det var boret til 4938 meter under havoverflaten, fikk man en innstrømning i brønnen og måtte stenge denne igjen. Etter at situasjonen hadde stabilisert seg, ble det boret til 4948 meter under havoverflaten, hvor en på ny fikk en ukontrollert innstrømning av hydrokarboner i brønnen. Brønnen ble oppgitt av sikkerhetsmessige årsaker.

**Blokk 2/5**

Amoco Norway har, som operatør for utvinningstillatelse 006, boret undersøkelsesbrønn 2/5-9.

Brønnen ble boret til 5423 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av øvre jura alder. Brønnen var tørr.

**Blokk 2/7**

Phillips Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 018, boret avgrensningsbrønn 2/7-28.

Hensikten med boringen var å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av sen jura alder under Eldfisk-feltet. Eldfisk-feltet produserer olje og gass fra bergarter av kritt alder. Brønnen ble boret til 3852 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av perm alder. Det ble kun påvist spor av olje.

**Avgrensningsbrønn på Embla-feltet, blokk 2/7**

Phillips Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 018, boret avgrensningsbrønn 2/7-27 S.

Brønnen ble boret ned til 4423 meter under hav-

overflaten, til bergarter av pre jura alder, og en produksjonstest ble utført. Brønnen produserte 1494 Sm<sup>3</sup> olje og 400 909 Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 15,9 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 268 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Oljens tetthet ble målt til 0.80 g/cm<sup>3</sup>, og gassens tetthet 0.80 relativt til luft.

Resultatet av boringen og testen har ikke endret ressursgrunlaget for feltet.

**Blokk 3/7**

A/S Norske Shell har, som operatør for utvinningstillatelse 147, boret undersøkelsesbrønn 3/7-5.

Brønnen ble boret til 3641 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av Zechstein alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

**Blokk 10/7**

Esso Norge A.S har, som operatør for utvinningstillatelse 165, boret undersøkelsesbrønn 10/7-1.

Brønnen ble boret på en struktur nordvest i blokken. Formålet var å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av jura alder. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 1865 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av sen perm alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner i brønnen.

**Blokk 15/9**

Statoil er, som operatør for utvinningstillatelse 046, i gang med å bore undersøkelsesbrønn 15/9-19 S på en struktur like nord for Sleipner Øst. Brønnen blir sideboret i vestlig retning fra bunnhullstrukturen på Loke-feltet. Hensikten med brønnen er å teste hydrokarbonpotensialet i sandsteiner av tertiær og jura alder. Brønnen hadde ikke nådd reservoarnivå ved årsskiftet.

**Blokk 15/12**

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 038, boret avgrensningsbrønn 15/12-9 S på 15/12 Beta. Brønnen ble boret til et dyp av 3190 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påtruffet olje i sandsteinslag av sen jura alder. To produksjonstester ble utført og høyeste produksjon ble målt til 1530 Sm<sup>3</sup> olje per dag gjennom en 20 mm dyseåpning. Brønnen ble midlertidig plugget med tanke på gjenbruk som produksjonsbrønn dersom 15/12 Beta blir bygget ut. Ny og viktig reservoargeologisk informasjon ble innhentet ved denne boringen.

**Blokk 25/2**

Elf Petroleum Norge A/S er, som operatør for utvinningstillatelsene 026 og 112, i gang med å bore undersøkelsesbrønn 25/2-15 på en struktur like nord for 25/2-5-funnet.

Hensikten med brønnen er å teste hydrokarbonpo-

tensialet i sandsteiner av jura alder. Brønnen hadde ikke nådd reservoarnivå ved årsskiftet.

#### Blokk 25/6

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 117, boret undersøkelsesbrønn 25/6-2. I den første brønnen som ble boret i denne utvinningstillatelsen, ble det gjort et lite oljefunn i sandsteiner av mellom jura alder. 25/6-2 ble boret ca 4 km nord-nordøst for dette funnet og skulle teste mulige hydrokarbonfeller på tertiær og jura nivå. Brønnen ble boret til et dyp av 2366 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av jura alder. Resultatet fra boringen var skuffende da det ikke ble påtruffet hydrokarboner i brønnen.

#### Blokk 25/8

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 169, blokkene 25/11 og 25/8, boret undersøkelsesbrønn 25/8-4 på en struktur nordøst for Balder. Brønnen ble boret til et dyp av 1866 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av kritt alder. Det ble påtruffet olje i enkelte tynne sandsteinslag av paleocen alder. Hovedreservoaret som var Heimdal-formasjonen, kom inn dypere enn prognosert og var vannbærende. Brønnen ble permanent plagget uten å bli produksjonstestet.

#### Blokk 25/11

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 169, blokkene 25/11 og 25/8, boret undersøkelsesbrønn 25/11-16 på en struktur sør for Balder og 25/11-15-funnet. Brønnen ble boret til et dyp av 1920 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av kritt alder. Det ble påvist olje i sandsteiner av paleocen alder. Brønnen ble midlertidig tilbakepluggget. Produksjonstest vil først finne sted ved en senere anledning.

#### Blokk 30/2

Statoil har, som operatør for Huldra-feltet, boret avgrensingsbrønn 30/2-3. Dette er den fjerde brønnen som er boret på feltet. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp av 4300 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidlig jura alder. Det ble påtruffet gass/kondensat i sandsteinslag av mellom jura alder. I alt tre produksjonstester ble utført, og høyeste produksjon ble målt til 1 million Sm<sup>3</sup> gass per dag. Dyseåpningen var 19.05 mm. Det er ennå for tidlig å si om denne boringen vil føre til endringer i ressursanslaget for Huldra.

#### Blokk 30/3

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 052, boret undersøkelsesbrønn 30/3-5 S. Brønnen ble boret på en struktur sørøst for Veslefrikk-feltet og ble

avsluttet i bergarter av tidlig jura alder på et dyp 3283 meter under havoverflaten. Det ble påtruffet olje i sandsteinslag av tidlig og mellom jura alder. Brønnen er nå komplettert som produsent og knyttet til Veslefrikk for produksjon.

#### Blokk 30/10

Elf Petroleum Norge A/S har, som operatør for utvinningstillatelse 142, boret undersøkelsesbrønn 30/10-7. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 2589 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av kritt alder. Det ble ikke påtruffet hydrokarboner i brønnen.

#### Blokk 31/2

Norsk Hydro har, som operatør for oljeutbyggingen av Troll, boret avgrensingsbrønnene 31/2-17 S, 31/2-17 A, 31/2-17 B og 31/2-18, samt undersøkelsesbrønn 31/2-18 A. 31/2-17 S ble sideboret til et dyp på 2197 meter (1682 meter vertikalt) under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av sen jura alder. Brønnen ble deretter avviksboret to ganger, henholdsvis som 31/2-17 A og som 31/2-17 B, slik at horisontal hullvinkel ble oppnådd. Samtidig ble brønnbanen dreiet 200 grader. Formålet med boringen var å få informasjon om reservoarlagene i denne del av feltet, samt å utprøve de boretekniske problemstillinger vedrørende boring i to plan. Brønnene påtraff olje og gass, men de ble ikke produksjonstestet. 31/2-18 ble boret til 1685 meter under havoverflaten. 31/2-18 A, som ble boret ut fra 31/2-18, ble boret til 1979 meters dyp under havoverflaten. Begge brønnene ble avsluttet i bergarter av jura alder.

31/2-18 bekreftet olje og gass i sandsteinslag i Sognefjord-formasjonen. Det ble i tillegg påtruffet spor av olje i 31/2-18 A i Krossfjord-formasjonen. Brønnene ble ikke produksjonstestet.

#### Blokk 31/5

Norsk Hydro, som operatør for oljeutbyggingen av Troll, boret avgrensingsbrønn 31/5-5. Boringen var ikke avsluttet ved årsskiftet.

#### Blokk 33/9

Mobil har, som operatør for utvinningstillatelse 172, boret undersøkelsesbrønnen 33/9-15 for å teste muligheten for hydrokarbonførende sandstein av øvre jura alder. Det ble påvist et betydelig sandsteinslag, men det var indikasjoner på hydrokarboner bare i de fire øverste metre av sandlaget, og brønnen ble derfor ikke testet. Brønnen ble boret ned i bergarter av mellom jura alder til 2988 meter under havoverflaten.

Avgrensingsbrønnen 33/9-16 i samme utvinningstillatelse er under boring ved årsskiftet.

#### Blokk 34/7

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 089, boret undersøkelsesbrønnen 34/7-20 med sikte på å finne hydrokarbonførende sandlag i bergarter av øvre jura alder. Brønnen påviste et fire

meter tykt sandlag med kun spor av olje. Trykkmålinger fra Statfjord-formasjonen dypere i borehullet viser mulighet for at den vestlige delen av Snorre-feltet inneholder mer olje enn tidligere antatt. Brønnen ble boret ned i bergarter av trias alder og ble avsluttet 3151 meter under havnivå.

#### Blokk 34/8

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 120, boret undersøkelsesbrønnen 34/8-7 på et dyptliggende prospekt øst for Visund-strukturen. Boringen ble avsluttet 5418 meter under havoverflaten i bergarter av trias alder.

Det ble påvist gass i sandsteiner av midt og tidlig jura alder. Reservoarbergarten har lav porøsitet. Brønn 34/8-7 R ble gjenåpnet for produksjonstesting som pågår ved årsskiftet.

I samme utvinningstillatelse er det boret tre avgrensingsbrønner på Visund-strukturen. Brønn 34/8-4 A ble boret inn i bergarter av trias alder til vertikalt dyp 3290 meter under havoverflaten. Brønnen påviste olje i sandsteiner av tidlig jura alder, og gass i bergarter av sen trias alder. Fem produksjonstester ble gjennomført. Maksimal strømningsrate ble målt til 1250 Sm<sup>3</sup> olje per dag og 307000 Sm<sup>3</sup> gass per dag. Dette var et oppmuntrende resultat som medførte oppgradering av ressursanslaget for olje i Visund.

Avgrensingsbrønnen 34/8-9 S ble boret for ytterligere å avgrense disse økte oljeressursene. Brønnen ble boret til vertikalt dyp 3351 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Brønnen viste indikasjoner på hydrokarboner i en sandkropp av usikker alder (midt- tidlig jura). Det forventede hovedreservoaret var imidlertid vannførende. Dette var skuffende og viser at Visund-strukturen er mer kompleks enn antatt. Det ble ikke gjennomført noen test i denne brønnen.

Avgrensingsbrønnen 34/8-8 ble boret sentralt på hovedstrukturen på Visund.

Brønnen ble boret inn i bergarter av trias alder og avsluttet 3600 meter under havoverflaten. Det ble påvist olje i sandsteiner av midt jura alder. Resultatet bekrefter at hydrokarbonkontakten i dette området er nær identisk kontakten i Visunds nordlige del. Produksjonstest av denne brønnen er ennå ikke utført, men ventes tidlig i 1993.

#### Blokk 34/10

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 050, boret to letebrønner. 34/10-35 ble boret for å avgrense 34/10 Gamma-funnet sørøst i blokken. Bergarter av tidlig jura alder ble påtruffet grunnere enn forventet. Dette forsterker inntrykket av strukturell kompleksitet i området. Boringen bekrefter forekomst av hydrokarboner også i denne del av strukturen, da det ble påvist gass i sandsteiner av mellom og tidlig jura alder.

Det ble gjennomført tre produksjonstester. Høyeste produksjonsrate ble målt til ca 1 million Sm<sup>3</sup> gass per dag gjennom en 15.8 mm dyseåpning. Brønnen ble avsluttet 4286 meter under havnivå i bergar-

ter av tidlig jura alder. Undersøkelsesbrønnen 34/10-36 ble primært boret for å avklare om det er hydrokarbonførende sandstein av øvre jura alder omkring vestflanken av Gullfaks Sør. Dette ble avkreftet da det mulige reservoarnivået bestod av skifer. Det ble imidlertid påvist olje i sandstein av mellom jura alder. Dette bekrefter hovedtrekkene i den forståelsen en har av Gullfaks Sør-feltet, og ga ikke betydelig endring i reserveanslaget for feltet. En produksjonstest ble gjennomført hvor maksimal strømningsrate ble målt til 915 Sm<sup>3</sup>/dag med olje, og 177 000 Sm<sup>3</sup>/dag med gass gjennom en 15.8 mm dyseåpning.

Brønnen ble avsluttet i bergarter av tidlig jura alder i dyp 3617 meter under havflaten.

#### Blokk 35/11

Mobil har, som operatør for utvinningstillatelse 090, boret avgrensingsbrønn 35/11-6.

Brønnen skulle avgrense et funn som ble gjort i 1987 i den nordlige del av blokken. Brønnen ble boret til 3961.5 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidlig jura alder. Det ble kun påvist spor av olje og gass. Resultatet var skuffende og vil sannsynligvis føre til en reduksjon av ressursestimater for funnet gjort ved undersøkelsesbrønn 35/11-2.

#### Blokk 35/12

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 174, boret undersøkelsesbrønn 35/12-1. Brønnen ble boret til et totalt dyp av 2994 meter under havoverflaten, og den ble avsluttet i grunnfjellsbergarter. Resultatene fra denne boringen er skuffende i og med at det ikke ble påvist hydrokarboner. Brønnen representerer likevel viktig informasjon med tanke på videre leting i området.

#### Blokk 6407/8

BP Norway Ltd har, som operatør for utvinningstillatelse 158, boret undersøkelsesbrønn 6407/8-1 midt i blokken som ligger mellom Njord-feltet til vest og Draugen til øst. Prospektet var antatt å være sandstein av øvre jura alder. Det ble boret til et totalt dyp av 4627 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av øvre jura alder. Det ble kun påvist svake spor av hydrokarboner i noen tynne sandsteinslag av kritt og øvre jura alder.

Brønnen ble derfor ikke testet.

#### Blokk 6407/9

A/S Norske Shell har, som operatør for utvinningstillatelse 093, boret undersøkelsesbrønn 6407/9-8 rett øst for Draugen-feltet. Det ble boret til et totalt dyp av 2101 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av undre jura alder. Det ble ikke registrert hydrokarboner under boringen.

#### Blokk 6407/10

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 132, boret undersøkelsesbrønn 6407/10-3 sør



for Njord-feltet. Brønnen var plassert for å undersøke et prospekt på jura/trias nivå og for å få stratigrafisk informasjon om Frøya-høgda generelt.

Det ble boret til et totalt dyp av 2950 meter under havnivå og avsluttet i grunnfjellsbergarter.

Det ble kun funnet spor av hydrokarboner i sandsteinslag, og brønnen ble derfor ikke testet.

#### Blokk 6506/11

Statoil har, som operatør for utvinningstillatelse 134, boret undersøkelsesbrønn 6506/11-3 beliggende i det nordvestre hjørnet i blokken. Brønnen var plassert for primært å undersøke flere prospekter på kritt nivå, men også for å undersøke jura sandstein.

Det ble boret til et totalt dyp av 4327 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av jura alder.

Det ble kun påvist små mengder hydrokarboner i sandsteiner av kritt alder, og brønnen ble derfor ikke testet.

#### Blokk 6610/3

Statoil er, som operatør for utvinningstillatelse 177, i gang med boring av undersøkelses-brønn 6610/3-1. Dette er den første undersøkelsesbrønnen i Nordland III-området. Brønnen er under boring ved årsskiftet.

#### Blokk 7122/2

Norsk Hydro har, som operatør for utvinningstillatelse 179, boret undersøkelsesbrønn 7122/2-1 på et krittprospekt ved nordflanken av Hammerfestbas-

senget. Boringen ble avsluttet i bergarter av midt jura alder på 2097 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner. Oljedirektoratet mener likevel at resultatet er positivt fordi det ble funnet mektige sandsteiner med gode reservoaregenskaper i nedre kritt.

#### Blokk 7122/4

Esso Norge har, som operatør for utvinningstillatelse 178, boret undersøkelsesbrønn 7122/4-1 på et midt jura prospekt i den nordøstlige delen av Hammerfestbassenget. Boringen ble avsluttet i bergarter av trias alder 2992 meter under havoverflaten. Det ble kun funnet spor av hydrokarboner, og brønnen ble ikke produksjonstestet.

#### Blokk 7219/8

Saga Petroleum har, som operatør for utvinningstillatelse 182, boret undersøkelsesbrønn 7219/8-1 S på et kritt/jura prospekt i området Bjørnøya Sør. Boringen ble avsluttet i bergarter av midt jura alder på 4381 meter vertikalt dyp under havoverflaten (4588 meter målt dyp). Det ble ikke påvist hydrokarboner.

#### 2.4.2.4 Svalbard

Det er ikke boret etter hydrokarboner på Svalbard i 1992. Statoil har samlet inn 185.4 km seismikk i området Agardh-Nordmannsfonna. Tabell 2.4.2.4 og figur 2.4.2.4 viser en oversikt over borehull på Svalbard.

Tabell 2.4.2.4  
Boreaktivitet på Svalbard

Lete hull (lokalitet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettig- hetshaver	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	

Lete hull (lokalitet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Retting- hetshaver	Total dybde meter	KB elev. over msl meter
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.

#### 2.4.2.5 Jan Mayen

Jan Mayen-ryggen er et batymetrisk høydeområde som strekker seg fra Jan Mayen og sørover mot Island. Høydeområdet er antatt å representere et kontinentalt skorpefragment med muligheter for at både mesosoiske og kenosoiske bergarter er til stede.

Oljedirektoratet har, i samarbeid med islandske energimyndigheter (Orkustofnun), gjennomført 3 ulike seismiske undersøkelser i dette området. Jan Mayen-79 og Jan Mayen-85 dataene er begge større regionale undersøkelser som ble gjort tilgjengelig for industrien i 1987. I 1992 er Jan Mayen-88 undersøkelsen tilbudt industrien sammen med regionale linjer som strekker seg fra Jan Mayen mot henholdsvis Vøring I og Troms I. Jan Mayen-88 undersøkelsen dekker et område som må ansees som interessant, selv om hydrokarbonpotensialet i dette området er usikkert og flere undersøkelser må gjennomføres for å kunne evaluere dette.

### 2.5 FUNN UNDER VURDERING OG FELT PLANLAGT UTBYGD

#### 2.5.1 Ekofisk-området

Dette er det området på norsk sokkel som har vært lengst i produksjon, se figur 2.7.4.a. Feltene som er i produksjon er hovedsakelig krittfelt, mens leteaktiviteten konsentreres om å gjøre funn i sandstein. Det er gjort en rekke mindre funn i området. Disse er planlagt produsert som satellitter til eksisterende innretninger.

#### Mjølner

Mjølner 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. A-segmentet som det planlegges produsert fra, ligger ifølge norsk operatør 100 % på norsk sektor, og reservene i segmentet er av Norsk Hydro estimert til  $1.5 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $0.7 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

I samarbeid med operatøren på dansk sektor vil Norsk Hydro foreta retolkning av 3D-seismikk for å vurdere om A-segmentet er forseglet fra den delen av reservoaret som strekker seg over i dansk sektor.

Drivverdighetserklæring forelå i juni 1992. En mulig utbyggingsløsning er en ikke-permanent bemanet brønnhodeinnretning med en produksjonsbrønn og rørledning til eksisterende innretning for videre prosessering.

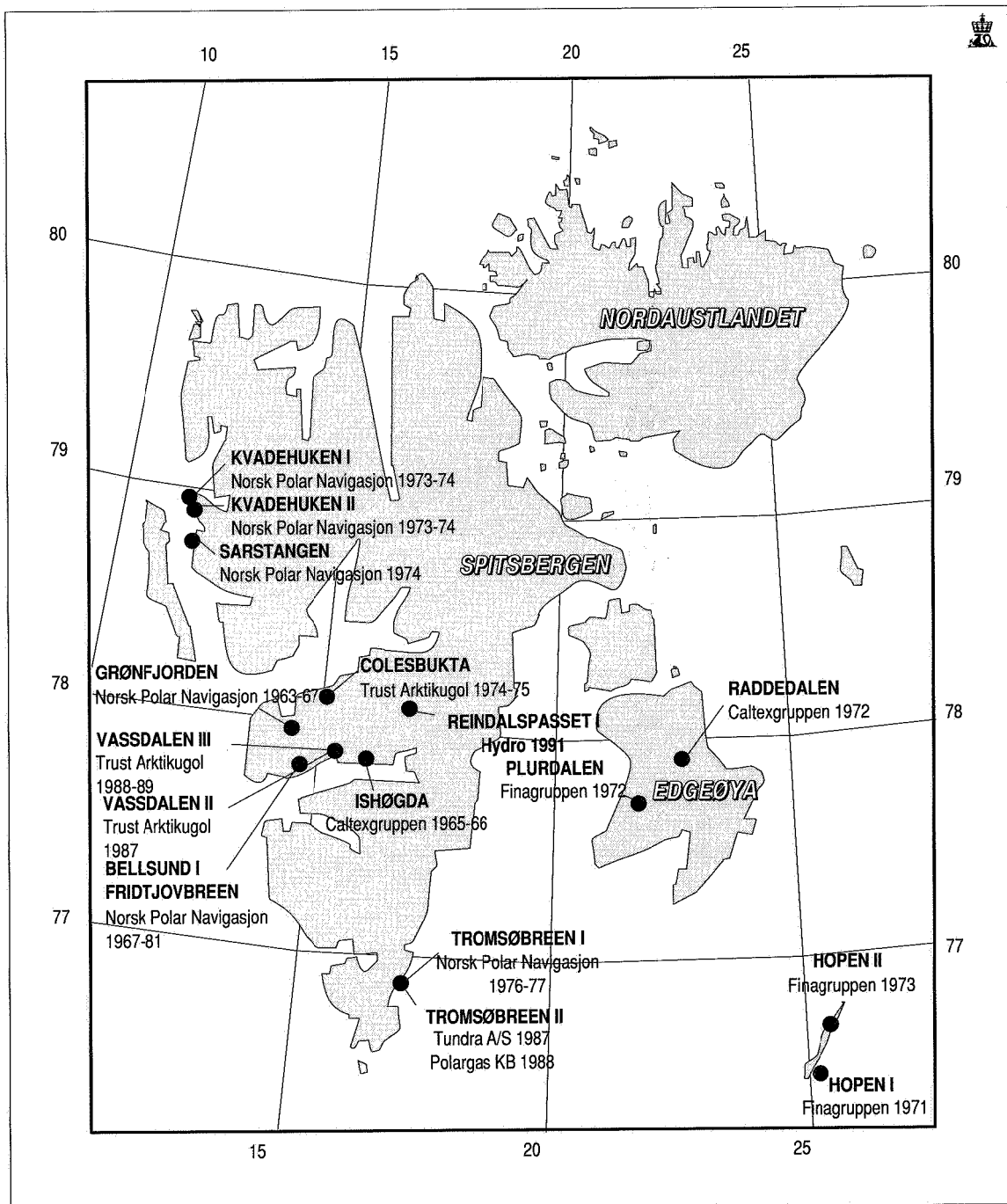
#### Trym

Funnet ble gjort gjennom boringen av undersøkelsesbrønn 3/7-4, og ligger i utvinningstillatelse 147, som ble tildelt i 1988. Shell er operatør. Funnet ligger på grenselinjen mellom dansk og norsk sektor. Utvinnbare ressurser er ifølge Shells anslag  $10-14 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $2.0-2.6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat. Av dette ligger ca 60 % innenfor norsk sektor. Reservoaret er delt i 3 segmenter, hvorav 2 ligger i norsk sektor.

#### 2/5-3 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>.

**Fig. 2.4.2.4**  
**Borelokaliteter på Svalbard**



#### 9/2-1 Gamma

9/2-1 Gamma ligger i blokk 9/2, utvinningstillatelse 114, som ble tildelt i 1985. Statoil er operatør. Funnet ligger i Egersundbassenget og ble påvist ved brønn 9/2-1. Det er ingen eksisterende infrastruktur i området. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er  $3.7 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje. En mulig utbyggingsløsning kan være bruk av en oppjekkbar innretning med direkte bøyelasting til skip. Det arbeides med å er-

klære feltet drivverdig våren 1993 og å legge fram en plan for utbygging og drift for myndighetene senere i 1993. Produksjonstart kan ut fra dette finne sted i 1995.

#### 2.5.2 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 2.5.2.

### 15/12 Beta

Funnet ligger i blokk 15/12 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 038 i 1974. Statoil er operatør. Operatøren anslår utvinnbare ressurser til å være mellom 15 og 20 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje. Rettighetshaverne arbeider med å vurdere forskjellige utbyggingsløsninger, samtidig som de geologiske dataene bearbeides videre. De foreløpige planene går ut på å begynne produksjon i 1996/1997.

### 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/olje-funn 15/3-4 fra 1984. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser for 15/3-1,3 er 10,5 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 5,2 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje. Funnene er i en tidlig fase. I en struktur i blokk 15/5, på grenselinjen til britisk sokkel, er det gjort et 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 alt feltutviklingsarbeide bortsett fra videre geologiske studier.

### Balder

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

Operatørens ressursanslag er 32,2 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje. Balder-funnet inneholder forholdsvis viskøs olje. Hydrokarboner er påvist i sandsteiner av nedre eocen og paleocen alder i fire ulike sandenheter. Reservoarsandsteinen er relativt dårlig konsolidert, men forøvrig er reservoarparametrene gode.

En langtidstest ble gjennomført i løpet av sommeren 1991 ved hjelp av produksjonsskipet Petrojarl I. Det ble produsert 128500 Sm<sup>3</sup> olje i forbindelse med testen. Brønnen ga verdifull geologisk og produksjonsteknisk informasjon. Operatøren har ennå ikke besluttet videre fremdrift på Balder. Oljedirektoratet vil se Balder-funnet i sammenheng med nabofunnet 25/11-15 i sine vurderinger.

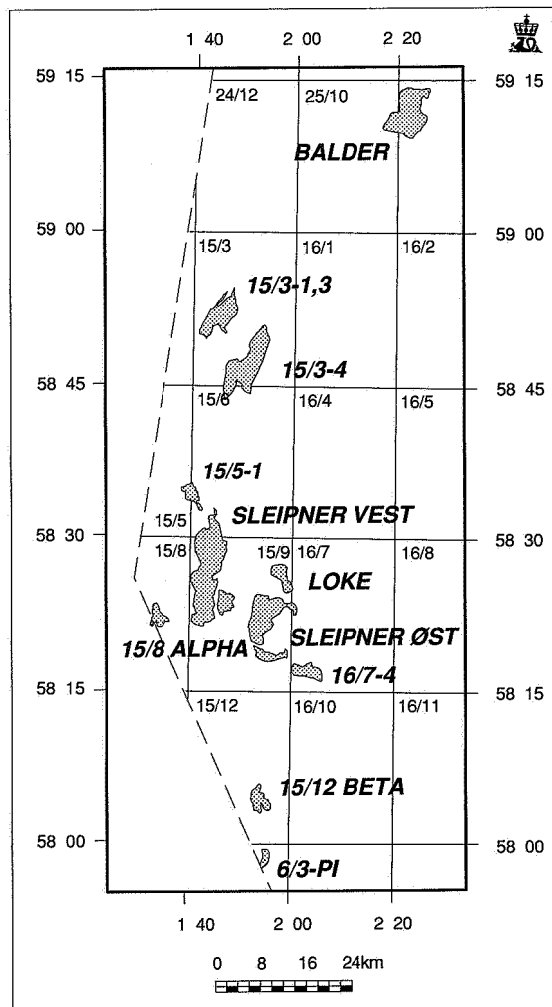
### 2.5.3 Frigg-området

Dette er et område der det har vært gassfelt i produksjon siden 1977, se figur 2.7.8.a. Det er i den senere tid gjort flere små funn i området, og disse planlegges knyttet opp mot eksisterende infrastruktur. Det er også funnet olje i området. Det er godkjent 2 utbyggingsplaner det siste året, Frøy og Heimdal Jura. De mest aktuelle planlagte utbygginger er Skirne, Peik og Byggve.

### Skirne

Feltet ligger i blokk 25/5, tildelt i 1985 med Elf som operatør. Utvinningstillatelsen er 102. Feltet ble påvist av brønn 25/5-3 i Brent-gruppen i 1990. Operatørens reserveanslag er 5,0 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 0,7 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> kondensat. Oljedirektoratets anslag er omtrent halvparten av operatørens.

Fig. 2.5.2  
Sleipner- og Balder-området



Det ble skutt 3D-seismikk over feltet i 1992 og nye kart skal foreligge i 1993. Sannsynlig utbygging er en undervannsløsning med overføring av brønnstrøm til Frøy og videre til Frigg. Plan for utbygging og drift kan legges frem 4. kvartal 1993. Dette kan gi produksjonsstart ultimo 1997. Utbygging av feltet er imidlertid avhengig av gassalg.

### Byggve

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 Brent-gruppen i 1991. Operatørens reserveanslag er 3,4 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass og 0,7 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> kondensat. Oljedirektoratets anslag er noe lavere enn operatørens.

Det er ikke påvist vannkontakt i funnbrønnen, og feltet må kartlegges ytterligere. Det skal bores en avgrensingsbrønn i 1994 basert på resultater fra 3D-seismikk skutt over feltet i 1992. Resultatet fra boringen kan danne grunnlaget for en plan for utbygging og drift i 1994.

Produksjonsstart planlegges til ultimo 1997, betinget av at gassen blir solgt. Antatt utbyggingsløsning er en undervannsinnetning med overføring av brønnstrømmen til Frøy før videre transport til Frigg. Det kan oppnås synergieffekter med en utbygging av Skirne.

#### Peik

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

Operatørens reserveanslag er  $9.6 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $3.0 \times 10^6$  kondensat, hvorav 60% er på norsk side.

Det ble skutt 3D-seismikk over strukturen i 1992, og nye kart skal foreligge 1. halvdel av 1993.

Operatøren planlegger en utbygging basert på en minimumsbemannet brønnhodeinnetning med overføring av brønnstrøm til Frigg for behandling. Plan for utbygging og drift kan foreligge 4. kvartal 1993, men er avhengig av gassalg.

#### Hild

Hild ligger i utvinningstillatelse 040 og 043 med henholdsvis Norsk Hydro og Total Norge som operatører, se figur 2.6.9.a. Gassfunnet ble påvist ved brønn 30/7-6 i 1977. Den 1.1.1991 overtok Total BPs andel og operatørrolle i utvinningstillatelse 043. Utvinningstillatelse 040 ble tildelt i 1975 og omfatter blokkene 29/9 og 30/7. Utvinningstillatelse 043 ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 29/6 og 30/4. Ved en utbygging skal det foretas unitiseringsforhandlinger mellom utvinningstillatelsene.

Det ble skutt 3D-seismikk over strukturen i 1991, og tolkningen pågår. Basert på resultatene planlegges det å bore en testbrønn i 1994.

Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen slik det vurderes i dag, er en undervannsutbygging med overføring av brønnstrøm til Frigg. Plan for utbygging og drift kan leveres i 1995, med produksjonsstart i 1998.

#### 25/2-5

Funnet ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026, tildelt i 1969 med Elf som operatør. 25/2-5 påviste olje i 1976. For tiden foreligger ingen konkrete utbyggingsplaner, men resultater fra 25/2-15 kan endre dette. Resultater forventes å foreligge i løpet av 1. kvartal 1993. Dersom denne brønnen er tørr kan det komme en søknad om testproduksjon i 1994.

#### Vale

Funnet ligger i blokk 25/4, utvinningstillatelse 036, tildelt i 1981 med Elf som operatør.

Det ble påvist gass med mye kondensat sommeren 1991. Det arbeides med en drivverdighetserklæring, og plan for utbygging og drift kan komme i 1994. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsutbygging med tilknytning til enten Frigg eller Heimdal.

## 2.5.4 Oseberg- og Troll-området

### Oseberg-området

I dette området finnes flere olje- og gassfelt i produksjon og under utbygging. Det er også gjort en rekke funn i området som planlegges produsert som satellitter til eksisterende anlegg, se figur 2.6.9.a.

#### Oseberg Øst

Oseberg Øst ligger ca 28 km nordøst for Oseberg feltcenter. Feltet består av to struktur-element som er skilt med en forseglende forkastning. Begge strukturer ligger i utvinningstillatelse 053. Norsk Hydro er operatør. Det er påvist olje i flere formasjoner i Brent-gruppen. Reservoarene er kompliserte og det er flere ulike olje/vannkontakter og forholdsvis lav permeabilitet. Reservorene er av Oljedirektoratet beregnet til  $19 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $1.0 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

Feltet ble erklært drivverdig i juni 1991. Drivverdighetserklæringen er basert på utbygging med delvis prosessering på feltet og overføring av olje og gass til Oseberg feltcenter for videre behandling. Det er planlagt trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Fremleggelse av plan for utbygging og drift er utsatt fra høsten 1991 til slutten av 1994. Grunnen er at Oseberg holder platåproduksjon lenger enn tidligere antatt.

#### 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 Brent-gruppen. Statoils reserveanslag har variert mellom  $17 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> og  $22 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og mellom  $4.5 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> og  $5.6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat. Det ble boret en ny avgrensningsbrønn på feltet i 1992, men ny kartlegging er ennå ikke avsluttet. Operatøren vurderer å bygge ut feltet med en brønnhodeinnetning tilknyttet et eksisterende prosessanlegg i området. Operatøren vil i 1993 fortsette kartleggingen av feltet, samt videreføre tekniske studier.

Plan for utbygging og drift kan fremlegges for myndighetene medio 1994, og feltet vil kunne komme i produksjon i 1998.

#### 30/9-3 Omega Nord

30/9-3 Omega Nord ligger sørvest for Oseberg feltcenter, hovedsakelig i utvinningstillatelse 079. Det er påvist olje i Ness- og olje og gass i Tarbert-formasjonene. Reservoarene kan nås med brønner fra Oseberg feltcenter og planlegges produsert derfra. En slik utbygging er imidlertid avhengig av ledige/nye brønnsliiser på Oseberg feltcenter. Det er ennå ikke tatt stilling til detaljer i utbygging av feltet. Oljedirektoratet anslår utvinnbare ressurser til  $16.6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $8.0 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass.

### Øvrige funn under vurdering

De tre funnene som til sammen utgjør Oseberg Vest ligger vest for Oseberg feltcenter, hovedsaklig i utvinningstillatelse 053 og består av 30/6-C-27H Nedre Statfjord, 30/6-18 Kappa og 30/6-17R Alpha Cook.

30/6-C-27H ble boret som et pilothull til Nedre Statfjord reservoaret i forbindelse med den horisontale produksjonsbrønnen for 30/6 Gamma Nord. Det er planlagt en avgrensingsbrønn for å fastlegge gass/oljekontakten høsten 1993. Operatørens planlagte utbyggingsløsning er en forlengelse av den eksisterende produksjonsbrønn. For de to andre funnene er det foreløpig ingen utbyggingsplaner.

De seks funnene som tilsammen utgjør Oseberg Sør, ligger sør for Oseberg feltcenter og består av 30/9-10 Omega Sør, 30/9-13S G-Øst, 30/9-4 B-Nord, 30/9-7 B-Sør, 30/9-9 J-Vest og 30/9-6 C. 30/9-4 B-Nord ligger i utvinningstillatelse 079, mens de fem andre funnene ligger i utvinningstillatelse 104. Utnyttelse av disse funnene krever sannsynligvis en felles innretning for delvis behandling og transport av olje og gass til Oseberg feltcenter. På grunn av forlenget platåproduksjon for Oseberg, vil en eventuell utbyggingsplan tidligst komme i slutten av 1994.

### 2.5.5 Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området

Det er meget stor aktivitet i dette området med flere felt i drift, under utbygging og under vurdering, se figur 2.7.11.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 beskrivelse av Gullfaks, kapittel 2.5.11.

Gullfaks Sør ligger midt i blokken (omtrent 9 km sør for Gullfaks-feltet). Beta ligger vest for Gullfaks Sør og strekker seg inn i 33/12. Gamma ligger i blokkens sørøstre hjørne.

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

Til nå er det boret ti brønner til reservoarnivå på Gullfaks Sør, i tillegg til en på Beta og to på Gamma. Det er boret en brønn på Gullfaks Sør og en brønn på Gamma i 1992.

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

Oljedirektoratet har utført egen kartlegging av Gullfaks Sør. Oljedirektoratets ressurstill er 25.6 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 56.1 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass

Det planlegges å utarbeide drivverdighetserklæring for både olje- og gassfasen i Gullfaks Sør i 1993. Videre arbeid i utvinningstillatelsen vil inkludere vurdering av samordning med andre felt og funn i området. Det kan bli boret inntil 2 brønner i området i 1993.

### Vigdis

Vigdis ligger i blokk 34/7 og tilhører utvinningstillatelse 089. Feltet omfatter flere funn og strukturer. Saga Petroleum er operatør for feltet.

I 1991 påviste brønn 34/7-19 hydrokarboner i reservoarer i mellom jura alder, og to produksjonstester ble utført. Det er ikke boret avgrensingsbrønner på Vigdis i 1992. Operatøren anslår reservene til å være 27.1 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 1.9 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass. Det er også potensiale for tilleggsressurser i omliggende strukturer.

Havdypet i området varierer fra 230 til 300 meter. Operatøren anbefaler å bygge ut Vigdis med undervannsbrønner knyttet opp mot Snorre TLP og Gullfaks.

Operatøren fremla en drivverdighetserklæring 29. desember 1992. Plan for utbygging og drift ventes fremlagt for myndighetene i 1993. Med utgangspunkt i de utbyggingskonsepter som utredes av rettighetshaverne, kan produksjon tidligst ta til i 1996.

### Visund

Visund-funnene ligger i blokk 34/8 og tilhører utvinningstillatelse 120, tildelt i 1985. Norsk Hydro er operatør. Det første funnet ble gjort i Brent-gruppen med brønn 34/8-1 i 1986. 34/8-3 ble boret i 1988 og påviste hydrokarboner i et nordlig Brent-segment. I 1991 ble det boret tre brønner i utvinningstillatelsen hvorav to i forbindelse med eksisterende funn.

I 1992 ble det boret 3 brønner på strukturen. 34/8-4A påviste olje i Statfjord-formasjonen og 34/8-8 skal teste reservoar i Brent-gruppen tidlig i 1993. Det er skutt 3D-seismikk over hele strukturen. Ytterligere 2 brønner kan bli boret i 1993.

Visund har påviste ressurser i Brent-gruppen, Amundsen-, Statfjord- og Lunde-formasjonen. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 16.2 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 47.6 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass.

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 eksisterende transportsystem. Oljen kan enten bøyelastes eller overføres til et eksisterende prosessenter i området. Produksjonsstart anslås av operatøren til høsten 1998.

### 2.5.6. Felt og funn i Norskehavet

Haltenbanken kan betraktes som en relativt godt utforsket petroleumsprovins. I alt er det påvist ti felt/funn, se figur 2.5.6. Per idag er to av feltene vedtatt utbygd. Det er gode muligheter for ytterligere funn i området.

### 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 4.8 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje. Produsert gass planlegges reinjisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Det antas at funnet vil kunne dreneres ved hjelp av tre horisontale produksjonsbrønner.

### Tyrihans

Tyrihans ligger i blokkene 6406/3 og 6407/1 og består av to funn, Tyrihans og Tyrihans Nord, som sannsynligvis er i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Statoil er operatør. Tyrihans er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord inneholder en oljesone med en overliggende gasskappe. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist. Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er  $9.6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje/kondensat og  $26.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass.

### 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 letebrønner 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. Rettighetshaverne arbeider med sikte på å legge fram en plan for utbygging og drift i 1994.

### Midgard

Midgard-feltet ligger i blokkene 6507/11 og 6407/2, utvinningstillatelsene 062 og 074, med Saga som operatør. Feltet ble oppdaget i 1981 ved boring av brønn 6507/11-1. Operatøren erklærte feltet drivverdig høsten 1991.

Det er ialt boret 7 letebrønner i området, hvorav fire i strukturen. Strukturen er inndelt i fire strukturelle segment. Feltet er i hovedsak et gassfelt med noe kondensat, samt en tynn oljesone. Reservoaregenskapene er gode. Oljedirektoratets reserveanslag er  $87 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass,  $1.3 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $13 \times 10^9$  tonn NGL.

Feltet er planlagt utbygd med en integrert, bunnfast betonginnretning. Reservoaret planlegges produsert ved hjelp av trykkavlastning. Utbyggingen baseres på totalt 12 gassproduksjonsbrønner og 2 horisontale oljeproduksjonsbrønner. På platå vil produksjonsraten tilsvare et tørrgassalg på  $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  per år. Operatøren forutsetter at gassen vil bli prosessert på feltet og transportert til markedet i et tørrgassrør.

### Smørbukk

Hoveddelen av dette funnet ligger i blokk 6506/12 som omfattes av utvinningstillatelse 094, tildelt i 1984. Sørlike del ligger i blokk 6506/11 i utvinningstillatelse 134, tildelt i 1987. 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 ilandføringssteder på land og havdybden er 250 meter. Det er boret i alt åtte brønner i blokk 6506/12. Det er også boret en undersøkelsesbrønn i den sørlike del av Smørbukk-strukturen, i blokk 6506/11. Oljedirektoratets ressursanslag er  $20 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  utvinnbar olje/kondensat og  $65 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  utvinnbar gass. Gass-

produksjon fra Smørbukk må sees i sammenheng med en samlet gasstransportløsning for Haltenbanken.

Rettighetshaverne vurderer nå en samlet utbygging av Smørbukk og Smørbukk Sør.

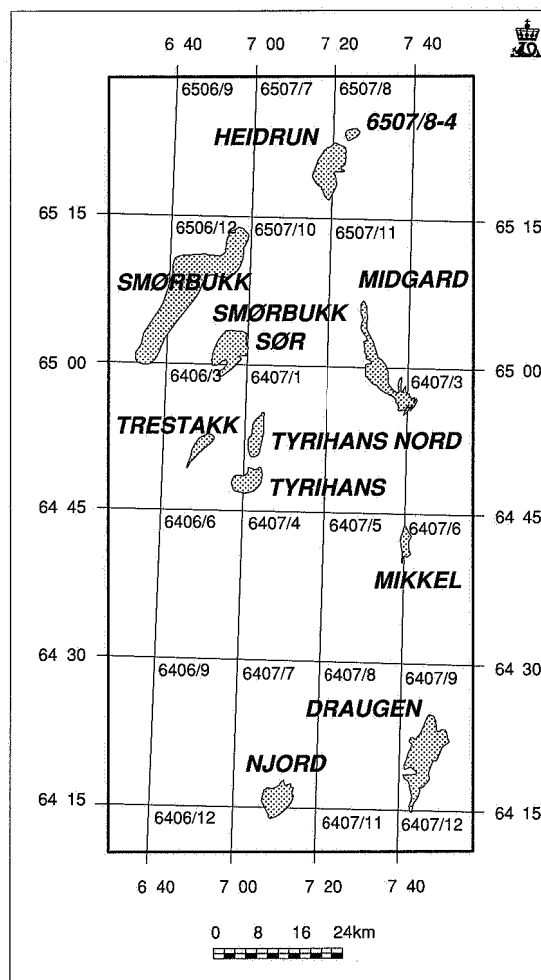
### Smørbukk Sør

Feltet ligger i sørlike del av blokk 6506/12 og ble påvist i 1985 med undersøkelsesbrønn 6506/12-3. Dette er senere bekreftet av to avgrensingsbrønner. Feltet ligger omtrent 10 km fra Smørbukk og havdybden 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.

Feltet ble erklært drivverdig i januar 1992 og rettighetshaverne tok sikte på å legge fram en plan for utbygging og drift i juni 1992. Fremleggelse av planen er senere utsatt på ubestemt tid på grunn av utilfredsstillende lønnsomhet.

Fig. 2.5.6

Felt og funn i Norskehavet



**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 overliggende gasskappe i Åreformasjonen. Utvinnbare ressurser er av operatøren anslått til  $12 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $2,5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass.

**2.5.7 Barentshavet**

Det er påvist omtrent  $250 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  utvinnbar gass i Troms I- og Finnmark Vest-området, se figur 2.5.7. I tillegg er det en tynn oljesone på Snøhvit. Oljedirektoratet foretok i 1992 en reevaluering av ressursgrunnlaget for Snøhvit.

**Snøhvit**

Snøhvit ligger i følgende blokker med korrespondende utvinningstillatelser 7120/6 – 097, 7121/4 – 099, 7121/5 og 7120/5 – 110. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 097 og Statoil er operatør for utvinningstillatelsene 099 og 110. Utvinningstillatelsene 097 og 099 ble tildelt i 1984 og utvinningstillatelse 110 ble tildelt i 1985. Det er ingen eksisterende infrastruktur i området.

Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er  $105 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og  $11,1 \times 10^6$  tonn NGL.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er  $83 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass,  $6,7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og 9,2 tonn NGL. Ressursanslagene er for tiden under vurdering.

På grunn av lang avstand til potensielle gassmarkeder vurderes rørtransport av gassen å være økono-

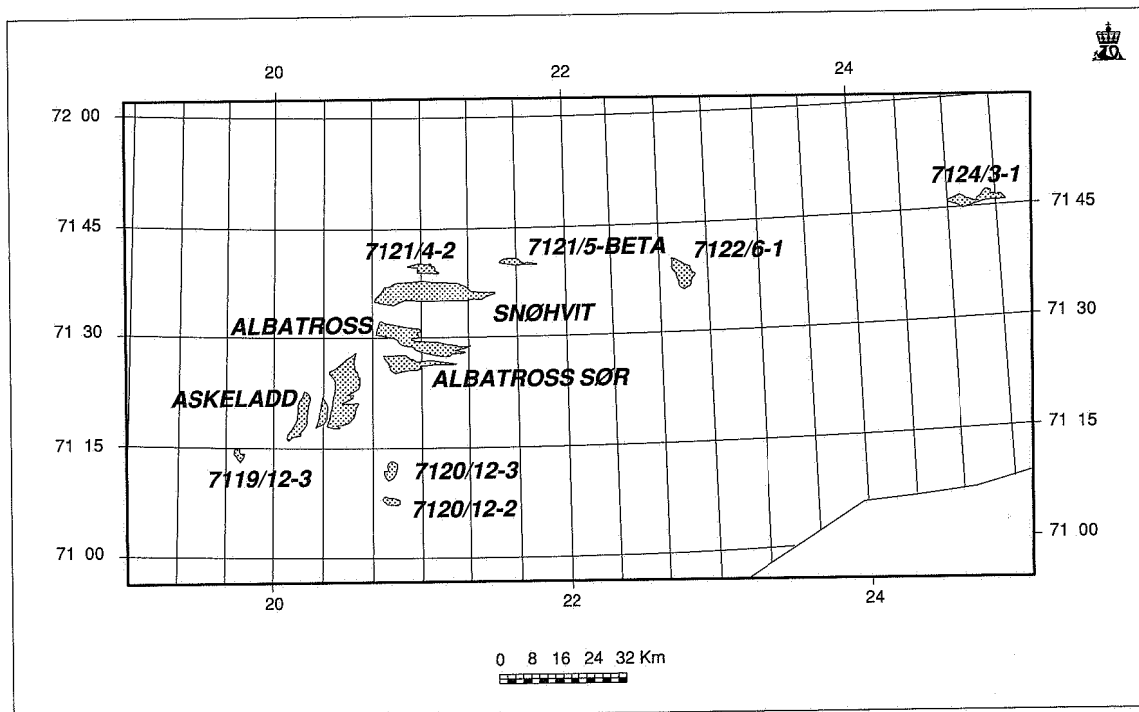
misk uinteressant. En utbygging av funnet vil derfor inkludere et anlegg for nedkjøling av gassen til LNG. Dette krever tilleggsinvesteringer i forhold til en tradisjonell utbygging av et gassfelt. Utbyggingsstudiene de siste årene har derfor være konsentert om å finne enkle og rimelige løsninger som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

- Et undervannsproduksjonssystem med direkte ilandføring av brønnstrømmen til en LNG-terminal. Når reservoartrykket blir lavt, må undervannsenheten koples til en flytende innretning med kompressor, slik at gassen pumpes i land.
- En halvt nedsenkbar innretning med produksjon fra havbunnskomplettete brønner. Gassen prosesseres på innretningen før ilandføring til LNG-terminalen.

En tilfredsstillende salgskontrakt for gassen er avgjørende for at en utbygging av Snøhvit og andre gassfunn på Troms I skal finne sted. Den mest aktuelle kjøper synes å være Enel, Italia. Forhandlinger om salg føres. Disse forhandlingene, sammen med videre tekniske evalueringer, vil avgjøre om Troms-funnene kan bygges ut.

Snøhvit inneholder også tynne oljesoner. På grunn av tykkelsen på sonene, og middels til dårlige reservoaregenskaper, er oljen vanskelig å utvinne. Operatøren vurderer integrert olje- og gassproduksjon som mulig dersom konseptet med full prosessering på feltet velges.

**Fig. 2.5.7**  
**Barentshavet**





## 2.6 FELT VEDTATT UTBYGD

### 2.6.1 Embla

Embla ligger i blokk 2/7, som ble tildelt ved utvinningstillatelse 018 i 1965, se figur 2.7.4.a.

#### Rettighetshavere

Phillips Petroleum Co Norway (operatør)	36.9600 %
Norske Fina A/S	30.0000 %
Norsk Agip A/S	13.0400 %
Elf Petroleum Norge A/S	7.5940 %
Elf Rex Norge A/S	0.8550 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	6.7000 %
Total Norge A/S	3.5470 %
Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	1.0000 %
Norminol A/S	0.3040 %

#### Felthistorie

Den første brønnen 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 en ny letebrønn. Påvisning av et reservoar eldre enn jura, etablerte en ny letemodell i den sørlige delen av Nord-sjøen. I 1990 ble det lagt fram en plan for utbygging og drift av Embla. Planen ble godkjent i desember 1990. I tillegg til funnbrønnen er det boret fem kombinerte avgrensings- og produksjonsbrønner. Av disse var en tørr, og en måtte oppgis av tekniske årsaker.

#### 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 reservegrunnet. Operatørens reserveanslag er  $5.6 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje,  $2.1 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $0.2 \times 10^6$  tonn NGL. Usikkerheten angående geologi og reservoarforhold er fremdeles stor for feltet.

#### Utbyggingsløsning

Embla var planlagt bygget ut i flere faser. Fase 1 inkluderer en brønnhodeinnretning som skal kunne ha inntil 18 brønner. Grunnet stor usikkerhet om geologi og reservoarforhold vil videre planer for utbygging bli vurdert når produksjonserfaring fra de forborede produksjonsbrønnene foreligger. Produksjonsstart er planlagt til februar 1993. En oppdatert plan for utbygging og drift skal leveres innen 12 måneder etter produksjonsstart.

#### 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 2.3 milliarder 1992-kroner. Driftskostnadene er anslått til 38 millioner 1992-kroner per år.

### 2.6.2 Sleipner Øst

Utvinningstillatelse 046

#### Rettighetshavere:

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

Utvinningstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9, se figur 2.5.2. Statoil er operatør.

Oljedirektoratets reserveanslag for Sleipner Øst er  $50 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass,  $19 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $11.3 \times 10^6$  tonn NGL. Det er besluttet å injisere gass fra Sleipner Vest i Sleipner Øst, og dette vil kunne øke kondensatutvinningen fra Sleipner Øst med minst  $10 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup>.

#### Utbygging

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

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

Etter at betongunderstellet til Sleipner A-innretningen sank i Gandsfjorden i august 1991, 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 er en ny stigerørsinnretning og et nytt undervanns produksjonssystem for å drenere den nordlige delen av Sleipner Øst. Leveranseforpliktelsene er sikret gjennom avtaler med andre gassleverandører på norsk sokkel.

#### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til omtrent 21 milliarder kroner, inklusive kondensatrørledning fra Sleipner A-innretningen til Kårstø. Totale driftskostnader anslås til 8.4 milliarder 1992-kroner, eksklusiv transportkostnader. I de anførte utbyggingskostnadene er det tatt hensyn til forsikringsutbetaling etter tap av betongunderstell og påløpte merkostnader i denne sammenheng.

### 2.6.3 Loke

Utvinningstillatelse 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 Loke. En utbygging av Loke vil derfor forhindre at store hydrokarbonmengder blir liggende igjen i vannsonen mellom Loke og Sleipner Øst. Ny geologisk tolkning har redusert operatørens reserveanslag i Heimdal-reservoaret til  $0.81 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass,  $0.42 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $0.19 \times 10^6$  tonn NGL. 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 brønnstrømsoverføring til Sleipner A-innretningen, og vil bli drenert med én brønn. En letebrønn er boret fra bunnrammen for Loke til Theta Vest-prospektet og vil bli konvertert til produksjonsbrønn dersom det gjøres funn i Theta Vest. Gassen er planlagt solgt under Troll gass-salgavtalen 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 1992-kroner. Totale driftskostnader anslås til 32 millioner 1992-kroner over feltets levetid.

#### 2.6.4 Sleipner Vest

Utvinningstillatelse 046 og 029

#### Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap (Statoil)	52.6000 %
Esso Norge A/S	28.0000 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	9.4000 %
Elf Petroleum Norge A/S	9.0000 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Sleipner Vest ligger i blokkene 15/6, 15/9 og 15/8, som ble tildelt 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  $135 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass (inkludert CO<sub>2</sub>),  $27 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $9 \times 10^6$  tonn NGL. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 % CO<sub>2</sub>. Plan for utbygging og drift ble levert i desember 1991, og feltet ble besluttet utbygget i desember 1992.

#### Utbygging

Utbyggingsløsningens første fase består av en brønnhodeinnretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering samt fjerning av CO<sub>2</sub>, Sleipner T. Sleipner B vil bli plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest-feltet med brønnstrømsoverføring til Sleipner T-innretningen. Sleipner T vil bli plassert ved siden av Sleipner A. Videre utbygging av de nordlige områdene av Sleipner Vest planlegges gjennomført med undervanns brønnrammer eller brønnhodeinnretninger med brønnstrømsoverføring til Sleipner B.

Sleipner Vest planlegges å være produksjonsklar i april 1997 og gassen planlegges injisert i Sleipner Øst for å øke utvinningen av olje og NGL fra Sleipner Øst. Sleipner Vest er tildelt gassalg i forbindelse med de kontrakter som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30% opsjonene under Troll-salgavtalen.

#### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 13.7 milliarder 1992-kroner for første fase av utbyggingen og 18.9 milliarder 1992-kroner for utbygging av hele feltet.

Totale driftsutgifter er anslått til 22.2 milliarder 1992-kroner.

#### 2.6.5 Heimdal Jura

Heimdal Jura ligger i blokk 25/4, under selve hovedfeltet på Heimdal. Utvinningstillatelsen er 036, og den ble tildelt i 1971 med Elf som operatør.

#### Rettighetshavere

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	21.5140 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40.0000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23.7980 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.2280 %
Total Norge A/S	4.8200 %
Saga Petroleum a.s	3.4710 %
Ugland Construction Company A/S	0.1690 %

#### Felthistorie

Feltet ble påvist med samme brønn som Heimdals hovedreservoar, 25/4-1 i 1972, og det befinner seg under hovedreservoaret. Det er funnet gass og kondensat i Brent-gruppen og Statfjord-formasjonen. Reserveestimatet er  $1.76 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $0.44 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> kondensat. Plan for utbygging og drift ble godkjent i oktober 1992.

#### Utbygging

Feltet skal dreneres fra én produksjonsbrønn boret fra Heimdal-innretningen. Behandling skal foregå med eksisterende fasiliteter på Heimdal, og det er kun behov for mindre modifikasjoner. Gassen skal transporteres i eksisterende Heimdal transportsystem til kontinentet. Det er ikke tatt en endelig avgjørelse med hensyn til transport av kondensatet. Dette kan enten sendes i eksisterende transportsystem til Storbritannia, eller gjennom en ny rørledning til Frigg og videre i Frostpipe.

#### Kostnader

De totale utbyggingskostnadene er beregnet til 173 millioner 1992-kroner for brønnen og modifikasjonene. En eventuell ny kondensatrørledning vil koste mellom 200 og 260 millioner 1992-kroner i tillegg.

#### 2.6.6 Frøy

Frøy ligger i blokk 25/2 og 25/5, utvinningstillatelse 026 og 102.

**Rettighetshavere**

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	24.7573 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.0481 %
Total Norge A/S	15.2346 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	53.9600 %

**Felthistorie**

Utvinningsstillatelse 026 og 102 ble tildelt i hhv 1969 og 1985. Elf er operatør for begge utvinningsstillatelsene. Feltet ble påvist i 1987 ved brønn 25/5-1 og erklært drivverdig i november 1990. Plan for utbygging og drift av Frøy ble godkjent i mai 1992.

**Reservoar**

Frøy er et oljefelt og operatørens anslag over reserver er  $15.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $3.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Oljedirektoratets anslag er noe lavere enn operatørens.

**Utbyggingsløsning**

Feltet skal bygges ut med en brønnhodeplattform med ett trinn separasjon. Olje og gass skal overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling. Transport videre vil finne sted i eksisterende transportsystem for gass til Storbritannia og i nytt oljerør, Frostpipe, til Oseberg. Feltet skal dreneres med 5 produksjonsbrønner og 4 vanninjeksjonsbrønner.

**Kostnader**

Investeringskostnadene er anslått til 4.1 milliarder 1992-kroner. De totale driftskostnadene er anslått til 4.8 milliarder eksklusive tariffer.

**2.6.7 Lille-Frigg**

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningsstillatelse 026, se figur 2.7.8.a.

**Rettighetshavere**

Elf Petroleum Norge A/S (operatør)	41.4200 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	32.8700 %
Total Norge A/S	20.7100 %
Den norske stats oljeselskap (Statoil)	5.0000 %

**Felthistorie**

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1969 med Elf som operatør. I 1975 påviste undersøkelsesbrønn 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 Brent-gruppen på en forkastningsblokk i forlengelsen av Heimdal-ryggen. Operatørens anslag over reserver er  $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og  $2.7 \times 10^6$  tonn NGL.

**Utbyggingsløsning**

Lille-Frigg skal bygges ut med en undervannsinnetning og fjernstyres 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 skal transporteres videre til St.Fergus i eksisterende rørledning. Stabilisert kondensat skal transporteres til Oseberg i en ny rørledning, Frostpipe. Produksjonsstart var planlagt til 1.10.1993, men vil bli forsinket til desember 1993.

**Kostnader**

Investeringskostnadene er beregnet til 2.6 milliarder 1992-kroner. De totale driftskostnadene er beregnet til 1.6 milliarder 1992-kroner eksklusive tariffer.

**2.6.8 Brage**

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt i 1979, som utvinningsstillatelse 055, se figur 2.6.9.a. Feltet strekker seg også inn i 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 1992 pågått forhandlinger om unitisering mellom utvinningsstillatelsene 055 og 053 uten at man har kommet frem til en avtale.

**Rettighetshavere 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 %

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 en avgrensingsbrønn nordøst på feltet i forbindelse med godkjenning av plan for utbygging og drift. Denne 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.

Statens andel ble øket med 5 % ved utøvelse av glideskala. Andelen ble lagt ut for salg, men foreløpig er denne andelen ikke solgt.

Oljedirektoratets reserveanslag for feltet er  $46.2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje  $1.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass og 1.0 x 10<sup>6</sup> tonn NGL. Operatørens anslag er  $38.5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $1.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass.

**Utbyggingsløsning**

Feltet skal bygges ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell. Produksjonsstart er planlagt til november 1993 og man forventer å nå platåproduksjon på 13 000 Sm<sup>3</sup> olje per dag i løpet av det første året. Seks produksjonsbrønner skal forbores, hvorav 5 er ferdige. 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 10.5 milliarder 1992-kroner og totale driftskostnader er beregnet til 7.7 milliarder 1992-kroner.

#### 2.6.9 Troll

Rettighetene knyttet til Troll ble tildelt i 1979 under utvinningstillatelse 054 (blokk 31/2) og i 1983 under utvinningstillatelse 085 (blokkene 31/3, 31/5 og 31/6).

Troll ble påvist i 1979 da operatøren på blokk 31/2, A/S Norske Shell, boret letebrønn 31/2-1 i Troll Vest.

A/S Norske Shell erklærte i november 1983 den delen av Troll-feltet som ligger innenfor blokken økonomisk drivverdig. Rettighetshaverne tiltrådte drivverdigheitsklæringen i desember 1984. 15 brønner var til da blitt boret i blokken for å avgrense feltets utstrekning.

Med boringen av brønn 31/6-1 ble gassressursene i Troll Øst påvist. Etterfølgende boring la grunnlaget for unitisering av feltet mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelse 054 og 085 i 1986.

Rettighetene for Troll-feltet er idag fordelt som følger:

#### Troll Unit rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	74.57600 %
A/S Norske Shell	8.28800 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	7.68800 %
Saga Petroleum A/S	4.08000 %
Elf Petroleum Norge A/S	2.35344 %
Norske Conoco A/S	2.01456 %
Total Norge A/S	1.00000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6, se figur 2.6.9.a. Utbyggingen skjer i faser som følger:

TOGI: Troll-Oseberg gassinjeksjon  
 Troll I: Utbygging av gassreservene på Troll Øst  
 Troll II: Utbygging av oljereservene på Troll Vest  
 Troll III: Utbygging av gassreservene på Troll Vest

Troll fase III er ikke besluttet utbygget.

#### 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, ligger hovedsakelig i blokk 31/2 og har en oljekolonne på 22 – 26 meter. I Troll Vest gassprovins er oljekolonnen 11-13 meter. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra 0 til 4 meter.

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

Shell er utbyggingsoperatør for Troll fase I, mens Statoil i henhold til avtale vil ta over operatøransvaret når feltet kommer i drift.

Anført av operatøren, A/S Norske Shell, la rettighetshaverne i september 1986 frem plan for utbygging og drift av gassreservene i Troll Øst (Troll fase I). 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  $21.3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass 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 rettighetshaverne i mai 1990 og godkjent av myndighetene i desember samme år.

Den reviderte utbyggingsplanen for Troll fase I innebærer at gassreservene i Troll Øst dreneres fra en fast brønnhodeinnretning i betong. Plattformlokasjonen er ca 80 km nord-vest for Bergen hvor vanddypet er 303 meter. Brønnstrømmen fra inntil 40 brønner vil bli overført fra innretningen via to flerfaserørledninger til ilandføringsstedet på Kollsnes i Øygarden kommune. I behandlingsanlegget på land vil kondensatet bli skilt fra gassen. Kondensatet vil enten bli transportert gjennom rørledning til eksisterende terminal på Sture eller til ny terminal og utskipningsanlegg på Ljøsneset. Rettighetshaverne vil ta stilling til kondensatutskipningen tidlig i 1993 (samtidig med fremlegging av planene for ilandføring av olje fra Troll fase II). Tørrgassen vil bli komprimert og eksportert fra landterminalen til kontinentet gjennom nye rørledninger. Ferdig utbygd vil anlegget i 1996 ha en kapasitet på  $23.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass per år. Figur 2.6.9.b viser planlagt innretning for Troll fase I.

Deler av gassen fra feltet er solgt under Troll gasssalgsavtalene (TGSA) slutført i 1986 med kjøpere i Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike og Østerrike. Siden 1986 har man forhandlet frem ytterligere gasssalgsavtaler med andre kjøpere hvor Troll, eller andre felt, vil forestå leveransene av gass. I henhold til avtale vil initiell gass bli levert fra Sleipner fra 1.10.1993 i påvente av at Troll-feltet kommer i produksjon i 1996.

Totale investeringer for Troll fase I er anslått til 32 milliarder 1992-kroner. Årlige driftskostnader er anslått til 850 stigende til 1180 millioner 1992-kroner.

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

Troll fase II omhandler utbygging av den 22 – 26 meter tykke oljekolonnen i Troll Vest oljeprovins. Norsk Hydro er operatør både i utbyggings- og driftsfasen.

Plan for utbygging og drift av Troll fase II ble oversendt myndighetene i desember 1991 og ble godkjent i Stortinget i mai 1992. Det ble i forbindelse med godkjenningen av Troll fase II bestemt at Statoil skal være operatør for den videre planlegging, utbygging og drift av den gjenværende gassen på Troll-feltet. Norsk Hydro skal, under den overordnede koordinering av Statoil, være operatør for eventuell utbygging/ombygging og drift av Troll fase II-innretningen dersom denne også benyttes til å behandle deler av den gjenværende gassen på Troll-feltet.

Den opprinnelige planen for drenering av oljereservene i Troll Vest innebar oljeproduksjon fra 17 horisontalbrønner. En betongflyter ble anbefalt som innretning for prosessering og lagring av oljen før eksport, etter at både flytere, bunnfaste innretninger og skipskonsept var blitt studert. En innretning som kunne håndtere både olje- og senere gassproduksjon fra Troll Vest, ble også vurdert av rettighetshaverne.

Platåproduksjonen er planlagt til 25.000 Sm<sup>3</sup> olje per dag, tilsvarende ca 157.000 fat. Mellom 5 og 6 millioner Sm<sup>3</sup> gass per dag kan bli eksportert til Troll fase I – innretningen for videre ilandføring til Kollnes sammen med gass/kondensat fra Troll fase I.

Rettighetshaverne besluttet i løpet av 1992 å gjennomføre gassinjeksjon gjennom egen gassinjeksjonsbrønn i den sydlige del av reservoaret i Troll Vest oljeprovins. Dette vil øke utvinningsgraden for olje og vurderes av Oljedirektoratet som en forbedret produksjonsstrategi for den sydlige delen av oljeprovinsen. I tillegg ble beslutning tatt om å øke antall produksjonsbrønner i Troll oljeprovins Nord fra fem til seks. Troll II vil derfor i henhold til nåværende planer bli bygget ut med 18 oljeproduksjonsbrønner og en gassinjeksjonsbrønn fordelt på ialt 4 undervannsstasjoner som igjen koples opp til innretningen. Innretningen vil i tillegg ha kapasitet til oppkopling av ytterligere 5 undervannsstasjoner fra Troll Vest gassprovins. Norsk Hydro, som operatør for Troll fase II, vil bore avgrensingsbrønner for å avklare potensialet for produksjon fra oljekolonne i Troll Vest gassprovins.

Da Stortinget i mai 1992 godkjente utbygging av Troll fase II, var transportløsningen for oljen fra feltet ikke avklart. Planene var basert på lagring av inntil 100.000 Sm<sup>3</sup> olje i betongflyterens understell med bøyelasting av oljen til havs for eksport med tanker, mens ilandføring til landterminal fortsatt ble vurdert. Høsten 1992 vedtok rettighetshaverne å ilandføre oljen via en 406 mm rørledning til Mongstad. En plan for anlegg og drift av rørledning til land ventes fremlagt tidlig i 1993.

Totale investeringer for Troll fase II er anslått til ca 18 milliarder 1992-kroner inkludert rørledning til Mongstad og utvidelse av terminalanlegg. Årlige driftskostnader for feltinstallasjonene er anslått til 370 millioner kroner første driftsår stigende til 500 millioner 1992-kroner.

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

En fremtidig utbygging av gassreservene i Troll Vest gassprovins vil utgjøre fase III i utbyggingen av Troll-feltet. Ulike utbyggingskonsepter, tidspunkt for produksjonsstart og samordning med annen infrastruktur på Troll-feltet er under utredning.

Det er vedtatt at Statoil skal være operatør for den videre planlegging, utbygging og drift av den gjenværende gassen på Troll-feltet.

På vegne av Troll-gruppen har Statoil (og dels Shell) i løpet av 1992 utredet mulige utbyggingsløsninger av gassreservene i Troll Vest. Målsettingen har vært å få etablert utbyggingskonsepter som dekker relevante gass-salgs scenarier med tanke på å gi kvalifisert bakgrunnsinformasjon til gass-salgstremstøt.

Tabellen under viser Oljedirektoratets reserveanslag for Troll Vest. Oljedirektoratet har startet rekartlegging av Troll Vest, og denne vil bli slutført 1993.

RESERVER	Olje Millioner Sm <sup>3</sup>	Gass Milliarder Sm <sup>3</sup>
Troll fase I (Troll Øst)		825
Troll fase II (Troll Vest oljeprovins)	64	
Troll fase III (Troll Vest gassprovins)	30-40	463

Operatørens anslag for gassreserver er samsvarende med Oljedirektoratets.

Det er ikke fattet vedtak om utvinning av oljereservene i Troll Vest gassprovins.

### TOGI

I tillegg til hovedutbyggingen for gass i Troll Øst (Troll fase I) er det bygget et undervannsproduksjonssystem, Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI). TOGI bunnrammen er lokalisert i Troll Øst, styres fra Oseberg feltcenter, og besørger leveranse av gass for injeksjon i Oseberg-feltet. Produksjon og leveranse av TOGI gass fra Troll Øst startet i februar 1991 og var ved årsskiftet 1992/1993 ca 10 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> gass per dag til Oseberg.

Norsk Hydro er operatør for utbygging og drift av TOGI.

Investeringene for TOGI er omtrent 3.1 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader til og med 1999 er anslått til 1.1 milliarder kroner.

### 2.6.10 Tordis

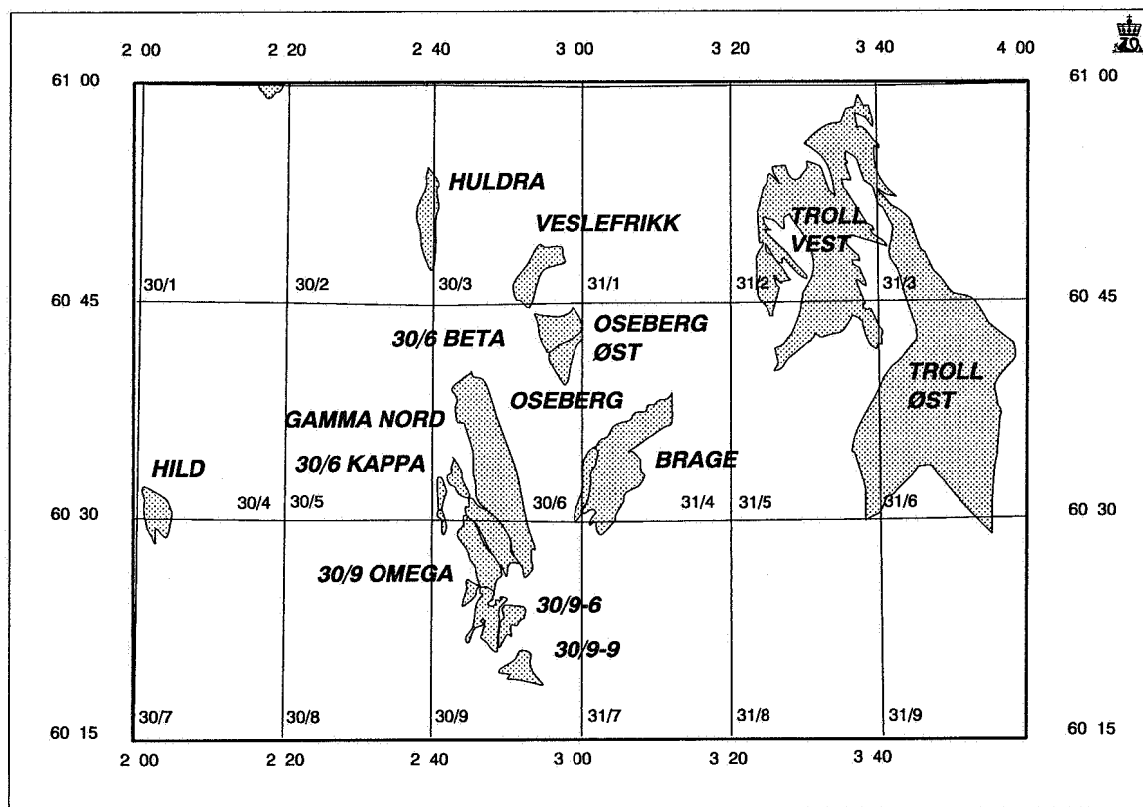
Tordis ligger i blokk 34/7, utvinningstillatelse 089, se figur 2.7.11.a.

### Rettighetshavere

Utvinningsstillatelse 089 ble tildelt i 1984 med Saga som operatør. Glideskala er utøvet i utvinningstillatelsen og fordelingen er:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) 55.4000 %  
Esso Norge a.s. 10.5000 %

**Fig. 2.6.9.a**  
Oseberg- og Troll-området



**Fig. 2.6.9.b**  
Planlagt innretning på Troll



Idemitsu Oil Exploration a.s.	9.6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8.4000 %
Saga Petroleum a.s. (operatør)	7.0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	5.6000 %
Deminex (Norge) A/S	2.8000 %
DNO Olje A/S	0.7000 %

### Felthistorie

Tordis ble påvist ved undersøkelsesbrønn 34/7-12 i 1987. Det ble boret en avgrensingsbrønn, 34/7-14, på feltet høsten 1989. På bakgrunn av de to brønnene ble feltet erklært drivverdig og plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i mai 1991.

### 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 x 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 øvre og nedre Brent.

### Utbyggingsløsning

Feltet er planlagt utbygd med havbunnskompletterte brønner, fem produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. Brønnstrømmen vil bli fasett 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 3.7 milliarder 1992-kroner. Dette inkluderer brønner og modifikasjonskostnader på Gullfaks C. Driftskostnadene er anslått til totalt 1.65 milliarder 1992-kroner.

## 2.6.11 Statfjord Øst

### Rettighetshavere

Statfjord Øst ligger i utvinningstillatelse 037 og 089, se figur 2.7.11.a. Utvinningstillatelse 037 omfatter blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt i 1973.

Utvinningstillatelse 089 omfatter blokk 34/7 som ble tildelt i 1984.

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

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	52.7000 %
Esso Norge a.s.	10.2500 %
Mobil Development Norway A/S	7.5000 %
Norske Conoco A/S	5.0000 %
A/S Norske Shell	5.0000 %
Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s.	4.8000 %
Saga Petroleum a.s.	4.4400 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	4.2000 %
Elf Petroleum Norge A/S	2.8000 %
Deminex (Norge) A/S	1.4000 %
Amerada Hess Norge a.s.	0.5200 %
Amoco Norway A/S	0.5200 %

Enterprise Oil Norwegian A/S	0.5200 %
DNO Olje A/S	0.3500 %

### Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble godkjent i statsråd 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. Produksjonen fra Statfjord Øst er planlagt å starte i 4. kvartal 1994 og vare frem til år 2007.

### Reservoar

Statoils beregninger for oljereservene er 19.4 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>. Oljedirektoratets anslag for oljereserver i Statfjord Øst er 13.4 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>. Dette er rundt 30% lavere enn Statoils anslag. Forskjeller i geologisk modell forklarer mesteparten av avvikene i reserveanslaget.

### 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 som består 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 vanninjeksjonsbrønner boret fra Statfjord C til havbunnskompletterte brønner. Dette er en endring i plan for utbygging og drift for feltet.

### Kostnader

Investeringskostnadene for Statfjord Øst er beregnet til 3.5 milliarder 1992-kroner. I produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene for Statfjord Øst beregnet til 89 millioner 1992-kroner. Modifikasjonsarbeidet på Statfjord C-innretningen vurderes nå å være mer omfattende enn opprinnelig antatt. Omfanget på kostnadsoverskridelsene er ennå ikke klarlagt.

## 2.6.12 Statfjord Nord

### Rettighetshavere

Statfjord Nord ligger i blokk 33/9, utvinningstillatelse 037, som ble tildelt i 1973, se figur 2.7.11.a. Deltakerinteressene i tillatelsen er som følger:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) (operatør)	50.0000 %
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 Oil Company	1.0420 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1.0420 %

### Felthistorie

Plan for utbygging og drift av Statfjord Nord ble godkjent i statsråd 9.11.1990. Statoil er operatør for feltet. Produksjonen fra Statfjord Nord er planlagt å starte 2. kvartal 1994 og vare frem til år 2009. Det foreligger en samordningsavtale mellom Statfjord Nord og Statfjord Øst.

### Reservoar

Statoils beregninger for oljereservene er 27.7 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>. Oljedirektoratets anslag for oljereserver på Statfjord Nord er på rundt 31 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>. Dette reserveanslaget forutsetter at det bores åtte produksjonsbrønner og at oljeproduksjonen ikke avsluttes før i år 2014. Beslutning om eventuelt 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 som består av olje, gass og vann vil bli overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltet planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner. Statfjord Nord og Statfjord Øst vil benytte felles utstyr på Statfjord C.

### Kostnader

Investeringskostnader for Statfjord Nord er på 3.7 milliarder 1992-kroner. I produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene for Statfjord Nord beregnet til 90 millioner 1992-kroner. Det er knyttet noe usikkerhet til operatørens driftskostnader fordi strategi for vedlikehold og datainnsamling ikke er endelig fastlagt. Modifikasjonsarbeidene på Statfjord C-innretningen ventes å være mer omfattende en opprinnelig antatt, og merarbeidet på Statfjord C-innretningen kan føre til at produksjonsstart utsettes.

#### 2.6.13 Draugen

Draugen-feltet ligger i blokk 6407/9 som ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 093, se figur 2.5.6.

### Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65.0000 %
A/S Norske Shell	21.0000 %
BP Norway Limited U.A.	14.0000 %

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 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 3 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass. Draugen-reservoaret er av svært god kvalitet. Reservoaret består av to formasjoner; Rogn-formasjonen som inneholder hoveddelen 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 skiferlaget er tynt. Ut fra testresultater er det forventet en høy leveringsevne fra brønnene.

### Utbyggingsløsning

Feltet er besluttet utbygd med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk. Det planlegges nå seks produksjonsbrønner, seks brønner for vanninjeksjon og en gassinjeksjonsbrønn. Ni av brønnene vil være havbunnskompletterte. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 J-rør. Det er planlagt en gjennomsnittlig platårate 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 inntil det er funnet en anvendelse for denne.

### Gassløsning

Operatøren har vurdert en rekke alternative anvendelser for assosiert gass. I plan for utbygging og drift var hovedplanen å injisere gass i den vannførende Ile-formasjonen i tre år. Det var videre planlagt å produsere oljen i Rogn Sør-formasjonen tidlig, slik at man kunne fortsette gassinjeksjon i denne formasjonen i en treårs periode. Fra og med år 2000 ble det forutsatt at det eksisterte en løsning for gasstransport eller annen gassanvendelse på Haltenbanken.

Etter tolkning av ny 3D-seismikk i 1992 ble det oppdaget at den påtenkte lokasjonen i Ile-formasjonen var uaktuell for gasslagring på grunn av manglende strukturell lukning. I 3. kvartal 1992 ble det boret en letebrønn lokalisert ca 10 km øst av hovedfeltet, der et av målene var å avklare mulighetene for gasslagring i den såkalte «Husmus»-strukturen. Brønnen påviste ikke hydrokarboner, men det ble identifisert potensielle strukturer for gasslagring i Garn-, Ile- og Tilje-formasjonene. Operatøren vil legge frem en revidert plan for gassanvendelse i løpet av 1. kvartal 1993.

### Kostnader

Totale investerings- og driftskostnader over feltets levetid er anslått til henholdsvis 12.7 milliarder og 13 milliarder 1992-kroner.

#### 2.6.14 Heidrun

Feltet er lokalisert i blokkene 6507/7 og 6507/8, se figur 2.5.6. Blokk 6507/7 ble tildelt i 1984 ved ut-



vinningstillatelse 095. Blokk 6507/8 ble tildelt i 1986 ved utvinningstillatelse 124.

#### Rettighetshavere etter unitisering:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	75.0000 %
Norske Conoco A/S (operatør)	18.1250 %
Neste Petroleum a.s	5.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	1.2500 %
Norminol 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 drivverdige 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. Denne løsningen ble godkjent i Stortinget i februar 1992.

#### 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  $87 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $38 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Operatørens anslag er  $119 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $45 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. Forskjell i reserveanslag skyldes hovedsakelig forskjell i geologiske modeller.

#### Utbyggingsløsning

Feltet vil bli utbygd med en strekkstagninnetning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser. Det planlegges 35 produksjonsbrønner, 11 vanninjeksjonsbrønner og 2 gassinjeksjonsbrønner. Seks av vanninjektorene vil være havbunnskompletterte. Produksjonskapasiteten for olje vil være 35 000  $\text{Sm}^3$  per døgn, mens maksimal behandlingskapasitet for vann og gass vil være henholdsvis 24 700 og  $4.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  per døgn. Olje vil bli eksportert ved hjelp av et nytt konsept basert på direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet (DSL).

#### Kostnader

Totale investerings- og driftskostnader over feltets levetid er anslått til henholdsvis 29 milliarder og 22 milliarder 1992-kroner. Investeringsanslaget inkluderer driftsrelaterte kostnader. Utbyggingskostnadene er beregnet til 26 milliarder 1992-kroner.

#### Gassdisponering

Assosiert gass vil bli reinjisert i reservoaret i perioden 1995 – 1996, og deretter ilandført til Tjeldbergodden for metanolproduksjon fra og med 4. kvartal 1996. Utvinning av gasskappen er ikke aktuelt før ved slutten av oljeproduksjonsperioden.

## 2.7 FELT I PRODUKSJON

### 2.7.1 Hod

Utvinningstillatelse 033

#### Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	25.0000 %
Amerada Hess Norge A/S	25.0000 %
Enterprise Oil Norway A/S	25.0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	25.0000 %

Hod ligger i blokk 2/11 (utvinningstillatelse 033), som ble tildelt i 1969 med Amoco som operatør. Feltet ligger rundt 12 km sør for Valhall-feltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert og deler av det tilbakeleverte området er inngått i utvinningstillatelse 068. Hod-feltet består av to separate strukturer, Vest-Hod og Øst-Hod, se figur 2.7.4.a.

Plan for utbygging og drift av Hod-feltet ble godkjent i Stortinget juni 1988 og produksjonen fra feltet startet i oktober 1990.

#### Utnyttelse av forekomstene

Hod-feltet er et krittfelt i Sentraltrauet, og produserer fra flere formasjoner. Det produseres fra to brønner på Vest-Hod og fra tre brønner på Øst-Hod. Rundt 95 % av produksjonen kommer fra Øst-Hod. Utvinningsgraden for olje er 17 %. Den primære utvinningen skjer med trykkavlastning. Ytterligere mulighet for økt utvinning er til vurdering.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnetning. 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 på Hod. Målesystemet inngår i Valhall/Hod-systemet for hydrokarbonfordeling.

#### Kostnader

Totale investeringer på Hod-feltet fra og med 1988 til og med 2011 antas å bli 0.9 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader, eksklusive CO<sub>2</sub>-avgift og tariff, er beregnet til 1.7 milliarder 1992-kroner.

### 2.7.2 Valhall

Utvinningstillatelse 006 og 033

**Rettighetshavere**

Amoco Norway Oil Company	28.0937 %
Amerada Hess Norge A/S	28.0937 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	28.0937 %
Elf Petroleum Norge A/S	15.7187 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. I 1989 ble Texas Eastern Norwegian Inc sin andel solgt til Enterprise Oil Norwegian A/S. Norwegian Oil Consortium A/S & Co ble solgt til Elf i 1991. Valhall ligger hovedsakelig i blokk 2/8 som inneholder 92,8 % av reservene (utvinningstillatelse 006). De resterende 7,2 % av reservene ligger i blokk 2/11 (utvinningstillatelse 033) hvor rettighetshaverne har en andel på 25 % hver.

Plan for utbygging og drift ble godkjent i Stortinget i 1977 og produksjonen startet høsten 1982.

**Utnyttelse av forekomstene**

Feltet produserer fra oppsprukket kritt. Utvinningsgraden er per idag på 23,5 %.

Sommeren 1990 startet et prøveprosjekt med vanninjeksjon i Tor-formasjonen fra en brønn på feltet. Hensikten var å vurdere dreneringseffekten ved vanninjeksjon. En oppnådde vanngjennombrudd i en av de nærliggende brønnene etter en injeksjonsmengde på 600 000 Sm<sup>3</sup>. Resultatene hittil har vært

positive både med hensyn på injektivitet og dreneringseffekt. Foreløpig er det ikke sett tegn til vanngjennombrudd i andre produsenter. Prøveprosjektet vil sannsynligvis fortsette til midten av 1994.

Olje- og energidepartementet påla i 1991 operatøren å utføre en utvidet studie på Valhall-feltet. Formålet med studien er å vurdere tiltak for økt utvinning på feltet som inkluderer både gass- og vanninjeksjon. Studien forventes ferdig i 1993.

**Produksjonsanlegg**

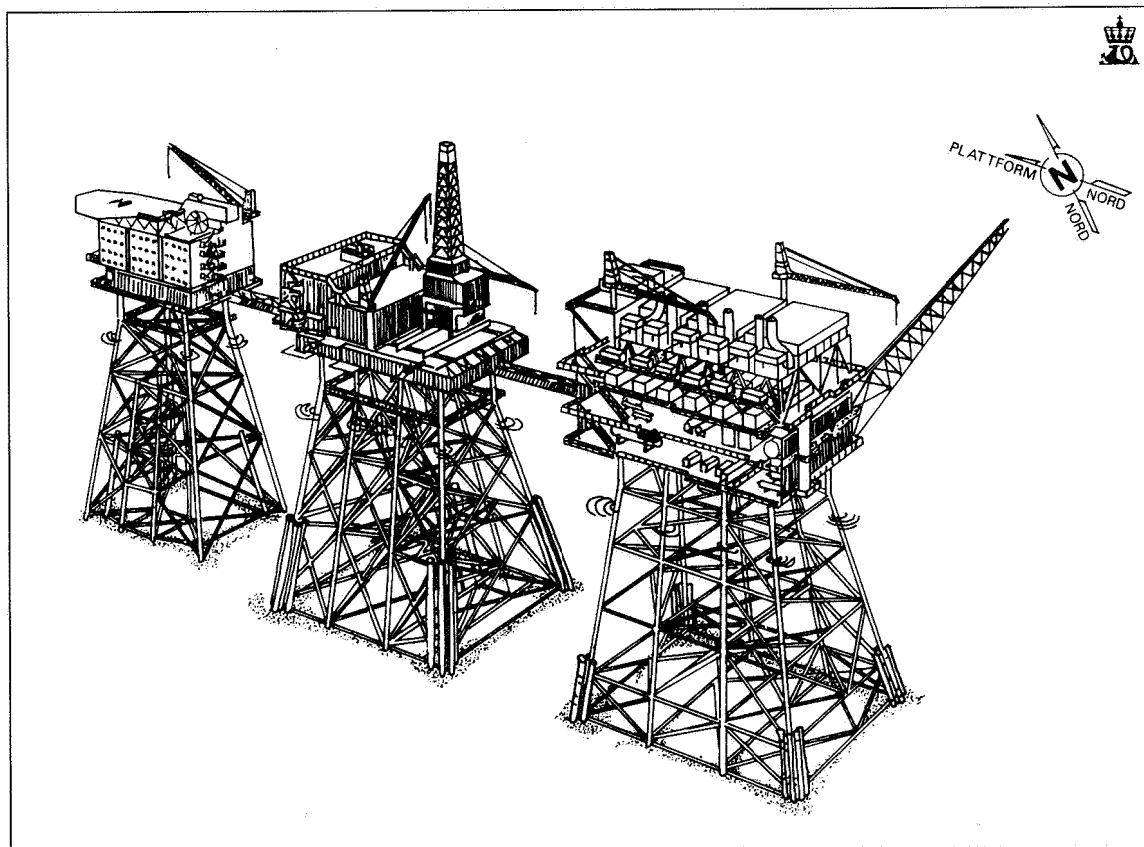
Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.7.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen som Phillips har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tanken.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter. Gassen komprimeres, tørkes og duggpunktkontrolleres. De tyngre gassfraksjonene, NGL, blir adskilt på Valhall gjennom et fraksjoneringsstårn og injiseres deretter hovedsakelig i oljen.

**Transport**

Olje inkludert NGL transporteres i rørledning til Ekofisk for videretransport til Teesside. Gass trans-

**Fig. 2.7.2**  
**Innretninger på Valhall**



porteres i egen rørledning til Ekofisk for videretransport til Emden.

#### Målesystem

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

#### Kostnader

Totale investeringer på Valhall-feltet fra august 1977 til og med år 2011 antas å bli 20.4 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader, eksklusiv CO<sub>2</sub>-avgift og tariff, er beregnet til 16.5 milliarder 1992-kroner.

#### 2.7.3 Tommeliten

Utvinningstillatelse 044

#### Rettingheshavere

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 i desember 1976 og var Statoils første funn i oljevirkksomheten.

Plan for utbygging og drift av Tommeliten-feltet ble godkjent i Stortinget juni 1986. Produksjonen startet 3.10.1988.

#### Utnyttelse av forekomstene

Tommeliten består av to strukturer, Alpha-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. Fase 1 av utbyggingen omfatter Gamma-strukturen. Produksjonen fra Tommeliten behandles på Edda-innretningen. En del av gassen benyttes til gassløft av brønnene på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Edda-feltet. Det vil sannsynligvis bli lagt fram en oppdatert plan for utbygging og drift av Tommeliten som inkluderer en utbygging også av Alpha-strukturen i 1993.

#### Produksjonsanlegg

Gamma-strukturen er utbygget med havbunnskomplettete brønner. All produksjon blir transportert til Edda for behandling.

#### Transport

Etter første trinns separasjon på Edda blir Tommeliten-gassen overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre tørking. Den tørre gassen inngår i Phillips system for leveranse av gass til Emden.

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

#### Målesystem

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

#### Kostnader

Totale investeringer på Tommeliten-feltet frem til og med år 2006 antas å bli om lag 4.8 milliarder 1992-kroner. Her er inkludert utbyggingen av Alpha-strukturen.

Totale driftskostnader frem til samme tidspunkt er beregnet til rundt 1.8 milliarder 1992-kroner.

#### 2.7.4 Ekofisk-området

Utvinningstillatelse 018

#### Rettingheshavere

Phillips Petroleum Company Norway A/S	36.9600 %
Norsk Fina A/S	30.0000 %
Norsk Agip A/S	13.0400 %
Elf Petroleum Norge A/S	7.5940 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.7000 %
Total Norge A/S	3.5470 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1.0000 %
Elf Rex Norge A/S	0.8550 %
Norminol	0.3040 %

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:

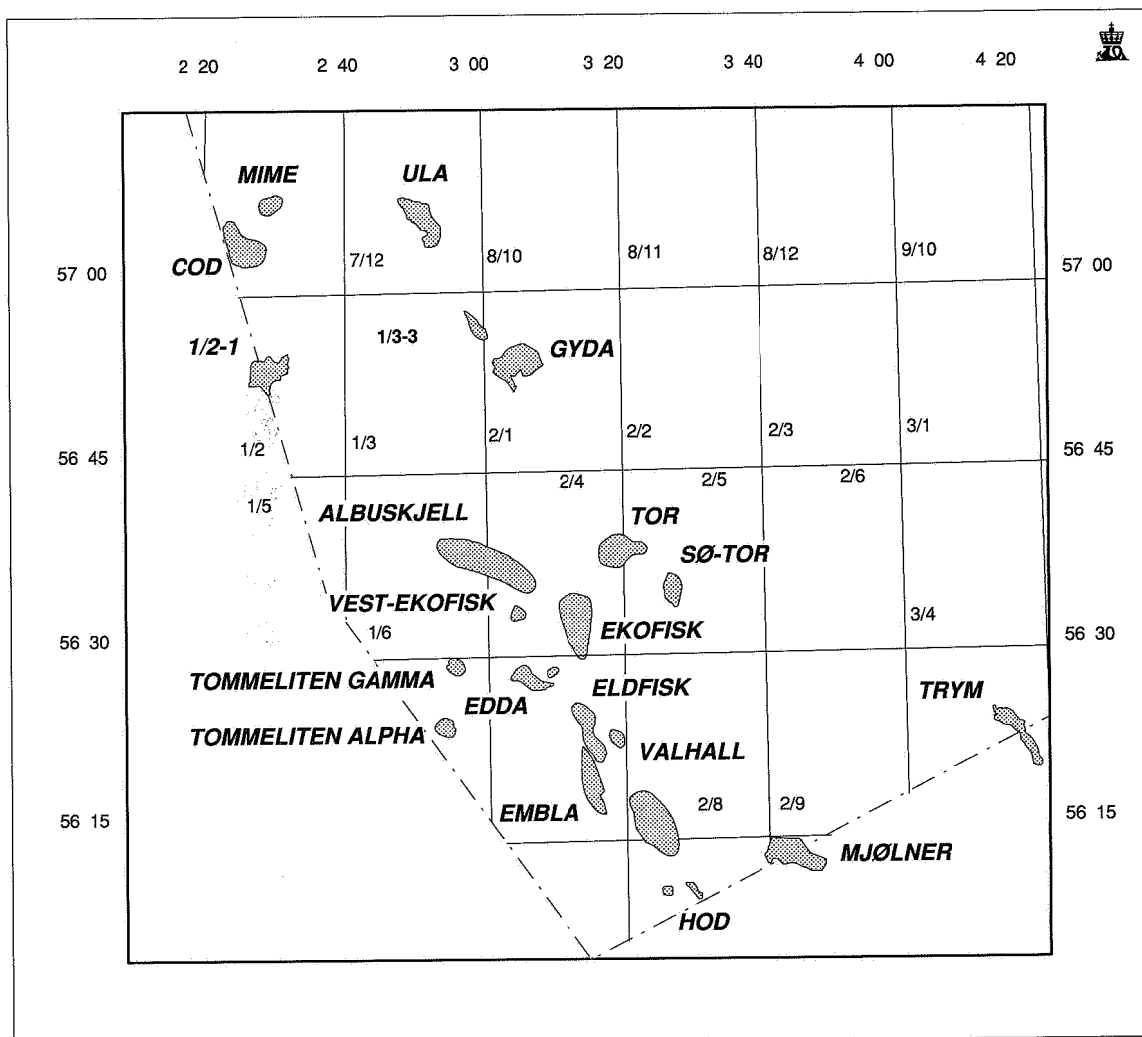
Albuskjell:	
Phillips-gruppen	50.0000 %
A/S Norske Shell	50.0000 %
Tor:	
Phillips-gruppen	75.3612 %
Amoco-gruppen	24.6388 %
(rettighetshaverne på Valhall)	

Ekofisk-området, der Phillips er operatør, består av syv felt i produksjon : 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 Ekofisk-området. 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 Statfjord-feltet. Eldfisk er det nest største feltet i området. Figur 2.7.4.a viser feltenes beliggenhet.

#### Utnyttelse av forekomstene

Området er blitt bygget ut i flere trinn. Fra juni 1971

**Fig. 2.7.4.a**  
**Ekofisk-området**



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. 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 30 %. Utvinningsgraden kan økes ved å injisere vann og/eller gass i reservoarene. Også bruk av horisontale brønner både som produsenter og injektorer kan bidra til å øke utvinningen. Olje- og energidepartementet påla operatøren å utføre utvidede feltstudier på Ekofisk, Eldfisk og Tor i 1991. Formålet med studiene er å vurdere mulighetene for en mer optimal utvinning fra feltene.

På Ekofisk-feltet hvor det er blitt injisert vann i felt-skalanivå siden 1987, vil utvinningsgraden trolig øke til over 30 %. I 1991 ble vanninjeksjonsutstyret oppgradert til å kunne injisere omtrent 80 000 m<sup>3</sup> 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.

På Tor-feltet ble det i 1992 igangsatt vanninjeksjon via en brønn. Operatøren vurderer det videre potensialet ved både vann- og/eller gassinjeksjon. Den første horisontalbrønnen som ble påbegynt i 1991 på Tor-feltet, er nå satt i produksjon. Det blir vurdert å

bore flere horisontale brønner i området. Figur 2.7.4.b viser innretningene i Ekofisk-området.

### Innsynkning

I november 1984 ble det konstateret at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som siden er utført, viser en total innsynkning per 15.12.1992 på 5.58 meter. Innsynkningsraten i perioden 1980-1986 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 1992 har økt i forhold til det som var ventet. Flere målemetoder har vært benyttet for å fastlegge innsynkningsraten. I 1984/1985 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 understellet på innretningene. Metoden hadde begrenset nøyaktighet. I dag måles innsynkningen ved hjelp av trykksensorer montert på havbunnen i tillegg til regelmessige satellittmålinger. Innsynkningen er forårsaket av at reservoarbergarten presses sammen. Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvordan reservoarvolumreduksjonen foregår og hvordan denne fører til innsynkning. Den eneste måten å forhindre videre innsynkning og andre problemer relatert til kompaksjon i reservoaret, synes å være å begrense netto reservoaruttak. Dette kan gjøres gjennom injeksjon av gass 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 1994. Sommeren 1987 ble stålinnretningene på Ekofisk Senter 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 Ekofisk-tanken. 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.

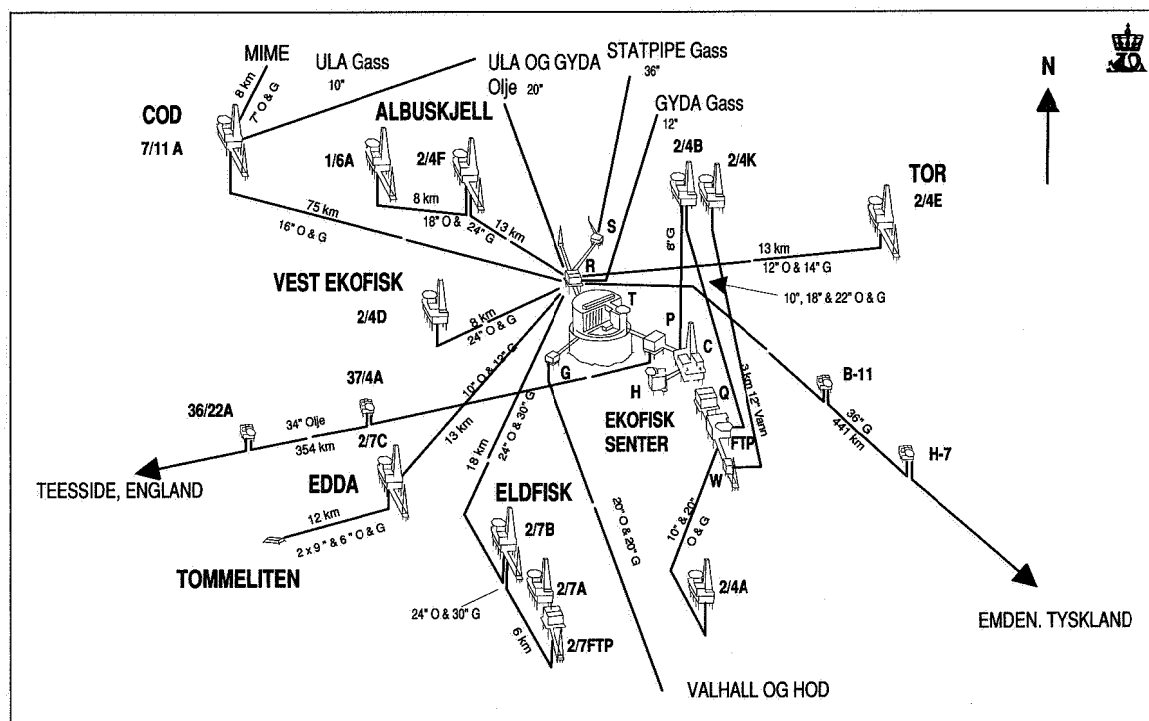
### Transport

Gassen transporteres via rørledning til Emden. Kapasiteten er i hovedsak fullt utnyttet. 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 95 000 Sm<sup>3</sup> per døgn.

### Målesystemer

Totale olje- og gassleveranser til Teesside- og Emdenrørledningene fra området måles og analyseres på Ekofisk-tanken. 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 Ekofisk-tanken. Alle målesystemer er i henhold til fiskal standard og inngår i operatørens system for hydrokarbonfordeling. Det pågår moderniseringsarbeid i Teesside, Emden og i Ekofisk-området.

Fig. 2.7.4.b  
Innretninger i Ekofisk-området



**Kostnader**

Totale investeringer på de syv feltene som utgjør Ekofisk-området, til og med år 2011, antas å bli omlag 95 milliarder 1992-kroner.

**2.7.5 Gyda**

Utvinningsstillatelse 019B

**Rettighetshavere**

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

Gyda-feltet ligger i blokk 2/1, rundt 28 km sørøst for Ula, langs den såkalte Ula-trenden, se figur 2.7.4.a. Feltet ble påvist i 1980 ved letehull 2/1-3, og frem til 1985 ble det i tillegg boret tre avgrensingshull 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 utvinnbar olje og gass er henholdsvis  $32.0 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  og  $4.3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ , samt  $1.9 \times 10^6$  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.

Ved utgangen av 1992 produserte feltet fra 10 brønner og injiserte i 6 brønner. Vannproduksjonen har vært mindre enn antatt og kun en brønn er nedstengt. Oljeproduksjonen i 1992 har derfor vært større enn prognosert.

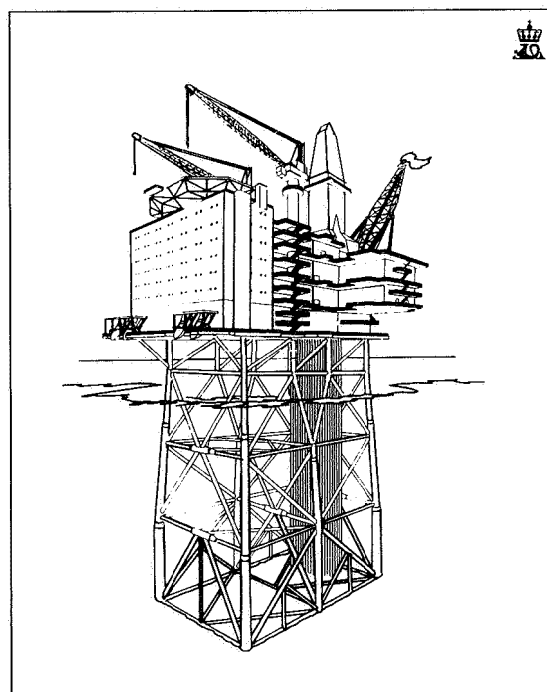
Feltet har vist seg mer komplisert enn tidligere antatt. Mer eller mindre forsegrende forkastninger deler feltet inn i provinser som gir utfordringer med hensyn til dreneringsstrategi.

En letebrønn med ett sidesteg påviste hydrokarboner i en struktur sør for Gyda. Strukturen blir betegnet Gyda-Sør og plan for utbygging og drift er under utarbeidelse.

Vanninjeksjonskapasiteten på innretningen er oppgradert i 1992 fra  $12\,240 \text{ Sm}^3/\text{dag}$  til  $24\,480 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ . Produksjonskapasiteten er nå på  $11\,000 \text{ Sm}^3$  olje og  $1.6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  gass per dag. Produksjonen er nå på platå og platåraten forventes å vare i to år til. Deretter vil produksjonen avta gradvis og ventelig være avsluttet i år 2012.

**Produksjonsanlegg**

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 2.7.5. Innretningen ble bygget

**Fig. 2.7.5****Innretning på Gyda**

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 oppkoblingsarbeid på feltet.

**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.

**Kostnader**

Totale investeringer frem til år 2012 utgjør 8.8 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader utgjør 11.2 milliarder 1992-kroner.

**2.7.6. Ula**

Utvinningsstillatelse 019A

**Rettighetshavere**

BP Norway Limited U.A. (operatør)	57.5000 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15.0000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5000 %
Norske Conoco A/S	10.0000 %
K/S A/S Pelican & Co	5.0000 %

Feltet ligger i blokk 7/12, se figur 2.7.4.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 øvre jura alder. Feltet ligger på Ula-trenden som er en oljeprovins langs den forkastede nordøstlige marginen av Sentraltrauet. Feltet er en salt-dome struktur og reservoaret har meget gode produksjonsegenskaper.

Ula-feltet er gått av platå i 1992 på grunn av vanngjennombrudd i fire brønner hvorav to er nedstengt. Ni brønner var i produksjon og seks brønner injiserte vann. Produksjonen vil gradvis avta frem til år 2007.

I 1992 påla Olje- og energidepartementet operatøren å starte arbeid med en utvidet feltstudie (UFS). Studien skal gi grunnlag for beslutning om tiltak for økt utvinning.

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  $15 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ , men lav utvinningsgrad kan ventes på grunn av dårlige reservoaregenskaper.

ningsgrad kan ventes på grunn av dårlige reservoaregenskaper.

#### Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålinnretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 2.7.6. Understellene til innretningene ble installert sommeren 1985 og sammenkoblingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 til august- september 1986.

Siden 1991 er behandlingsskapet økt fra  $15900 \text{ Sm}^3$  til  $21700 \text{ Sm}^3$  olje per døgn. Vanninjeksjonskapasiteten ble i 1992 økt fra  $28600 \text{ m}^3$  til  $30900 \text{ m}^3$  per døgn.

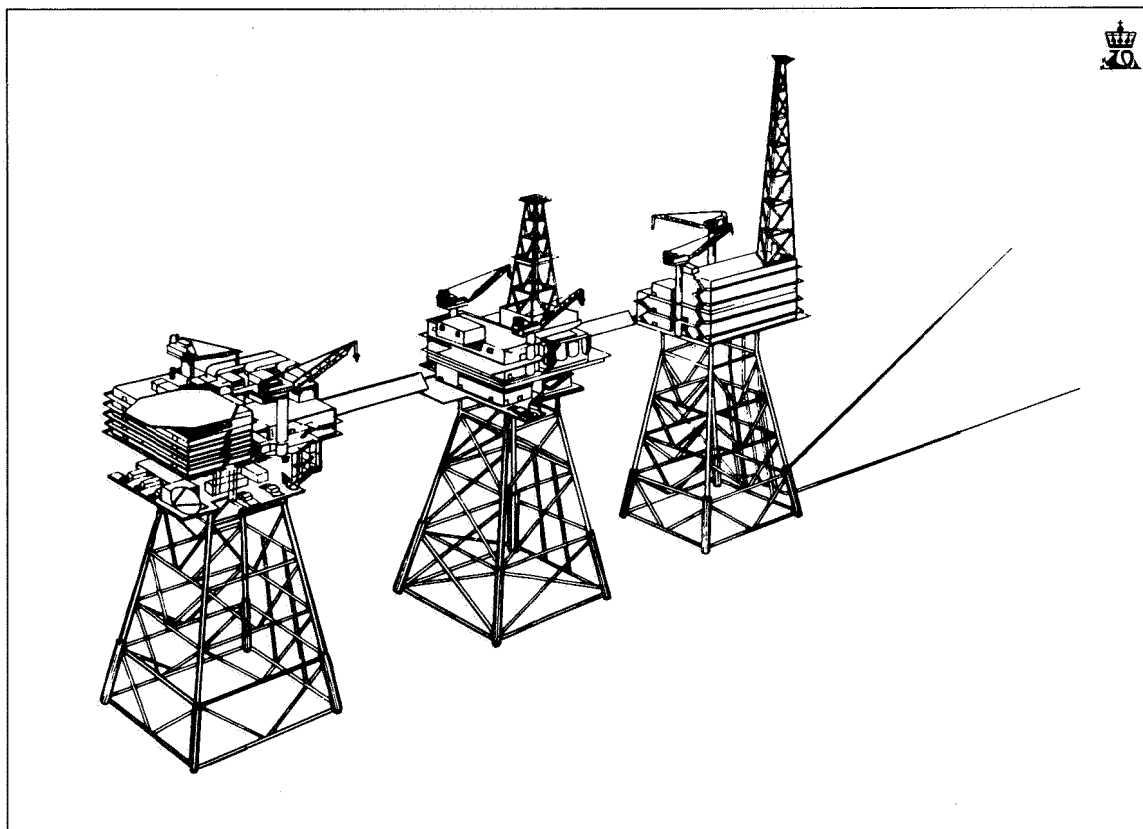
#### Transport

Oljen transporteres 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

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

Fig. 2.7.6  
Innretninger på Ula



**Kostnader**

Totale investeringer frem til og med år 2007 er beregnet til 12.1 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader frem til og med år 2007 antas å bli 11.1 milliarder 1992-kroner.

**2.7.7. Heimdal**

Utvinningstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger omtrent 180 km vest-nordvest av Stavanger, se figur 2.7.8.a. Elf er operatør for Heimdal. For den delen av utvinningstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett.

**Rettighetshavere:**

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40.0000 %
Marathon Petroleum Company (Norway)	23.7980 %
Elf Petroleum Norge A/S	21.5140 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.2280 %
Total Norge A/S	4.8200 %
Saga Petroleum a.s	3.4710 %
Ugland Construction Company A/S	0.1690 %

Feltet ble påvist 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 Statfjord-gassen. Søknad om ilandføring av gass til Kontinentet ble levert i januar 1981 og godkjent i Stortinget 10.6.1981. Ilandføringsøknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

**Utnyttelse av forekomstene**

De totale reservene er anslått til  $35.6 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass og  $4,26 \times 10^6$  tonn NGL.

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

Produksjonen har hittil ikke medført nevneverdige problemer. På grunn av feltets kraftige vanddriv, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

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

**Produksjonsanlegg**

Heimdal-feltet er bygd ut med en integrert stålennretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 2.7.7. Produksjonen startet i desember 1985, og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

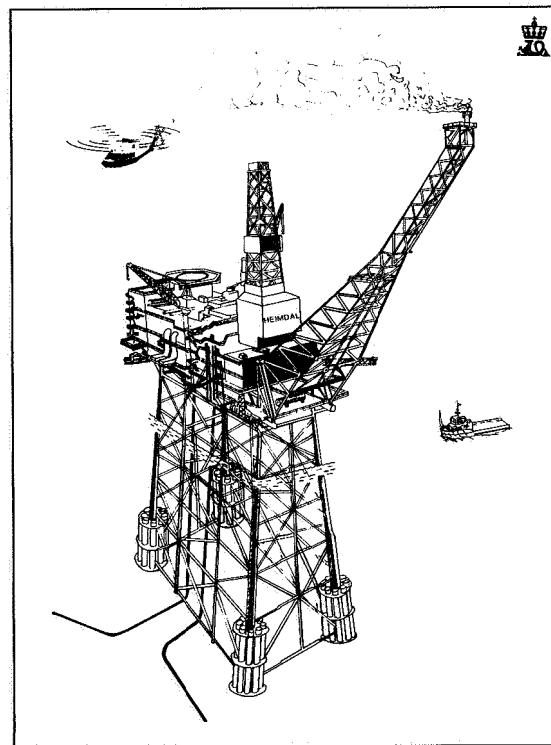
**Transport**

Gassen fra Heimdal-feltet blir transportert i Statpipe. Rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipe-systemet på stigerørsinnretning 16/11 S.

**Målesystem**

Oljedirektoratet fører tilsyn med målesystemene for gass og kondensat. Tilsyn med målesystemet for kon-

**Fig. 2.7.7**  
**Innretning på Heimdal**



densat utføres i samarbeid med Department of Trade and Industry i Storbritannia, da kondensatet transporteres via Forties-rørsystemet fra Brae-feltet i britisk sektor til Cruden Bay i Skottland. Fra Heimdal til Brae blir kondensatet transportert i en egen rørledning.

**Kostnader**

Totale investeringer på feltet er beregnet til rundt 13.1 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid ventes å bli 5.6 milliarder 1992-kroner.

**2.7.8 Frigg-området****2.7.8.1 Frigg**

Utvinningstillatelse 024

**Rettighetshavere**

Norsk del (60.8200 %)	
Elf Petroleum 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 Exploration UK Ltd	26.1190 %
Total Oil Marine Ltd	13.0600 %



Elf Petroleum 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 2.7.8.a. Feltet er unitisert og 60.82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne.

Frigg-feltet ble påvist våren 1971 og ble erklært drivverdig 25.4.1972.

#### Utnyttelse av forekomstene

Norsk andel av de totale reserver er anslått til  $110 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass. I 1984 ble det oppdaget tildels stor og ujevn vannstigning i reservoaret. Flere brønner ble boret/fordypet 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 er en udrenert sone og det er boret en tilleggsbrønn for å få produsert den gjenværende gassen. Det er også boret en brønn fra DP2 til den delen av reservoaret som ligger under CDP1 for å ta ut denne delen av den gjenværende gassen etter at CDP1 er nedstengt.

#### Produksjonsanlegg

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 Fase 1 startet 13.9.1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra Fase 2 startet sommeren 1978. Figur 2.7.8.b viser innretningene på Frigg-feltet.

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

Gass fra Nordøst-Frigg, 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.

TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 er modifisert for å tilpasse kompressoranelegget 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 lig-

ger 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 Trade and Industry. 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 23.5 milliarder 1992-kroner. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 11.1 milliarder 1992-kroner.

#### 2.7.8.2 Øst-Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2), se figur 2.7.8.a:

#### Rettighetshavere

Elf Petroleum 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 %

Utvinningstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985).

#### Rettighetshavere

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

Elf Petroleum Norge A/S er operatør for Øst-Frigg-feltet. Øst-Frigg Alpha 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 området. Reservene er fordelt med 95.129 % på utvinningstillatelse 024 og 026 og 4.871 % på utvinningstillatelse 112. Feltet ble erklært drivverdig i august 1984 og ilandføringssøknaden ble behandlet i Stortinget 14.12.1984. Produksjonen kom i gang i august 1988 og salget av gass startet 1. oktober 1988.

#### Utnyttelse av forekomstene

Øst-Frigg-feltet består av to hovedstrukturer, Alpha 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 salgavtalen.

Gassreservene var opprinnelig anslått til  $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  på Alpha og  $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  på Beta, totalt  $13 \times 10^9$

Sm<sup>3</sup>. Produksjonen på Frigg har imidlertid ført til betydelig trykkreduksjon og hellende væskekontakter på Øst-Frigg, samt gasslekkasje på omtrent  $6.4 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> fra Alpha. 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  $8.2 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup>;  $5.1 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> i Alpha-strukturen og  $3.1 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> i Beta-strukturen. På grunn av disse problemene er det blitt boret en tredje brønn på Alpha-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 2.7 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 0.6 milliarder 1992-kroner.

#### 2.7.8.3 Nordøst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

##### Rettighetshavere

Elf Petroleum 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)

##### Rettighetshavere

Esso Norge a.s	100 %
----------------	-------

Statoil har rett til 17.5 % av netto-overskudd før skatt.

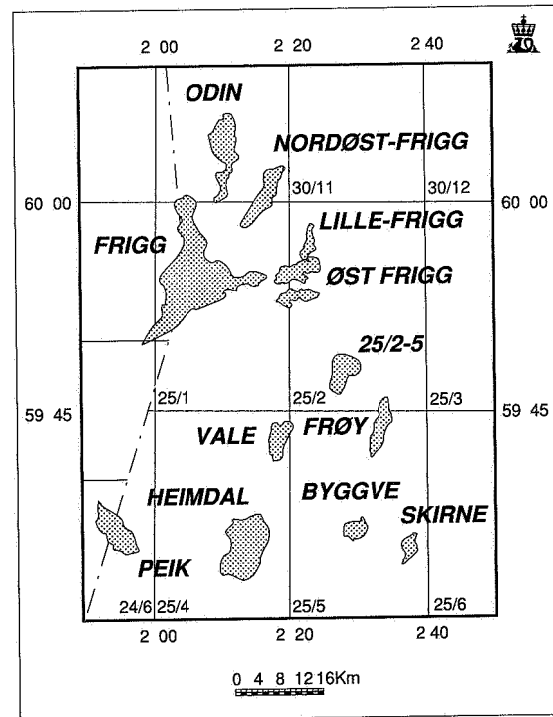
Feltet Nordøst-Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10, se figur 2.7.8.a, og ny fordeling av gassreservene i august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Petroleum Norge A/S er operatør.

Gassfeltet Nordøst-Frigg ble påvist i 1974. Endelig utbyggingplan ble vedtatt i 1980.

#### Utnyttelse av forekomstene

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

Fig. 2.7.8.a  
Frigg-området



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 kontraktsmengder. For å oppnå en mer langstrakt salgsprofil skulle salget fortsette ved levering fra Frigg etter produksjonsstans på Nordøst-Frigg.

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

#### Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med seks brønner som er boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen, se figur 2.7.8.b. Rammekonstruksjonen har i tillegg til brønnhodene og ventiltrærne en manifold som samler 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 sevice- 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 3.1 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli 0.7 milliarder 1992-kroner.

### 2.7.8.4 Odin

Utvinningstillatelse 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 2.7.8.a, og Esso er operatør for feltet. Gassfeltet ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

#### Utnyttelse av forekomstene

Totale 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 kontraktsmengder.

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

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 forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter, se figur 2.7.8.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 rørledningen til St. Fergus.

#### Kostnader

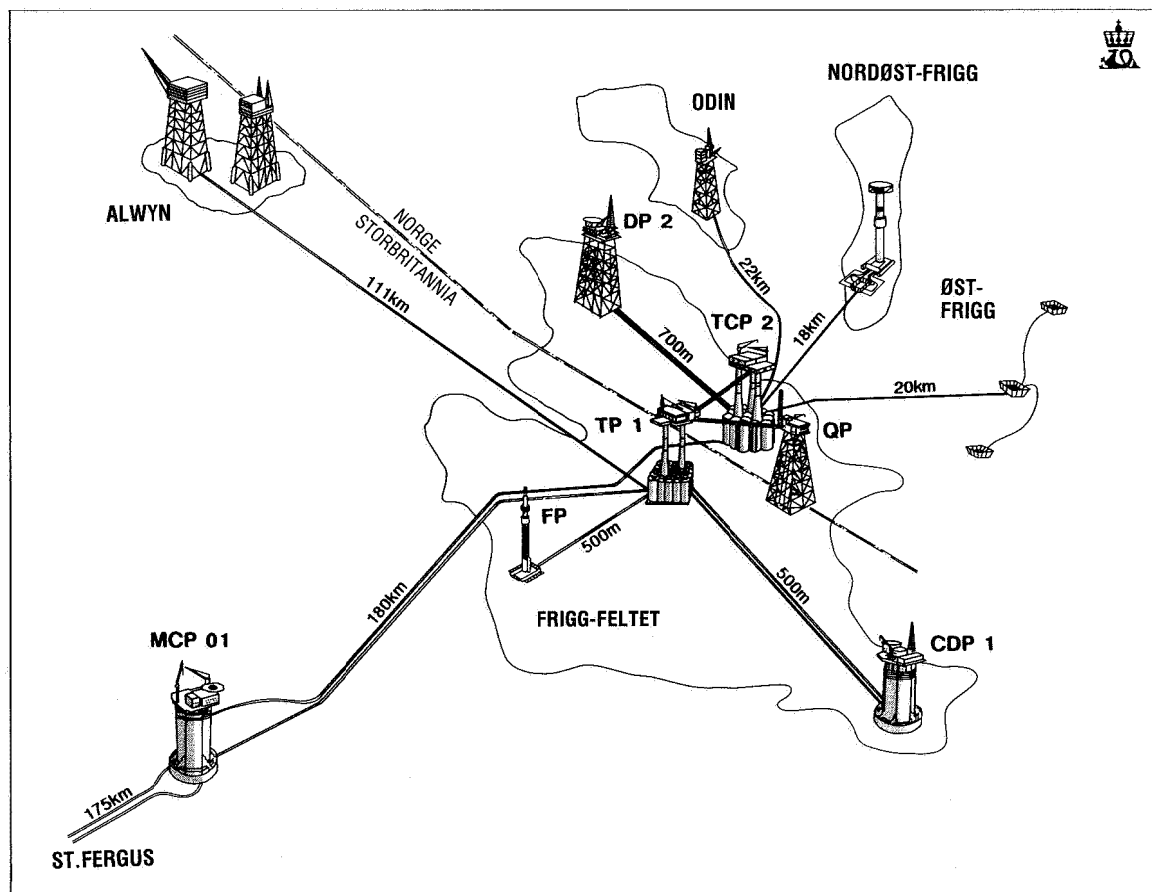
Totale investeringer på feltet anslås til 4.4 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 3.0 milliarder 1992-kroner.

### 2.7.9 Oseberg-området

#### 2.7.9.1 Oseberg

Oseberg-feltet strekker seg inn i to blokker, blokk 30/6, utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979,

Fig. 2.7.8.b  
Innretninger i Frigg-området



og blokk 30/9, utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982, se figur 2.6.9.a.

### Eierfordeling for Oseberg

Den delen av utvinningstillatelsene som omfatter Oseberg, er unitisert mellom de to utvinningstillatelsene. 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).

Rettighetshaverne til det unitiserte Oseberg er:	
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65.0400 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.7500 %
Saga Petroleum a.s	8.6100 %
Elf Petroleum Norge A/S	5.6000 %
Mobil Development Norway A/S	4.2000 %
Total Norge A/S	2.8000 %

### Utnyttelse av forekomstene

Det første funnet påviste gass i 1979, mens senere boringer påviste oljereservoar med gasskappe. Feltet består av flere reservoar i Brent-gruppen på flere strukturer. Hovedreservoarene er i Oseberg-formasjonen på Alpha- og Gamma-strukturene. Utbyggingssøknaden ble behandlet av Stortinget i vårsesjonen 1984.

Opprinnelig var det planlagt å injisere vann i reservoaret på Alpha-strukturen og reinjisere den assosierte gassen i reservoaret på Gamma-strukturen. Etter nye studier ble dette i 1986 endret til gassinjeksjon i begge strukturene. For å få nok gass til en effektiv gassinjeksjon med trykkvedlikehold, ble det samtidig vedtatt å kjøpe gass fra Troll og å gjennomføre TOGI (Troll Oseberg Gas Injection) utbyggingen med en rørledning fra Troll til feltsenteret på Oseberg. Gassproduksjonen fra TOGI startet i februar 1989 og anlegget skal levere omkring  $25 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass over en 12-års periode. I forbindelse med fremskyndingen av Oseberg C, henter operatøren ytterligere injeksjonsgass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma Nord (se avsnitt 2.7.9.2).

For å få en bedre forståelse av reservoaret og oppførselen under produksjon, ble det fra høsten 1986 til våren 1988 gjennomført et langtidstesteprogram ved hjelp av et produksjonstesteskipp.

Ordinær produksjon startet på feltsenteret i desember 1988 med åtte forborede produksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Som følge av de forborede brønnene nådde man raskt full produksjon. Oseberg C startet produksjonen i september 1991 og nådde også raskt full produksjon på grunn av forborede brønner. Økte reserver i den nordlige del av feltet førte til at det ble lagt en flerfase rørledning fra C-innretningen til feltsenteret. Ledningen vil bidra til en optimalisering av produksjonen og en bedre utnyttelse av prosesskapasiteten på feltsenteret.

Total oljeutvinning fra feltet er beregnet til rundt

$277 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup>. Dette er en gjennomsnittlig utvinningsgrad på nær 54 %. Bruk av horisontale produksjonsbrønner var ikke planlagt opprinnelig, men flere er blitt boret det siste året med gode erfaringer og flere horisontale brønner planlegges. Dette sammen med generelt god produksjonserfaring er hovedårsaken til at forventet utvinningsgrad er økt fra i fjor. Selv om utvinningsgraden allerede er forholdsvis høy er det fortsatt muligheter for økt oljeutvinning fra feltet.

Som en foreløpig avslutning på det prosjektet som har pågått over flere år for å undersøke muligheten av å øke utvinningen ved å tilsette overflateaktive stoffer (tensider) til injeksjonsvannet i de delene av reservoaret som skal utvinnes med vanninjeksjon, ble det sommeren 1992 utført en-brønnstest med bruk av sporstoff for å fastslå restoljemetningen rundt brønnen etter vanninjeksjon og etter injeksjon av tensider. Resultatene er ikke ferdig tolket, men foreløpige resultater tyder på at testen var vellykket og at injeksjon av tensider fører til redusert restoljemetning.

Gassen i feltet planlegges produsert og solgt i en gassproduksjonsfase fra 2003 til ca 2021.

### 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, en 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 oljebehandlingsskapasitet er omkring 55 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg 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 oljebehandlingsskapasitet er omkring 20 000 Sm<sup>3</sup> per dag.

En oversikt over innretningene er vist på figur 2.7.9.

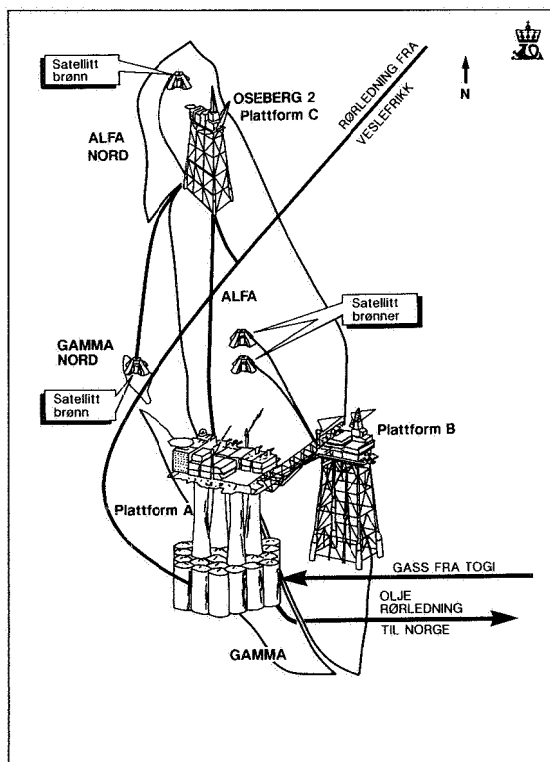
### Transportsystemer

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 Sm<sup>3</sup> per døgn. Største vanddyp for ledningen er rundt 350 meter.

Anlegget, inklusive terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessentselskap 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 produksjonsstart for Oseberg.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

**Fig. 2.7.9**  
**Innretninger på Oseberg**



- rørledningsutstyr på Oseberg
- rørledning til havs
- ilandføringssted
- rørledning på land
- terminal

Gasseksporten fra Oseberg vil etter de nåværende planer starte i år 2003. 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.

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

Målesystem for Oseberg C ble satt i drift ved produksjonsstart september 1991.

#### Kostnader

Ved utgangen av 1992 var det investert rundt 40.6 milliarder 1992-kroner i Oseberg-feltet. Totale investeringer er antatt å bli rundt 49.1 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader er forventet å bli rundt 32.2 milliarder 1992-kroner til og med år 2010. Kostnadene er eksklusive transportsystemet OTS.

#### OTS-kostnader

Totale investeringer er rundt 4.8 milliarder 1992-kroner. Driftskostnadene forventes å bli rundt 3.7 milliarder 1992-kroner til og med år 2000.

#### 2.7.9.2 Gamma Nord

Utvinningstillatelse 053

#### Rettighetshavere

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

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

#### 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 ble først påvist gass med en tynn oljesone i øvre del av Statfjord. For å produsere mest mulig av oljen før gassen tas ut ble det valgt å benytte en horisontal produksjonsbrønn. I forbindelse med boringen av denne ble det også påvist olje i nedre del av reservoaret. Produksjonsbrønnen er en havbunnskomplettert brønn som er knyttet til Oseberg C. Feltet ble satt i produksjon i oktober 1991, og oljeproduksjonen fra den horisontale brønnen har utviklet seg betydelig bedre enn forventet. All gassen som produseres blir injisert i Osebergfeltet.

Total oljeproduksjon er foreløpig beregnet til omkring  $0.92 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  og gassproduksjonen til omkring  $6.20 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ .

For å undersøke om det også kan produseres olje fra det undre reservoaret skal det bores en avgrensingsbrønn i 1993, og på bakgrunn av resultatene vil man ta stilling til hvordan det eventuelt skal gjøres.

#### Målesystem

Olje- og gassmålesystem ble tatt i bruk ved produksjonsstart medio oktober 1991. Det benyttes et forenklet målesystem.

#### 2.7.10 Veslefrikk

Utvinningstillatelse 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 ble opprinnelig boret fire letehull i blokken, hvorav to på selve Veslefrikk-strukturen. I 1992 ble det boret ytterligere en letebrønn i et tilleggsprospekt (G-prospektet) langs strukturens sydøstre flanke.

Drivverdighetserklæringen ble lagt frem for rettighetshaverne i november 1986. Plan for utbygging og drift ble fremlagt i februar 1987 og godkjent i Stortinget i april 1987. En oppdatert reservoarstyringsplan etter forboring av seks produksjonsbrønner, ble fremlagt i september 1989. Feltet ble satt i produksjon 26.12.1989. Etter boring av 13 produksjonsbrønner ble nok en revidert plan for styring av reservoaret utarbeidet i februar 1992.

#### Utnyttelse av forekomstene

Veslefrikkfeltet utgjør den høyeste delen av en svakt buet struktur med nedforkastede områder på alle sider. Drivverdige ressurser finnes i Brent-gruppen og i Intra Dunlin Sand (IDS). Ressurser finnes også i et dypere reservoar i Statfjord-formasjonen. Man forventer å legge frem en plan for utbygging og drift av dette i 1993. Dette reservoaret har gasskappe og et høyere innhold av assosiert gass enn ressursene i Brent og IDS. Ytterligere ressurser ble påvist i Brent og IDS i G-området, et nedforkastet segment langs feltets sydøst-flanke, av letebrønn 30/3-5 (juni 1992).

Reservene er per februar 1992 oppjustert med ca 20% siden produksjonsstart. Oppjusteringen skyldes økt bergartsvolum fordi reservoarene i flere brønner har kommet inn høyere enn forventet. Videre er utvinningsfaktoren økt ettersom produksjonshistorien indikerer bedre lateral kommunikasjon over forkastninger enn opprinnelig antatt. Offisielle reserver er nå  $43.8 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $3.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass (henholdsvis 36.4 og 3.1 ved produksjonsstart). Det er videre potensiale for ytterligere øking av reservene da ressursene i G-området, og ressurser i isolerte trykkregimer i Øvre Brent ikke er inkludert i de siste beregningene.

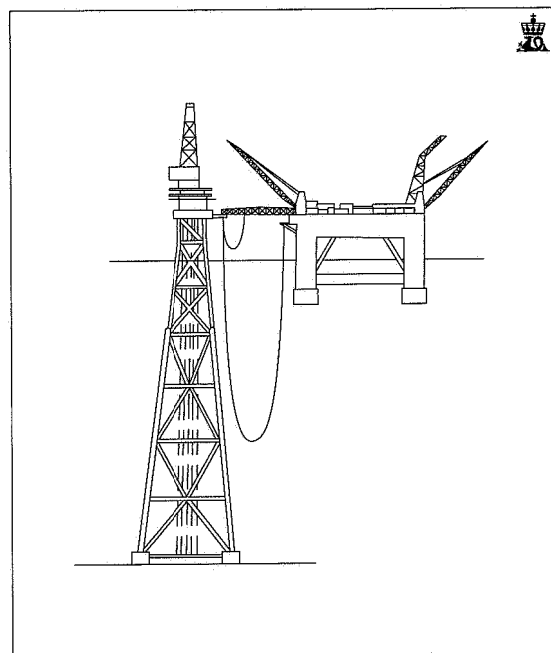
Feltet produseres ved vanninjeksjon. Forsinket oppstart av vanninjeksjon og problemer med regulariteten førte til en periode med lavere produksjon enn forventet fra februar 1991. Forbedret injeksjon har gitt en positiv trykkutvikling og stabil produksjon. VAG-injeksjon kan øke utvinningen vesentlig. Studier så langt tyder på at oppstarting i 1996 vil gi best resultat. Effekten av VAG er imidlertid følsom overfor trykkforholdene i reservoaret.

#### 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 seks forborede brønner. Den halvt nedsenkbare innretningen (tidligere boreinnretning «West Vision») er forankret og tilkoplek den faste brønnhodeinnretningen.

Produksjonsanlegget på Veslefrikk har hatt en re-

**Fig. 2.7.10**  
**Innretninger på Veslefrikk**



gularitet på 95%. Vanninjeksjon ble igangsatt våren 1991.

Figur 2.7.10 viser innretningene på Veslefrikk.

#### Transport

En oljerørledning er tilkoplek Oseberg-transportsystem 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

Målingene av olje og gass levert fra Veslefrikk-feltet har fungert tilfredsstillende i 1992.

#### Kostnader

Totale investerings- og driftskostnader over feltets levetid er beregnet til henholdsvis 9.4 milliarder og 11.9 milliarder 1992-kroner.

#### 2.7.11 Gullfaks

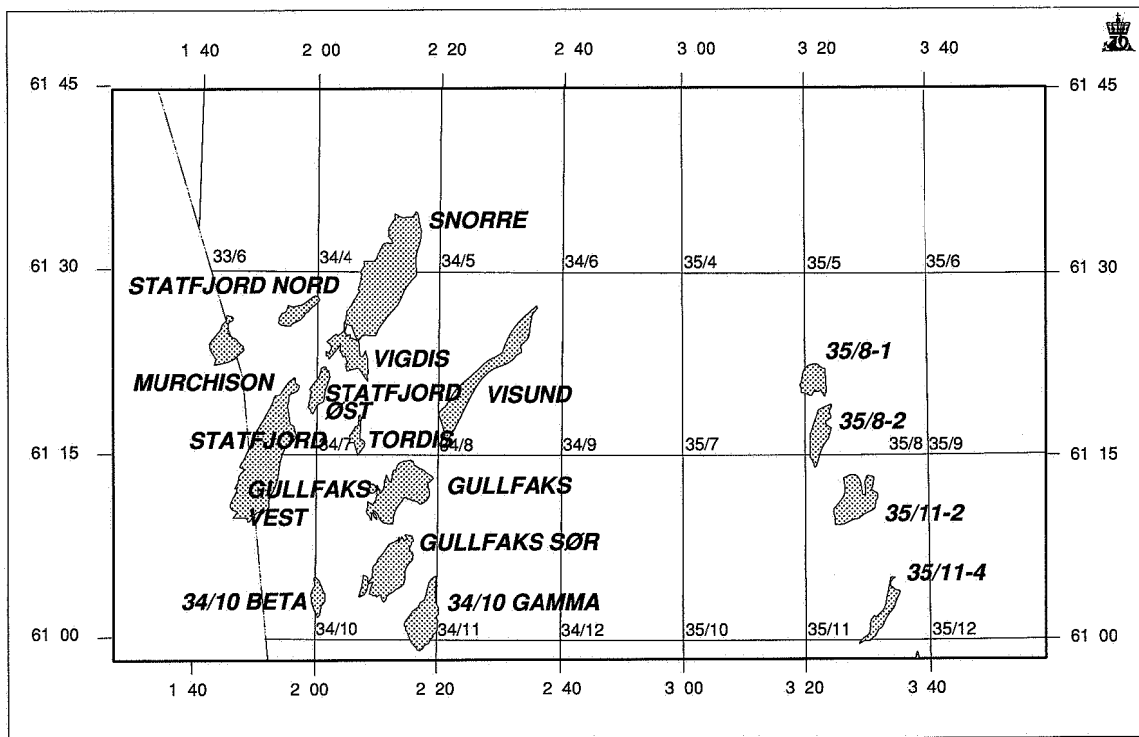
Utvinningsstillatelse 050

#### Rettighetshavere

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

Feltet ligger i nordøstlig del av blokk 34/10 og dekker et område på omtrent  $200 \text{ km}^2$ , se figur 2.7.11.a. Det ble oppdaget i 1978. På grunn av fasevis utbygging ble separate feltutviklingsplaner for fase 1 og 2

Fig. 2.7.11.a  
Gullfaks-, Statfjord- og Snorre-området



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 1000 meter sprang avgrensner feltet i sør, øst og nordøst.

Reservene er fordelt mellom Brent-gruppen, Cook- og Statfjord-formasjonene. Det totale utvinnbare oljevolumet er  $230 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Reservene fordeles seg med 61 % i fase 1 og 39 % i fase 2. Fra fase 2 startet produksjonen i desember 1989.

I 1992 har Gullfaks-feltet produsert over prognosene og økningen i produksjonen skyldes i første rekke at økningen i vannkutt kommer senere enn det som er simulert. Andre grunner for høy produksjon

er flere brønner, horisontale brønner (feltets første horisontale brønn, 34/10-A-34A, kom i produksjon i november 1991), høy regularitet, vellykkede tiltak og aktiv oppfølging av styringskriteriene for brønnene. Vann- og sandproduksjon er fremdeles en begrensende faktor. Det forventes å produsere 23 millioner  $\text{Sm}^3$  olje i 1993 mot forventet 24 millioner  $\text{Sm}^3$  olje i 1992. Produksjonen reduseres så gradvis til år 2006.

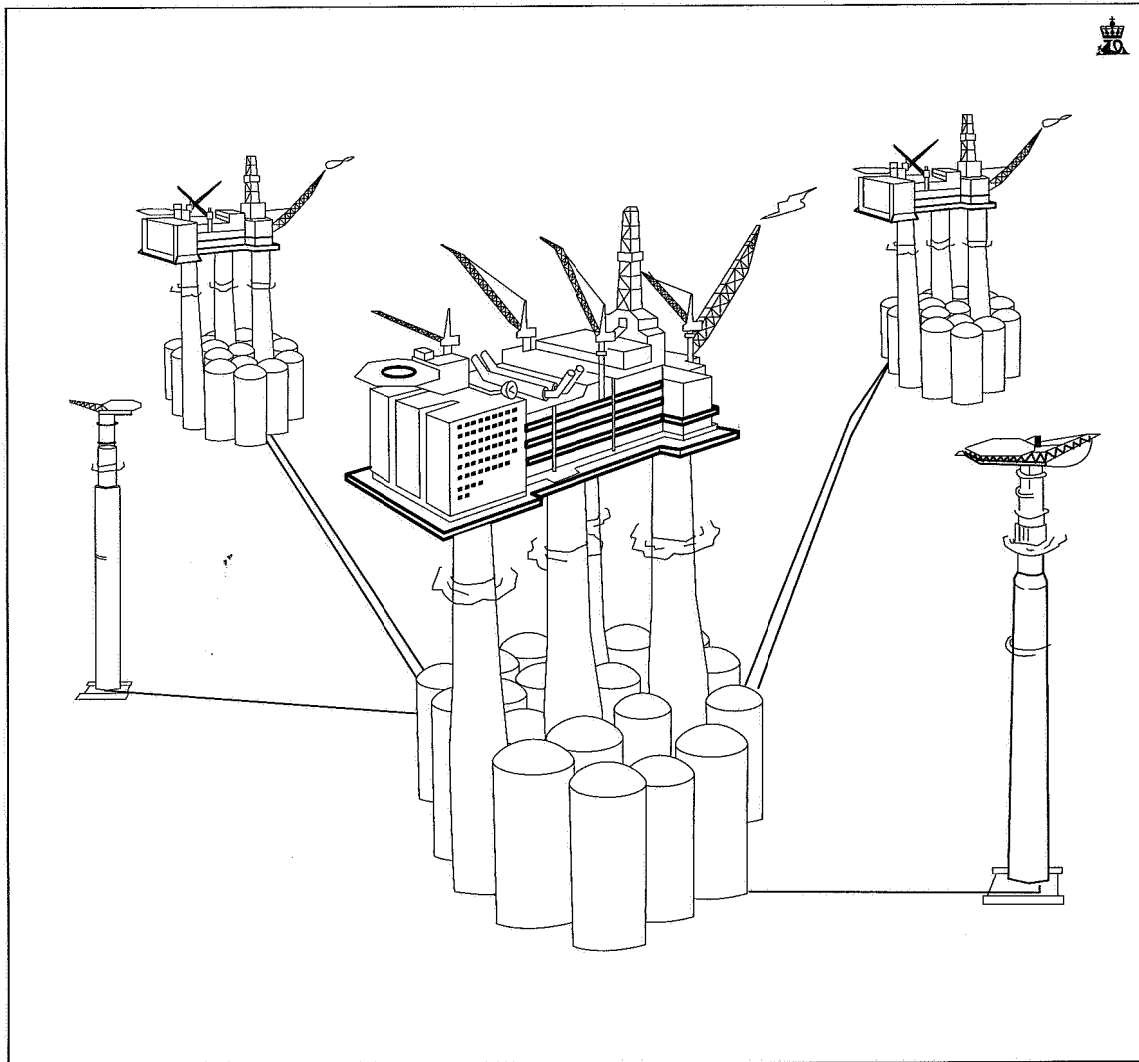
Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlikehold ved vanninjeksjon, men alternative metoder for å øke utvinningen blir vurdert og utprøvd. VAG-forprosjekt er gjennomført, og ga trolig en merutvinning av olje på minst 0.1 millioner  $\text{Sm}^3$  pluss noe akselerasjonsgevinst. En-brønnstest med tensidininjeksjon og boring av horisontale brønner startet i 1991. Også injeksjon av tynn gel vurderes som en aktuell metode på Gullfaks, og denne planlegges utprøvd i begynnelsen av 1993. 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 2.7.11.b. C-innretningen i fase 2 er i hovedsak bygget som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinns separasjon.

Gullfaks A er plassert på den sørlige delen av feltet og startet produksjonen den 21.12.1986. Prosesska-

**Fig. 2.7.11.b**  
**Innretninger på Gullfaks**



pasiteten er på 52 000 Sm<sup>3</sup> olje og 35 000 m<sup>3</sup> vann per døgn. Vanninjeksjonskapasiteten på Gullfaks A er 75 000 m<sup>3</sup> per døgn. Innretningen har ved utgangen av året 27 produksjonsbrønner og ni vanninjeksjonsbrønner, hvorav totalt seks er havbunnskompletterte brønner.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon 29.2.1988. Den har en prosesskapasitet på 30 000 Sm<sup>3</sup> olje og 30 000 m<sup>3</sup> vann per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og Gullfaks C for videre prosessering og lagring. I 1991 ble det installert et eget vanninjeksjonsanlegg på Gullfaks B med en kapasitet på 30 000 m<sup>3</sup> per døgn. I tillegg kan det injiseres vann som overføres fra Gullfaks A. Ved utgangen av 1992 er 16 produksjonsbrønner og åtte 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 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 50 000 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 ti produksjonsbrønner og tre vanninjeksjonsbrønner.

#### **Gullfaks Vest**

Gullfaks Vest er et oljefelt som ligger i blokk 34/10. Feltet ble påvist av letebrønn 34/10-34 som ble boret sommeren 1991.

Feltet vil bli utvunnet ved hjelp av to horisontale produksjonsbrønner med naturlig vann driv. Gullfaks Vest inneholder utvinnbare oljereserver på 3.3 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> som skal utvinnes i løpet av 12 år. De to horisontale brønnene er planlagt boret fra Gullfaks B.



**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.

**Kostnader**

Totale investeringskostnader og driftskostnader over feltets levetid er beregnet til henholdsvis 67.7 og 47.3 milliarder 1992-kroner (eksklusiv Gullfaks Vest). For Gullfaks Vest er investeringer beregnet til 200 millioner og driftskostnader til 50 millioner 1992-kroner.

**2.7.12 Statfjord**

Utvinningstillatelse 037

**Rettighetshavere**

Norsk del (85.23869 %)	
Mobil Development Norway A/S	12.785804 %
Den norske stats oljeselskap a/s (Statoil)	42.619345 %
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 A/S	0.887903 %
Amerada Hess Norge A/S	0.887903 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	0.887903 %
Britisk del (14.76131 %)	
Conoco North Sea Inc.	4.920437 %
BP Petroleum Development Ltd.	4.920437 %
Chevron U.K. Ltd.	4.920437 %

Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12, se figur 2.7.11.a. Statfjord-feltet strekker seg over på britisk side. Feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Statfjord-feltet er Norges største oljefelt.

Rettighetshaverne på Statfjord-feltet har nå avsluttet sitt langvarige arbeid med refordelingen av feltet mellom Norge og Storbritannia. En uavhengig ekspert som var godkjent av begge parter, ble benyttet for å fastsette ny fordeling av ressursene. Endelig ekspertavgjørelse vedrørende refordeling av feltet forelå i august 1991. Resultatet medførte at norsk andel økte med 1.4547 % til 85.23869 %. Den nye fordelingen hadde virkning fra 1.9.1991. Den tilhørende tilbakelevering av oljevolum fra britisk side skal foregå i 24 måneder fra denne dato.

**Utnyttelse av forekomstene**

De totale utvinnbare mengder av olje er oppjustert i 1992 og anslås nå til  $565 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ . Mengden utvinnbar assosiert gass er anslått til  $60 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  tørr gass og  $18.6 \times 10^6$  tonn NGL, som tas ut av gassen på Kårstø. Produksjonsstrategien som følges er basert

på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brent-reservoaret og injeksjon av gass i øvre del av Statfjord-reservoaret. En gasskappe er nå dannet i toppen av Statfjord-reservoaret og det har ført til økt gass/olje forhold i mange produsenter i dette reservoaret. I nedre del av Statfjord-reservoaret har operatøren nå planlagt vanninjeksjon.

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

Det er boret horisontale brønner både i Brent- og Statfjord-reservoaret, og det er boret langtrekkende høyavviksbrønner/horisontale brønner inn i de geologisk mer kompliserte østlige og nordlige deler av feltet.

Det er i 1992 utført studier for å vurdere hvorledes utnyttelsen av reservoarene kan økes. En plan for utnyttelse av Dunlin-reservoaret er under utarbeidelse. Dette reservoaret har begrenset ressursmengde sammenliknet med Brent- og Statfjord-reservoarene.

Avanserte metoder for økt oljeutvinning blir studert og dette kan føre til pilotforsøk på feltet.

**Produksjonsanlegg**

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 2.7.12.

**Statfjord A**

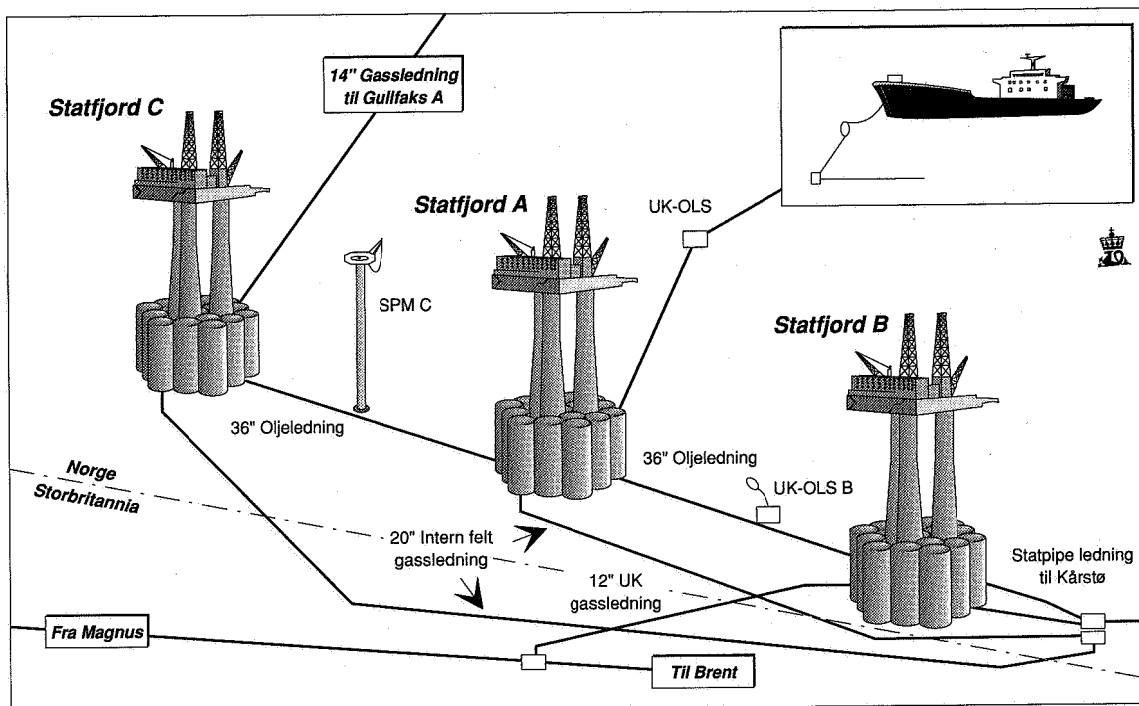
Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjord-feltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og 3 skaft. Dekket er av stål. Behandlingskapasitet for olje er nå ca  $59\,000 \text{ Sm}^3$  per døgn fordelt på to produksjonstog. Kapasitet for vannbehandlingsanlegget er ca  $24\,000 \text{ Sm}^3$ . Denne vil bli oppgradert da behovet er økende. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygd med 24 produksjonsbrønner, 10 vanninjeksjonsbrønner og 4 gassinjeksjonsbrønner. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet.

Snorre-feltet startet produksjon 3. august 1992. Snorres produksjon tas inn på Statfjord A etter 2. trinns separasjon på Snorre TLP. Dette har medført at Statfjord A nå produserer opp mot maksimal behandlingskapasitet. Statfjord A har i 1992 hatt en gjennomsnittlig egen oljeproduksjon på ca  $35\,400 \text{ Sm}^3$  per dag.

**Statfjord B**

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og 4 skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er ca  $40\,000 \text{ Sm}^3$  per dag i en produksjonslinje. På Statfjord B er vannbehandlingskapasiteten under

**Fig. 2.7.12**  
**Innretninger på Statfjord-feltet**



oppgradering til ca 26 000 Sm<sup>3</sup> per døgn. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982. Statfjord B er utbygget med 23 produksjonsbrønner, 8 vanninjeksjonsbrønner og 2 gassinjeksjonsbrønner. Statfjord B hadde etter 10 år produsert  $12 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje. Oljeproduksjonen var i 1992 høyere enn noensinne. Dette er oppnådd ved at man har utnyttet testseparator som produksjonsseparator. Statfjord B har i 1992 hatt en gjennomsnittlig oljeproduksjon på ca 36 400 Sm<sup>3</sup> per dag.

#### 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. Produksjonskapasiteten er 43 500 Sm<sup>3</sup> i en produksjonslinje. Statfjord C vil få oppgradert sin vannbehandlingskapasitet på samme måte som Statfjord B. Statfjord C kom i produksjon 26.6.1985, og er bygget ut med 24 produksjonsbrønner, 8 vanninjeksjonsbrønner og 2 gassinjeksjonsbrønner. Arbeidet med å klargjøre Statfjord C for å ta imot produksjon fra Statfjord-satellittene pågår. Forventet produksjonsstart for satellittene er i løpet av 1994. Statfjord C har i 1992 hatt en gjennomsnittlig oljeproduksjon på ca 39 200 Sm<sup>3</sup> per dag.

#### Transportsystemer

Gass transporteres via Statpipe-rørledningen og selges i Emden, mens NGL tas ut på Kårstø og selges der. Storbritannia tar ut sin del av gassen gjennom

NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) fra Statfjord B til Shells terminal i St. Fergus i Skottland hvor gassen blir solgt.

Stabilisert olje lagres i lagerceller på hver innretning, før den pumpes ombord i tankskip via ett av de tre lastesystemene på feltet.

#### Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på hver av de tre innretningene. Etter at Snorre begynte å produsere får Statfjord A bestemt sin produksjon som en differanse mellom totalt målt på Statfjord A minus mengde målt på Snorre.

#### Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet frem til år 2010 antas å ville bli rundt 70.9 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader frem til år 2010 er beregnet til 78.1 milliarder 1992-kroner. Beløpene gjelder for den norske andelen.

#### 2.7.13 Murchison

(Utvinningstillatelse 037)

#### 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 Norwegian A/S	0.2312 %

Conoco (UK) Ltd. er operatør for Murchison-feltet. Feltet ble påvist i august 1975, og ligger i blokk 211/19 på britisk side, og i blokk 33/9 på norsk side, se figur 2.7.11.a. Den norske andelen er 22.2%. Utbyggingen av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. De britiske og norske rettighetshavere inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av Murchison-feltet. Produksjonen startet i 1980.

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservene for hele feltet er  $57 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $1.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass i Brent-gruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. 1984 var 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  $26\,200 \text{ Sm}^3$  olje per døgn, se figur 2.7.13. Innretningen kom i produksjon den 28.9.1980. Den første tiden ble det produsert fra to havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger på rundt  $5\,000 \text{ Sm}^3$  olje per døgn.

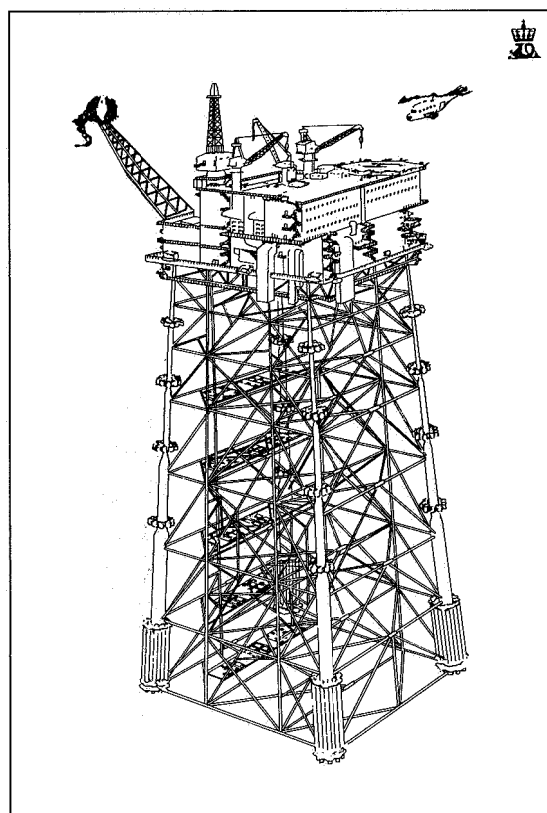
#### Transport

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.

#### Målesystem

Det blir foretatt årlig driftstilsyn i samarbeid med Department of Trade and Industry.

**Fig. 2.7.13**  
**Innretning på Murchison**



#### Kostnader

Totale kostnader på Murchison-feltet frem til år 2001 antas å bli rundt 4.7 milliarder 1992-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli omtrent 2.8 milliarder 1992-kroner. Beløpene gjelder for norsk andel (22.2 %).

#### 2.7.14 Snorre

Utvinningstillatelse 057 og 089

#### Rettighetshavere

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7 med Saga som operatør. Blokk 34/4 ble tildelt ved utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt ved utvinningstillatelse 089 i 1984. Rettighetshaverne har antatt en fordeling av reservene på 30 % i blokk 34/4 og 70 % i blokk 34/7.

Rettighetshaverne til 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 (Norsk) A/S	9.6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8.2658 %
Elf Petroleum Norge A/S	5.5106 %
Amerada Hess Norge A/S	1.4559 %

Enterprise Oil Norwegian A/S	1.4559 %
DNO Olje A/S	0.6888 %

Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet ble godkjent i Stortinget i 1988. Forboring av brønner startet høsten 1990, og feltet ble satt i produksjon 3. august 1992.

#### Utnyttelse av forekomstene

Snorre-feltet består av flere større forkastningssegmenter som i hovedsak ikke antas være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluvi-ale sandsteiner i Statfjord-formasjonen (nedre jura) og Lunde-formasjonen (øvre trias). Både i Lunde- og Statfjord-formasjonen antas de mektigste reservoarintervallene å representere sammenhengende kanalbelter der kontrollen over utbredelse og overordnet geometri i hovedsak er god. De tynnere reservoarintervallene antas i større grad å representere mindre kanalbelter og enkeltstående kanaler der det knytter seg adskillig større usikkerhet både til utbredelse og geometri.

Reservene på Snorre er etter at plan for utbygging og drift ble fremlagt, justert fra  $119 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $7.5 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass, til  $130 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje og  $6.7 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass. Oppjusteringen av oljereservene skyldes i hovedsak oppdatert geologisk modell og reservoarmodell på bakgrunn av reprocessert seismikk og data fra de forborede brønnene. I tillegg er prognosert økt utvinning på  $3 \times 10^6$  Sm<sup>3</sup> olje som følge av at et VAG (vann- alternerende gass injeksjon) pilotprosjekt er inkludert. Reservene er sannsynligvis enda større da forlengelse av letebrønn 34/7-20 ga tydelige indikasjon på at olje/vann-kontakten i ett av forkastningssegmentene ligger betydelig dypere enn tidligere antatt. En langtidstest av tilleggsressurser i Lunde-formasjonen høsten 1993 kan også gi grunnlag for oppjustering av reservene.

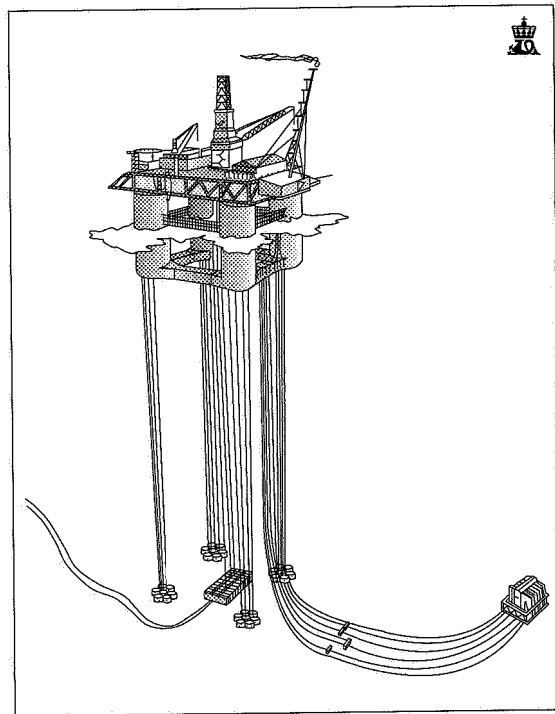
Feltet produseres ved vanninjeksjon. I tillegg vurderes VAG-injeksjon. Dette avhenger bl a av resultatene av VAG-prøveprosjektet som er planlagt igangsatt høsten 1994. Den største usikkerhetsfaktoren på Snorre-feltet er kommunikasjonsforholdene i reservoaret. Dette gjelder først og fremst de mindre kanalbeltene og enkeltstående kanaler der utbredelse og geometri er vanskelig å forutsi.

#### Produksjonsanlegg

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 strekkstagnretning i sør og en havbunnsinnretning i den sentrale delen av feltet, se figur 2.7.14. Oljen blir separert i to trinn på Snorre-innretningen som ble satt i drift 3. august 1992.

Havbunnsanlegget klargjøres for produksjon i januar 1993. Etter prosessering på Snorre transporteres oljen til Statfjord A for videre prosessering. Fase 2 av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet. Det vurderes to alternativer. En mulighet er å flytte strekkstagnretningen, en annen er videre utbygging med produksjonsinn-

**Fig. 2.7.14**  
**Innretning på Snorre**



retninger på havbunnen. Behandlingskapasiteten for olje på Snorre-innretningen er  $30\,000$  Sm<sup>3</sup> per dag. Produksjonen har steget raskt fra oppstartingsdato til ca  $17\,000$  Sm<sup>3</sup> i gjennomsnitt per dag.

#### Transportsystemer

Oljen fra Snorre blir solgt via lastesystemet på Statfjord A. Gassen blir solgt via Statpipe-systemet via Statfjord A.

#### Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på Snorre-innretningen.

#### Kostnader

Investeringene i utbygging av fase 1 og 2 er i henhold til operatørens rapportering samlet ca 38 milliarder 1992-kroner. Estimater forutsetter videre utbygging med produksjonsinnretninger på havbunnen. Driftskostnadene for dette konseptet er tilsvarende rapportert til ca 17 milliarder 1992-kroner fram til 2011. De tilsvarende tallene for fase 1 alene (gitt at fase to realiseres) er ca 25 milliarder (investeringer) og ca 11 milliarder (drift) 1992-kroner. Særlig fase 2-tallene er usikre.

#### 2.7.15 Mime

Utvinningstillatelse 070

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) 51.0000 %  
Norsk Hydro Produksjon A/S (operatør) 24.5000 %

Saga Petroleum a.s.	9.8000 %
Norske Conoco A/S	7.3500 %
Mobil Exploration Norway Inc.	7.3500 %

Mime er et lite oljefelt 7 km nord for Cod i blokk 7/11, tildelt i 1987. Hydro fant feltet i 1982, og det har vært i testproduksjon siden oktober 1990. Videre drift av feltet ble godkjent av myndighetene 6.11.1992.

#### Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av øvre jura sandstein i Ula-formasjonen. Operatørens reservetall er  $0.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  olje og  $0.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$  gass.

Mime produseres med én brønn, sentralt plassert på strukturen. Brønnen er ut fra Oljedirektoratets geologiske forståelse av feltet, ikke plassert optimalt og den har lav produktivitet. For å øke produksjonen vil operatøren installere utstyr for å senke motakstrykket til Mime på Cod-innretningen. Ut over dette er det ikke planlagt videre arbeid med Mime. Total produksjon er avhengig av levetiden til Cod-innretningen.

#### Produksjonsanlegg

Produksjonen skjer via en undervannskomplettet brønn med overføring til Cod-innretningen. Brønnstrømmen fra Mime benytter testseparatoren på Cod til måling.

#### Transport

Olje og gass fra Mime blandes med gass og kondensat fra Cod-produksjonen og overføres til Ekofisk-feltet for ferdigprosessering og allokering. Oljen transporteres videre til Teesside, mens gassen benyttes på Ekofisk Senter.

#### Kostnader

Totale investeringskostnader for Mime-utbyggingen er anslått til 417 millioner 1992-kroner, ikke inkludert installasjon av ny kompressor på Cod. Driftskostnadene er anslått til 10 millioner 1992-kroner per år.

## 2.8 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

### 2.8.1 Eksisterende transportsystem

Det eksisterer tre ilandføringsrørledninger for olje og fire for gass fra norsk sokkel. En skisse over transportsystemet for olje og gass fra norsk kontinental-sokkel er vist i figur 2.8.

Den britiske andelen av gass fra Statfjord transporteres via NLGP til Shell's terminal i St. Fergus. Oljeledningen fra Ekofisk-området (inkludert Ula- og Valhalledningen) går til Teesside i Storbritannia. Oljetransport fra Oseberg går til Sture i Øygarden. Kondensat fra Heimdal transporteres via det britiske Brae- og Forties-systemet til den BP-opererte Kinneil-terminalen utenfor Edinburgh. Denne ledningen transporterer i hovedsak britisk olje og kondensat. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet

sammen i 1985 og ender opp i Emden i Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til Totals terminal i St. Fergus i Skottland.

#### Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe har følgende eiere:

Den norske stats oljeselskap a.s.(Statoil)	58.2500 %
Elf Petroleum Norge A/S	10.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8.0000 %
Mobil Development Norway A/S	7.0000 %
Esso 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 fra denne til stigerørsinnretningen 2/4-S på Ekofisk Senter.

Etter oppstart er Gullfaks-, Veslefrikk- og Snorre-feltene tilknyttet Statpipe-systemet oppstrøms av Kårstø-anlegget.

#### Kårstø

Den første Nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Levering av tørrgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er  $25 \times 10^6 \text{ Sm}^3$  per dag. Denne kapasitet vil utnyttes fullt ut i årene 1995/1996.

For å behandle og videresende denne gassmengde blir Kårstøanlegget modifisert, ved bl a å lage en omløpsledning fra våtgass- til tørrgass-side av anlegget. For å kunne håndtere de endrede transportbehov ved sammenkopling av Statpipe og Zeepipe, er gasstransport-kompressorene på Kårstø under oppgradering.

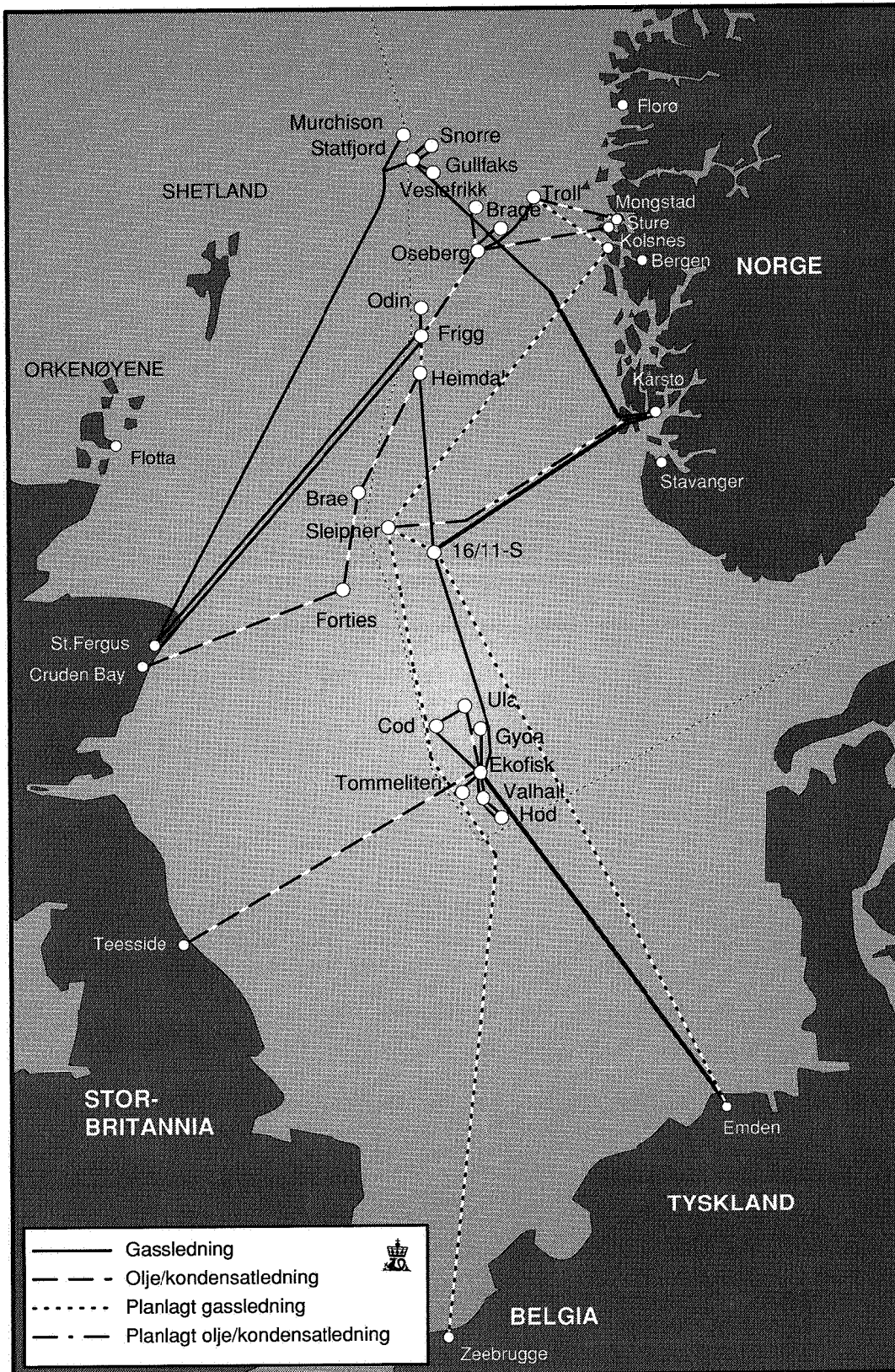
I forbindelse med utbygging av Sleipner er det på Kårstø-terminalen bygget et nytt anlegg for behandling av kondensat. Propan og butan vil skilles fra kondensatet, for så å bli lagret på felles tanker med tilsvarende produkter fra Statpipe før de selges. Kondensat er et nytt salgsprodukt fra Kårstø terminalen.

#### Målesystem

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

Måling av propan, butaner og nafta utføres med dynamisk måling. For Sleipner kondensat bygges det ny lastekai med tilhørende dynamisk målestasjon. Fra denne kaien vil det også være mulig å laste de øvrige produktene som idag skipes fra terminalen.

**Fig. 2.8**  
**Transportsystemer for olje og gass i Nordsjøen**





**Gasstransport, Norpipe**

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk Senter til Emden i Tyskland er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres gass fra Ekofisk-området, Statpipe, Valhall, Hod, Ula og Gyda. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen.

Phillips Petroleum Company Norway er operatør av ledningen.

**Emden**

Eier av anleggene ved Emden-terminalen er Norsesea Gas A/S. Norsesea Gas GmbH eier grunnen der anleggene står. Disse selskapene eies av Phillips-gruppen. Phillips Petroleum Norsk A/S er operatør på vegne av Phillips-gruppen.

Målestasjonen vil bli modifisert i 1993.

**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 Petroleum Norge A/S	2.2985 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Troll gass-salgavtale 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 og opprettholdelse av leveranser under drifts- og vedlikeholdsstans. Mengden til og fra lageret vil bli målt ved en ny fiskal målestasjon som opereres av Phillips i Emden. Lageret vil være klart for gassfylling i begynnelsen av 1993 og vil være operativt høsten 1993.

**Gasstransport Frigg**

Den norske Frigg-rørledningen eies av de norske Frigg rettighetshaverne. Eierandelene er:

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

Innretningen MCP-01 er en kompressorstasjon lokalisert midtveis mellom Frigg og St.Fergus. Den er 50 % norskeid. Kompressorene er nå fjernet og innretningen er ubemannet. Endel britiske felt er koplet til den norske Frigg-rørledningen via MCP-01. Så lenge innretningen var bemannet, ble deres mengder fastsatt ved måling på MCP-01. Etter avmanning blir mengdene fra de britiske feltene målt på den enkelte innretning.

**St Fergus**

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

**Oljetransport Norpipe A/S**

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter til Teesside i England er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres olje fra Ekofisk-området, Valhall, Hod, Ula og Gyda. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips-gruppen. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for rørledningen.

**Teesside**

Eierforholdet til anleggene ved Teesside-terminalen er delt mellom Norpipe A/S og Phillips-gruppen, gjennom selskapet Norpipe Petroleum UK Ltd. og Norsesea Pipeline Ltd. Phillips Petroleum Company UK Ltd. er operatør av anlegget.

**Oljetransport Oseberg**

Anlegget, inkludert terminalen på Sture, eies og drives av et eget interessentselskap 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 (OTS) ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg. Veslefrikk er senere tilknyttet OTS.

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

Rørledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 111 000 Sm<sup>3</sup> per døgn (under oppgradering til dette nivå). Største vanddyp for rørledningen er ca 350 m.

Transportsystemet ble satt i drift i desember 1988. Første oljelast fra Sture-terminalen gikk 20.12.1988.

**2.8.2 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 Petroleum Norge A/S	3.2985 %
Saga Petroleum a.s.	3.0000 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %
Total Norge A/S	1.0000 %

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til Kontinentet. Fase I av prosjektet er besluttet utbygd. Denne delen omfatter en ca 800 km lang rørledning med en diameter på 966.4 mm fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia og en ca 40 km lang rørledning med en diameter på 725 mm fra Sleipner til stigerørsinnretningen 16/11-S. Fase I, inkludert terminal i Zeebrugge, er under bygging og skal være klar for transport av gass i 1993. Kapasitet uten kompresjon vil være  $13 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass per år.

Fase IIA er også besluttet utbygd. Denne fasen omfatter en ca 300 km lang rørledning med en diameter på 966.4 mm fra Kollsnes til Sleipner.

Fase IIB er for tiden under utredning. Det forventes fremlagt plan for anlegg og drift for fase IIB i 1993. Denne fasen vil omfatte rør for å transportere gass fra Kollsnes til Frigg/Heimdal eller til stigerørsinnretningen 16/11-S. Dimensjon og trase for fase IIB er ikke bestemt.

#### Kostnader

De totale utbyggingskostnader er beregnet til 10.5 milliarder 1992-kroner for Zeepipe fase I, og 3.9 milliarder 1992-kroner for Zeepipe fase IIA.

#### Europipe

##### Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	70.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	8.0000 %
A/S Norske Shell	7.0000 %
Esso Norge a.s.	6.0000 %
Saga Petroleum a.s.	3.0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	3.2985 %
Total Norge A/S	1.0000 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %

Plan for anlegg og drift av et tredje rør til kontinentet er godkjent av Olje- og energidepartementet. Statoils planer går ut på å bygge en ca 600 km lang rørledning med en diameter på 966.4 mm fra ny stigerørsinnretning 16/11-E (ved 16/11-S) til Emden i Tyskland. Systemet vil ha mulighet for kompresjon mellom 16/11-E og Emden. Kapasitet uten kompresjon vil være ca  $12 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass per år. Med kompresjon kan kapasiteten økes til rundt  $18 \times 10^9$  Sm<sup>3</sup> gass per år. Problemer med godkjenning av landfall i Tyskland har ført til at deler av anlegget er noe forsinket. Det antas likevel at rørsystemet skal være i drift fra høsten 1995.

#### Kostnader

De totale utbyggingskostnadene er beregnet til ca 12,8 milliarder 1992-kroner.

#### Frostpipe

##### Eierfordeling

Den norsk stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Elf Petroleum Norge A/S	22.0000 %

Total Norge A.S	14.2500 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.7500 %

#### Utbygging

Frostpipe er en ca 80 km lang 406 mm rørledning som skal transportere stabilisert olje og kondensat fra Frigg til Oseberg. Transportsystemet har en kapasitet på 16 000 Sm<sup>3</sup>/dag. Plan for anlegg og drift ble godkjent i statsråd i april 1992.

#### Kostnader

De totale investeringskostnadene for rørledningen er 0.7 milliarder 1992-kroner. De totale driftskostnadene er 0.4 milliarder 1992-kroner eksklusive tariffer.

#### 2.9 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 70 innretninger som enten produserer petroleum eller er under planlegging eller bygging. Flere mulige løsninger foreligger for nedstengte innretninger, jf figur 2.9.

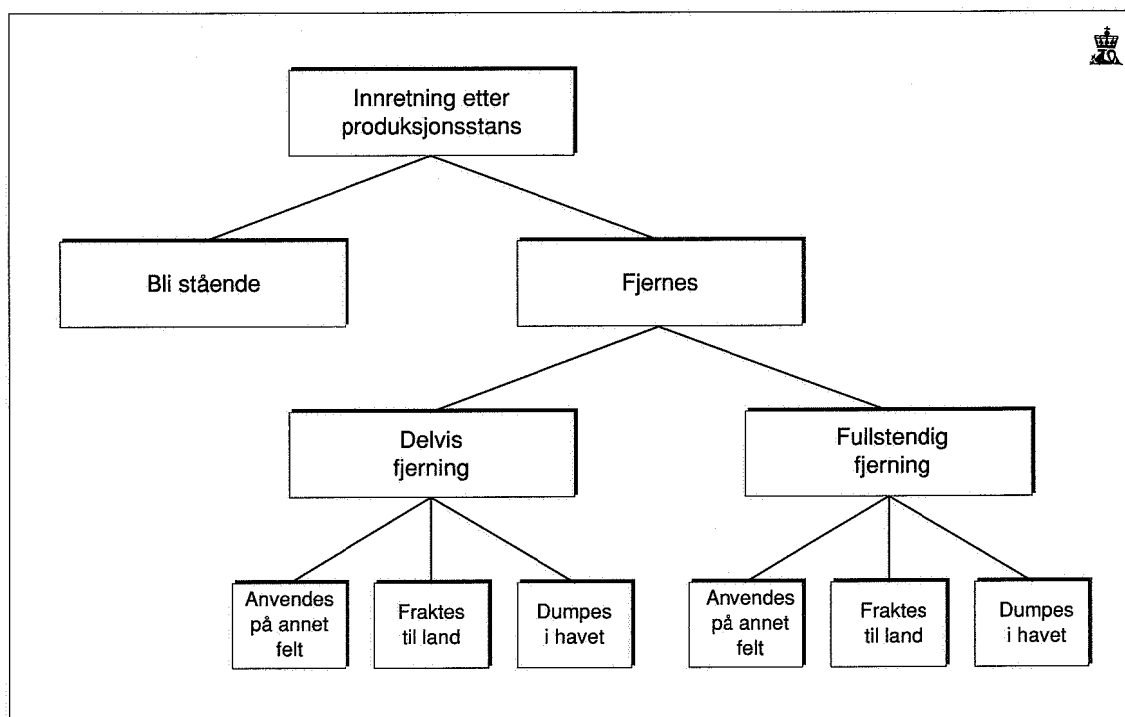
Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til rundt 50 milliarder kroner. Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Loven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

Hovedpunktene i de vedtatte IMO-retningslinjene er:

- 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



**Fig. 2.9**  
Slutfase og fjerning



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.

## 2.10. PETROLEUMSRESSURSER

### 2.10.1 Ressursregnskapet

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

Ressursregnskapet omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbar og resterende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet inkluderer nye funn, justering av anslaget

for eksisterende funn og felt og nedgang som følge av produksjon.

Oljedirektoratet innførte i 1991 et nytt klassifikasjonssystem for petroleumsressursene. Klassifikasjonssystemet er publisert i NPD-Contribution No 31. I dette systemet skilles det mellom oppdagede og uoppdagede ressurser (se figur 2.10.1.a).

De oppdagede ressursene omfatter felt og funn. Kategorien felt omfatter ressurser og reserver i felt som enten er i produksjon, vedtatt utbygd eller planlagt utbygd. Petroleumsreserver er den delen av de påviste ressursene som er utvinnbare ved gitte tekniske/økonomiske betingelser, og som rettighets-haverne har erklært drivverdige. 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. Denne kategorien omfatter funn som nylig er gjort og funn som er under vurdering. Den omfatter også funn som etter dagens situasjon ikke er funnet drivverdige. Ethvert funn og ethvert felt har kun en funnbrønn. Dette betyr at undersøkelsesbrønner som påviser ressurser som inngår, eller vil inngå, i ressurstallet for et eksisterende funn eller felt, ikke regnes som nye funn. Funnår er det året brønnen er produksjonstestet.

De uoppdagede ressursene omfatter forventede ressurser i kartlagte, men uborede strukturer, og forventede ressurser i områder hvor man har definert letemodeller uten kartlagte prospekt.

Fig. 2.10.1.a  
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

		OLJE 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup> mest sannsynlig	GASS 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup> mest sannsynlig	NGL 10 <sup>9</sup> tonn mest sannsynlig	OLEKV. 10 <sup>9</sup> tonn mest sannsynlig
Oppdagede ressurser	Felt i produksjon	1863	678	72	2305
	(opprinnelig)	478			397
	Felt besluttet utbygd	396	1076	44	1452
		110			91
	Felt planlagt utbygd	94	611	24	712
	Funn under vurdering	466	764		1162
	Sum felt og funn	3409	3132	140	6119
	<b>Uoppdagede ressurser</b>	<b>1480</b>	<b>2410</b>		<b>3670</b>
	Solgt mengde per: 31/12-92		Olje	Gass	NGL
		879	375	28	1134
		Reserver		Ressurser	

### Uoppdagede ressurser

Oljedirektoratet foretok i 1992 en ny analyse av de uoppdagede petroleumsressursene på den norske kontinentalsokkel (fig.2.10.4.d og delkapittel 2.10.4). De nye ressursestimatene erstatter de som ble publisert i Oljedirektoratets perspektivanalyse fra 1988. Nytt fra 1988-analysen er at man har gått vekk fra å dele de uoppdagede ressursene i hypotetiske og spekulative ressurser. Beregningene av de uoppdagede ressursene er basert på 44 definerte regionale letemodeller som til sammen dekker hele norsk sokkel. Anslagene over forventningsverdien til de uoppdagede ressursene i 1992 er ca 3670 millioner t.o.e, mens tilsvarende anslag i 1988 var 3570 millioner t.o.e. Sammenholder vi dette med ressurstilveksten i form av nye funn i denne perioden som er i størrelsesorden 285 millioner t.o.e, innebærer dette en oppgradering av forventningsverdien av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel med ca 385 millioner t.o.e. siden 1988. Dette tilsvarer noe under 12%.

### Funn gjort i 1992

I løpet av 1992 ble det gjort 9 nye funn. Disse er 2/2-5, 2/4-17, 7/7-2, 30/10-6, 34/7-21, 35/11-7, 6507/2-2, 6608/10-2 og 7316/5-1. Det er ytterligere påvist hydrokarboner i 1/6-6, 34/8-7 R og 25/11-16, men disse brønnene er ennå ikke testet ved årsskiftet. Arbeidet med å evaluere funnene pågår.

Av årets funn er 7/7-2, 6507/2-2 og 6608/10-2 evaluert og inngår i ressursregnskapet. Ressurstil-

veksten som skyldes disse funnene, er på 46.8 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 4.6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

De 6 funnene som ennå ikke er evaluert forventes å bidra med en ressurstilvekst i størrelsesorden 20 – 70 millioner t.o.e.

### Eldre funn nå bokført

I tillegg til årets funn nevnt ovenfor, inngår også nå Vale, 25/6-1, 25/8-1, 30/9-13 S og 6506/11-2 i ressursregnskapet. Ressurstilveksten som skyldes disse eldre, nå bokførte funn, er på 27.7 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 9.0 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

### Justering i ressursanslaget for eksisterende felt og funn

For felt i produksjon/vedtatt utbygd/planlagt utbygd og eksisterende funn viser nåværende ressursstatus i forhold til fjorårets årsberetning at oljeresursene er økt med 148.4 millioner Sm<sup>3</sup> og gassressursene er økt med 30.7 milliarder Sm<sup>3</sup>. NGL er redusert med 2.3 milliarder tonn. For detaljer i ressursendringer henvises det til tabell 2.10.2.2.

### Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1992 var 123.5 millioner Sm<sup>3</sup> olje, 25.8 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 3.0 millioner tonn NGL.

### Ressursstatus

Fra 1991 til 1992 viser Oljedirektoratets ressursstatus at tilveksten av olje og gass er større enn uttaket. Økningen i olje er på 98.8 millioner Sm<sup>3</sup>, mens gass er økt med 18.6 milliarder Sm<sup>3</sup>. NGL er redusert med 4.7 millioner tonn.

Med nåværende uttak av petroleum har Norge påviste ressurser til 20 års oljeproduksjon og 115 år med gassproduksjon. Det er da tatt hensyn til økt oljeutvinning, jf kapittel 2.10.3.

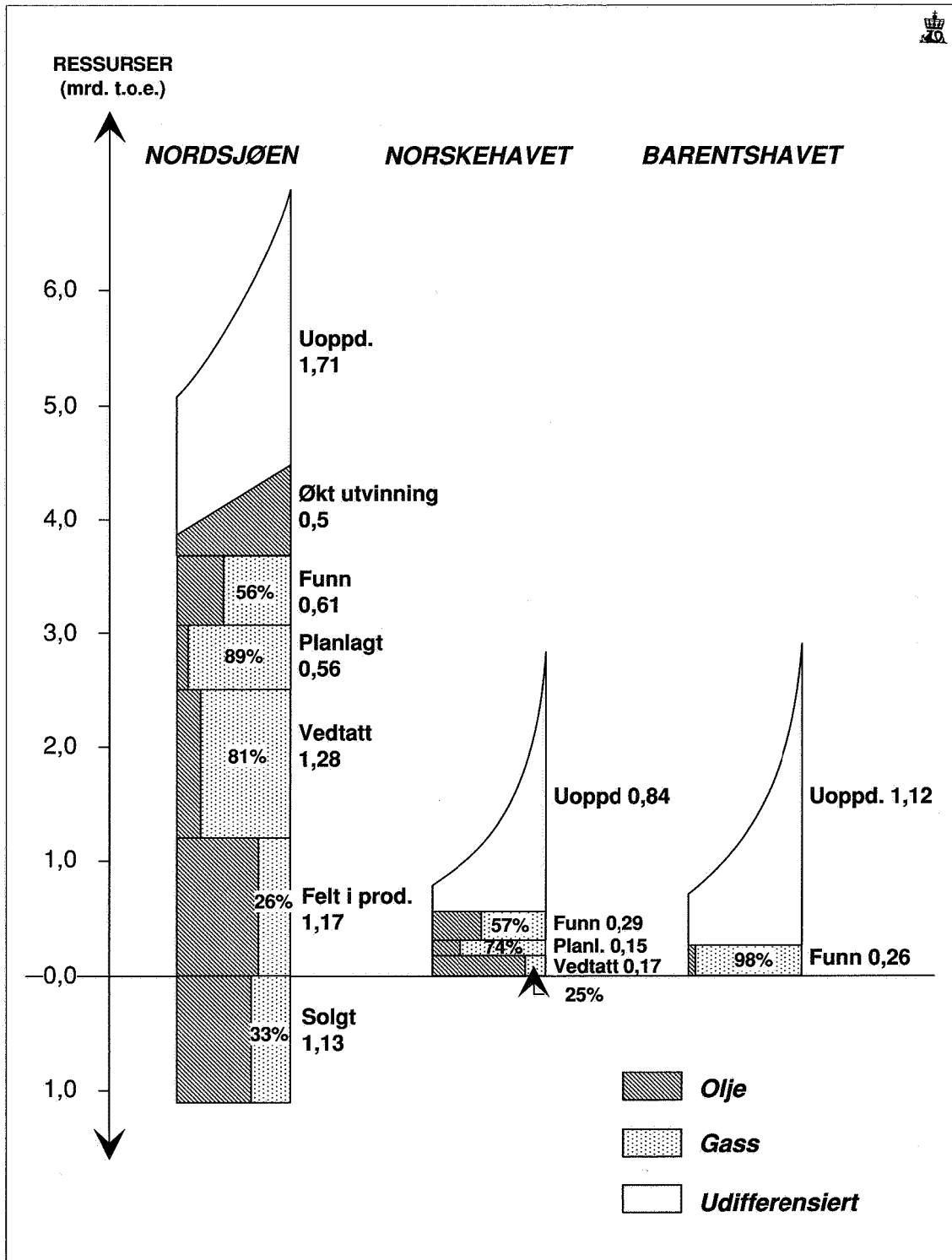
Ressursendring 1991–1992	Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn
Bokført 1992 funn	46.8	4.6	
Eldre funn nå bokført	27.7	9	
Justeringer for felt/funn	148.4	30.7	–2.3
Produksjon	–124.1	–25.7	–2.4
Sum endring	98.8	18.6	–4.7

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i figur 2.10.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 2.10.1.b.

For presentasjonsformål er ressursene på norsk kontinentalsokkel framstilt i følgende tabeller:

- I Reserver knyttet til felt i produksjon (tabell.2.10.1.a)
- II Reserver knyttet til felt som er vedtatt utbygd (tabell 2.10.1.b)
- III Reserver knyttet til felt som er planlagt utbygd (tabell 2.10.1.c)
- IV Resurser knyttet til funn som er under vurdering (tabell 2.10.1.d og 2.10.1.e)

**Fig. 2.10.1.b**  
Geografisk fordeling av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel



**Tabell 2.10.1.a**  
Oppdagede petroleumsreserver i felt i produksjon

	OPPRINNELIG SALGBAR				RESTERENDE		
	OLJE mill Sm <sup>3</sup>	GASS mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	O.EKV mill tonn	OLJE mill Sm <sup>3</sup>	GASS mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn
Albuskjell <sup>1)</sup>	9.0	20.0	1.3	28.4	2.0	5.8	0.4
Cod <sup>1)</sup>	2.9	7.4	0.5	10.1	0.2	0.9	
Edda <sup>1)</sup>	5.0	2.1	0.2	6.5	0.9	0.3	
Ekofisk <sup>1)</sup>	360.0	151.0	14.4	467.8	186.5	69.9	7.2
Eldfisk <sup>1)</sup>	79.0	56.5	4.7	125.2	27.9	35.7	2.3
Frigg <sup>1)2)</sup>		110.0	0.4	110.4		2.3	
Gullfaks <sup>1)</sup>	230.0	16.0	1.8	213.3	142.0	10.1	1.2
Gyda	32.0	4.2	1.9	32.3	23.7	3.1	1.4
Heimdal <sup>1)</sup>		35.6	4.2	39.8		12.8	1.4
Hod <sup>1)</sup>	6.7	1.3	0.3	7.2	3.7	0.8	0.2
Mime <sup>1)</sup>	0.7	0.2		0.8	0.4	0.1	
Murchison <sup>1)3)</sup>	12.7	0.3	0.4	11.3	1.7		
Nord Øst-Frigg <sup>1)</sup>		11.8	0.1	11.9		0.3	
Odin <sup>1)</sup>		29.3	0.2	29.5		4.1	
Oseberg <sup>1)4)</sup>	277.0	81.0	11.6	328.1	197.3	81.0	11.6
Snorre <sup>1)</sup>	130.0	6.7	3.3	117.9	128.4	6.7	3.2
Statfjord <sup>1)5)</sup>	486.0	52.0	15.4	470.8	149.7	30.3	8.8
Tommeliten Gamma <sup>1)</sup>	3.6	8.5	0.6	12.1	1.0	3.7	0.2
Tor <sup>1)</sup>	25.7	14.3	1.5	36.8	7.0	4.2	0.4
Ula <sup>1)</sup>	69.0	4.3	2.8	63.7	33.8	1.9	1.2
Valhall <sup>1)</sup>	76.0	19.0	3.6	84.2	43.4	12.6	2.1
Veslefrikk <sup>1)</sup>	43.8	3.5	1.4	41.3	33.4	3.5	1.0
Vest Ekofisk <sup>1)</sup>	12.7	28.6	1.5	40.3	0.9	4.0	0.2
Øst Frigg		8.2		8.2		2.2	
30/6 Gamma Nord <sup>1)</sup>	0.9	6.2	0.4	7.4	0.5	6.2	0.4
Sum	1862.7	678.0	72.5	2305.3	984.4	302.5	43.2

**Tabell 2.10.1.b**  
Oppdagede petroleumsreserver i felt vedtatt utbygd

		Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	O.EKV mill tonn
Nord- sjøen	Brage	46.2	1.7	1.0	41.5
	Embla <sup>1)</sup>	5.6	2.1	0.2	6.9
	Frøy	14.0	3.0		14.5
	Lille-Frigg <sup>1)</sup>		7.0	2.7	9.7
	Loke <sup>1)6)</sup>	4.1	8.0		11.1
	Sleipner Vest <sup>8)</sup>	27.0	135.0	9.0	164.5
	Sleipner Øst	19.0	50.0	11.3	75.7
	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>8)</sup>		825.0	19.2	844.2
Troll Vest olje	64.0			57.2	
Sum	243.1	1037.5	43.9	1283.4	
Norske- havet	Draugen	68.0	3.0		58.8
	Heidrun	87.3	37.8		109.4
Sum	155.3	40.8		168.2	
Totalt	398.4	1078.3	43.9	1451.6	

<sup>1)</sup>Troll Vest testproduksjon i tykk og tynn oljesone, som er på 1.2 millioner Sm<sup>3</sup> olje, er ikke inkludert i regnskapet.

#### Reserver knyttet til felt som er i produksjon/vedtatt utbygd

Per 31.12.1992 er det tatt beslutning om å gjennomføre 39 utbyggingsprosjekter på norsk kontinental-sokkel. Dette er 4 flere enn ved forrige årsskifte. De nye utbyggingsprosjektene er Frøy, Mime, Sleipner Vest og Troll Vest olje. Foreløpig er det bare Draugen og Heidrun som er vedtatt utbygd nord for Stad (tabell 2.10.1.a og 2.10.1.b).

Totalt er det frem til 31.12.1992 produsert 1134

millioner t.o.e. Prosentvis utgjør totalproduksjonen 25 % av oppdaget olje og 12 % av oppdaget gass på norsk kontinentalsokkel. Da er det tatt hensyn til økt oljeutvinning.

#### Reserver knyttet til felt som er planlagt utbygd

Det er ved årsskiftet 12 funn som er erklært økonomisk drivverdige og dermed tilhører kategorien felt, se tabell 2.10.1.c. Petroleumsmengden for disse utgjør tilsammen 0.7 x 10<sup>9</sup> t.o.e.

**Tabell 2.10.1.c**  
**Oppdagede petroleumsreserver i felt planlagt utbygd**

		Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	O.EKV mill tonn
Nord- sjøen	Byggve	0.6	2.6		3.1
	Gullfaks Vest <sup>1)</sup>	3.3			2.7
	Huldra <sup>1)</sup>	4.5	17.0		20.7
	Mjølnær <sup>1)</sup>	1.5	0.7		1.9
	Oseberg Øst	19.0	1.0		16.5
	Peik <sup>1)2)</sup>	1.8	6.0		7.5
	Skirne	0.3	2.3		2.5
	Tommeliten Alpha	3.5	7.8	0.5	11.2
	Troll Vest gass <sup>7)</sup>		463.0	10.8	473.8
	Vigdis <sup>1)</sup>	27.1			22.2
	Sum	61.6	500.4	11.3	562.1
Norske- havet	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	93.9	611.4	24.3	712.8

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel: 60,82 %

3) Dette er norsk andel 22,2 %

4) Omfatter Alpha, Alpha Nord og Gamma-strukturen

5) Dette er norsk andel: 85,24 %

6) Ressurstallet omfatter både reservoarene i Heimdalforma-  
sjøen og Trias. Kun Heimdal-reservoaret er vedtatt utbygd.

7) Kondensatet er oppført under NGL.

8) Omfatter Alpha, Beta, Epsilon og Delta.

9) Dette er norsk andel av påviste ressurser: 60 %  
(ikke unitisert)

**Tabell 2.10.1.d**  
**Oppdagede petroleumsressurser i funn sør for Stad som er under vurdering**

		Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	O.EKV mill tonn
	Agat <sup>1)</sup>		43.0		43.0
	Balder <sup>1)</sup>	32.2			29.3
	Gullfaks Sør <sup>1)</sup>	25.6	56.1		78.6
	Hild <sup>1)</sup>	1.9	12.1		13.6
	SØ-Tor	2.5	2.0		4.0
	Trym <sup>2)</sup>	2.1	8.7		10.4
	Vale	3.1	2.3		4.8
	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
	6/3-1 PI	0.9	1.0		1.7
	7/7-2 <sup>1)</sup>	16.0	0.5		14.6
	7/8-3 <sup>1)</sup>	6.2			5.4
	9/2 Gamma <sup>1)</sup>	3.7			3.1
	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
	15/8-1 Alpha	5.0	11.0		14.8
	15/9-15 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		9.1
	25/2-5 <sup>1)</sup>	5.3	1.9		6.2
	25/6-1 <sup>1)</sup>	4.1	0.9		4.3
	25/8-1 <sup>1)</sup>	7.0			5.9
	25/11-15	60.0	1.8		58.8
	30/6-18 Kappa <sup>1)</sup>	1.0	3.6		4.4
	30/9-3 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
	30/9-13 S <sup>1)</sup>	7.2	2.2		8.3
	34/10-17 Beta <sup>1)</sup>	8.0	22.5		29.0
	34/10-23 Gamma	2.2	28.0		29.8
	35/8-1	1.9	13.5		15.0
	35/8-2	2.6	7.0		9.1
	35/9-1 R <sup>1)</sup>	5.0	11.0		15.6
	35/11-2	5.4	5.6		10.0
	35/11-4 R	18.0	10.8		25.6
		310.7	343.4		611.3

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel

Tabell 2.10.1.e

Oppdagede petroleumsressurser i funn i Norskehavet og i Barentshavet som er under vurdering

		Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	O.EKV mill tonn
Norske- havet	Njord	35.0	7.2		36.0
	Mikkel <sup>1)</sup>	3.8	18.0		21.1
	Smørbukk <sup>1)</sup>	37.0	95.0		125.3
	Trestakk <sup>1)</sup>	4.8			3.9
	Tyrihans Sør <sup>1)</sup>	5.1	11.5		15.5
	Tyrihans Nord <sup>1)</sup>	4.5	15.0		18.9
	6506/11-2 <sup>1)</sup>	6.3	3.6		8.8
	6507/2-2 <sup>1)</sup>	0.5	2.6		3.0
	6507/3-1 <sup>1)</sup>	1.1	7.1		7.9
	6507/8-4 <sup>1)</sup>	19.8	2.4		20.4
	6608/10-2 <sup>1)</sup>	30.3	1.5		27.3
	Sum	148.2	163.9		288.1
Barents- havet	Albatross		41.7		41.7
	Albatross Sør		10.8		10.8
	Askeladd		59.7		59.7
	Snøhvit	6.7	83.0		88.5
	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		10.7		10.7
	7120/12-3		4.1		4.1
	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	6.7	256.8		262.3	
Totalt	154.9	420.7		550.4	

1) Operatørens anslag

**Ressurser i funn under vurdering**

Tabell 2.10.1.d viser en oversikt over funn sør for Stad som er under vurdering.

Ressursmengden i disse funnene utgjør tilsammen  $0.61 \times 10^9$  t.o.e.

Ressursmengden i funn under vurdering nord for Stad utgjør tilsammen  $0.55 \times 10^9$  t.o.e. Av dette ligger  $0.29 \times 10^9$  t.o.e. i Norskehavet og  $0.26 \times 10^9$  t.o.e. i Barentshavet, se tabell 2.10.1.e.

**2.10.2 Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning****2.10.2.1 Felt i produksjon/vedtatt/planlagt utbygd**

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens prognosetall i sine ressursoversikter. For en rekke av feltene er det bare små prognoseendringer i forhold til årsberetningen for 1991. Felt med større endringer i ressursanslag er kommentert spesielt. Endringer i ressurstall fra 1991-1992 er gitt i tabell 2.10.2.

**Embla**

Operatøren har nedjustert reservene etter ny evaluering. Oljedirektoratet utfører nå egen evaluering av Embla. Nye reservetall vil foreligge våren 1993.

**Ekofisk**

Det er foretatt en oppjustering av reservene grunnet en ny historietilpasning av reservoar-simuleringsmo-

dellen. Økt vanninjeksjon er hovedårsaken til reservøkningen.

**Frøy**

Utvinningsgraden er oppjustert og dette har medført en oppgradering av de utvinnbare reservene.

**Oseberg**

Oppdatert geologisk modell, bruk av horisontale brønner og positiv produksjonserfaring har ført til en oppjustering av reservene.

**Snorre**

Oppgradering av reservene skyldes blant annet oppdatert simuleringsmodell og ny boreplan for fase 1.

**Statfjord**

Operatøren har oppjustert reservene på bakgrunn av nåværende reservoaroppførsel, omfattende brønnprogram og oppdaterte reservoarsimuleringer.

**Valhall**

Økningen i utvinnbare reserver skyldes ny oppdatering av reservoarmodellen.

**Veslefrikk**

Reservene er økt på bakgrunn av positive borer og som har vist at tilstedeværende ressurser er større enn tidligere antatt. Videre er utvinningsgraden oppjustert på bakgrunn av nye reservoarsimuleringer og flere produksjonsbrønner.

**2.10.2.2 Funn**

Endringer i ressursanslag fra 1991-1992 er gitt i tabell 2.10.2. Funn med større endringer er kommentert spesielt.

**Balder**

Tidligere anslag var basert på Oljedirektoratets snart 10 år gamle estimat. Oljedirektoratet har nå valgt å bruke operatørens nye ressursanslag.

**Mikkel**

Ny geologisk kartlegging og reservoarevaluering etter boringen av brønn 6407/6-4 har ført til en økning i ressursanslaget.

**Smørbukk**

Det nye ressursanslaget er basert på ny geologisk kartlegging og reservoarsimulering etter boringen av avgrensningsbrønn 6506/11-2. Ved denne brønnen ble det også gjort et nytt olje- og gassfunn i bergarter av kritt alder.

**Trestakk**

Rekartlegging og nye reservoarsimuleringer har ført til en reduksjon i de utvinnbare ressursene.

**Tyrihans**

Tidligere ressursanslag var basert på Oljedirektoratets kartlegging fra 1985. Operatørens anslag blir nå

**Tabell 2.10.2****Endringer i reserve/ressursanslag i årsberetningene 1991-1992**

	Årsberetning 1991			Årsberetning 1992		
	Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn	Olje mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	NGL mill tonn
<b>Felt i produksjon</b>						
Albuskjell	10.0	22.0	1.5	9.0	20.0	1.3
Cod	2.8	7.0	0.5	2.9	7.4	0.5
Edda	5.2	2.1	0.2	5.0	2.1	0.2
Ekofisk	330.0	151.0	15.0	360.0	151.0	14.4
Eldfisk	77.0	59.0	5.3	79.0	56.5	4.7
Gullfaks	230.0	16.5	1.9	230.0	16.0	1.8
Heimdal		35.6	4.1	0.0	35.6	4.2
Hod	5.7	1.2	0.4	6.7	1.3	0.3
Mime	0.9	0.2		0.7	0.2	
Murchison	12.0	0.3	0.4	12.7	0.3	0.4
Odin	0.2	29.3			29.3	0.2
Oseberg	226.0	70.0	3.0	277.0	81.0	11.6
Snorre	106.0	6.7	3.2	130.0	6.7	3.3
Statfjord	453.0	51.6	15.9	486.0	52.0	15.4
Tommeliten Gamma	7.5	16.5	1.0	7.1	16.3	1.1
Tor	27.2	15.9	1.8	25.7	14.3	1.5
Ula	69.2	4.7	3.5	69.9	4.3	2.8
Valhall	68.8	17.7	4.1	76.0	19.0	3.6
Veslefrikk	36.0	3.0	1.3	43.8	3.5	1.3
Vest Ekofisk	13.3	28.9	1.7	12.7	28.6	1.5
30/6 Gamma Nord	1.3	7.1		0.9	6.2	0.4
<b>Felt vedtatt utbygd</b>						
Embla	9.2	3.4	0.5	5.6	2.1	0.2
Frøy	12.5	2.7		14.0	3.0	
Sleipner Øst	19.9	51.0	10.3	19.0	50.0	11.3
<b>Felt planlagt utbygd</b>						
Gullfaks Vest	3.0			3.3		
Mjølner	1.7			1.5	0.7	
<b>Funn</b>						
Balder	35.0			32.2		
Gullfaks Sør	25.6	56.1	3.0	25.6	56.1	
Mikkel	5.7	14.3		3.8	18.0	
Smørbukk	20.0	65.0		37.0	95.0	
Snøhvit	6.5	76.0	5.7	6.7	83.0	
Trestakk	9.0			4.8	0.0	
Tyrihans	16.0	40.0		9.6	26.5	
Vale				3.1	2.3	
7/7-2				16.0	0.5	
9/2 Gamma	6.4			3.7		
25/6-1				4.1	0.9	
25/8-1				7.0	0.0	
30/9-13 S				7.2	2.2	
6506/11-2				6.3	3.6	
6507/2-2				0.5	2.6	
6608/10-2				30.3	1.5	

benyttet. Videre er Tyrihans nå splittet i Tyrihans Nord og Tyrihans.

### 9/2 Gamma

Ressurstallet er nedjustert i henhold til operatørens nye anslag.

#### 2.10.2.3 Navneendringer foretatt i 1992

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Gullfaks Vest	34/10-34
Tommeliten Alpha og Tommeliten Gamma	Tommeliten
Tyrihans og Tyrihans Nord	Tyrihans
Vale	25/4-6 S

#### 2.10.3 Økt utvinning

Mulighetene for å øke produksjonen på kort og lang sikt i forhold til eksisterende planer er gjenstand for årlig vurdering både hos rettighetshavere og hos myndighetene. Økningen i forhold til opprinnelige planer har vært betydelig for de fleste felt i produksjon.

For feltene som var i produksjon for ti år siden eller som på det tidspunkt var besluttet utbygget, har økningen vært på ca 30 %.

En oppgradering av planene for fremtidig produksjon har medført at reservemengden for oljefelt i løpet av 1992 har økt med 177 millioner Sm<sup>3</sup> som kan tilskrives økt utvinningsgrad. Økningen har vært størst i sandsteinfeltene med totalt 119 millioner Sm<sup>3</sup>, mens kalkfeltene har økt med 58 millioner Sm<sup>3</sup>. Den gjennomsnittlige utvinningsgrad er nå beregnet til 36 %.

For å kunne fokusere inn på de tekniske muligheter for økning av utvinningen har direktoratet i samarbeid med selskapene i flere år foretatt en kartlegging av potensialet for økt utvinning. For de felt som er i produksjon eller besluttet utbygget, er det beregnet et potensiale på 588 millioner Sm<sup>3</sup>, tilsvarende 488 millioner t.o.e.

#### 2.10.4 Uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel

##### Innledning

I ressursregnskapet knytter det seg størst usikkerhet til anslaget over de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Samtidig er pålitelige anslag en forutsetning for å kunne planlegge utover den kjente horisonten av allerede oppdagede ressurser. Ideelt sett bør et slikt estimat også omfatte en analyse av den geografiske fordelingen av ressursene og fordelingen mellom olje og gass og ikke minst en analyse av usikkerheten i estimatet. En slik analyse av uoppdagede ressurser er et utgangspunkt for myndighetenes valg av letestrategi og planlegging av annen aktivitet i forhold til leteaktiviteten.

Disse forhold er søkt ivaretatt i denne nye analysen av uoppdagede ressurser. Som i Oljedirektoratets analyse fra 1988, er de nye estimatene basert på en analyse av de enkelte geologiske letemodeller. I forhold til 1988-analysen er denne metodikken videreført og betydelig utvidet mht detaljeringsgrad og grunnlagsdokumentasjon.

Til forskjell fra 1988-analysen har Oljedirektoratet nå gått vekk fra å skille de uoppdagede ressursene i to kategorier, «spekulative» og «hypotetiske». En opererer nå kun med kategorien «uoppdagede ressurser» som inkluderer både ressursene i kartlagte prospekter (tidligere «hypotetiske») og ikke-kartlagte ressurser (tidligere «spekulative»). Grunnen til dette er at ressursestimatene for de enkelte letemodeller da lettere kan behandles som statistiske enheter.

##### Metodikk

Ressursestimatene er framkommet gjennom en såkalt letemodellanalyse av hele norsk sokkel. Denne analysemetoden er kort beskrevet i det følgende.

Når man kartlegger prospekter for boring, går man ut ifra visse antagelser om disse prospektenes beskaffenhet mht reservoarbergart, fellemekanisme og kildebergart. Det vil si at man på forhånd har laget seg en modell for den prospekttypen man er på jakt etter. Dette kalles en letemodell. En letemodell er definert av et spesifikt sett med kritiske geologiske parametre som *må* være tilstede for at hydrokarboner skal kunne påtreffes i produserbare mengder. Alle prospekter og funn innenfor samme letemodell kjennetegnes nettopp ved letemodellens spesifikke sett av kritiske geologiske parametre, og kan derfor skilles fra prospekter og funn som tilhører andre letemodeller.

En letemodell er geografisk avgrenset til de områder der de kritiske geologiske parametre faller sammen. I definisjonen og beskrivelsen av letemodellene på norsk sokkel har Oljedirektoratet hatt som utgangspunkt å benytte mest mulig av sin database av kart, seismiske data, brønndata, geologisk kunnskap fra land og regionalgeologisk kunnskap. Ut fra denne systematiserte kunnskap har man så definert de forskjellige modellene og deres geografiske avgrensning. I analysen er letemodellbegrepet brukt på et noe sammenfattet nivå for å begrense antallet modeller til et håndterbart antall og for å unngå at man splitter opp i for mange modeller i områder der det er lite data, og grunnlaget for modellene dermed er usikkert.

De definerte letemodellene på norsk sokkel kan prinsipielt deles i to risikoklasser:

1. Bekreftede letemodeller; dvs de modeller som gjennom boreresultater er bevist å fungere etter definisjonen.
2. Ubekreftede letemodeller; dvs de modeller som ennå ikke er bekreftet ved boring.



Generelt vil funnsannsynlighetene være lavere for prospekter i ubekreftede modeller enn for prospekter i bekreftede modeller. Men dersom en ubekreftet modell skulle vise seg å fungere (dvs bli bekreftet), vil det med ett slag kunne øke funnsannsynligheten for hele modellområdet. Motsatt vil det være slik at dersom en ubekreftet modell viser seg ikke å slå til, vil modellens bidrag til det totale ressursestimater falle ut, og området ressurspotensiale må nedjusteres. Om en slik ubekreftet modell vil gå inn med gevinst eller ikke, er altså usikkert. Dette forholdet er det spesielt viktig å være oppmerksom på i nye, ukjente områder, fordi en stor andel av letemodellene i slike områder vil være ubekreftede og dekke store arealer.

Reservoarbergartene i de forskjellige letemodellene er alltid knyttet til bestemte stratigrafiske nivå. Figurene 2.10.4.a, 2.10.4.b og 2.10.4.c gir en oversikt over hvilke stratigrafiske reservoarnivå Oljedirektoratet har definert letemodeller for på norsk sokkel. Det understrekes at antallet letemodeller er høyere enn antall stratigrafiske reservoarnivå i og med at flere modeller kan ha felles reservoarnivå, men være ulike mht fellemekanisme og/eller kildebergart.

De framlagte estimatene er framkommet ved at de forventede ressursene innenfor hver enkelt letemodell er beregnet, og alle modellene er så summert for å gi de totale ressursene. Alle beregningene er utført med det statistiske regneprogrammet FASPUM som er utviklet av R. A. Crovelli ved U.S. Geological Survey.

### Resultater

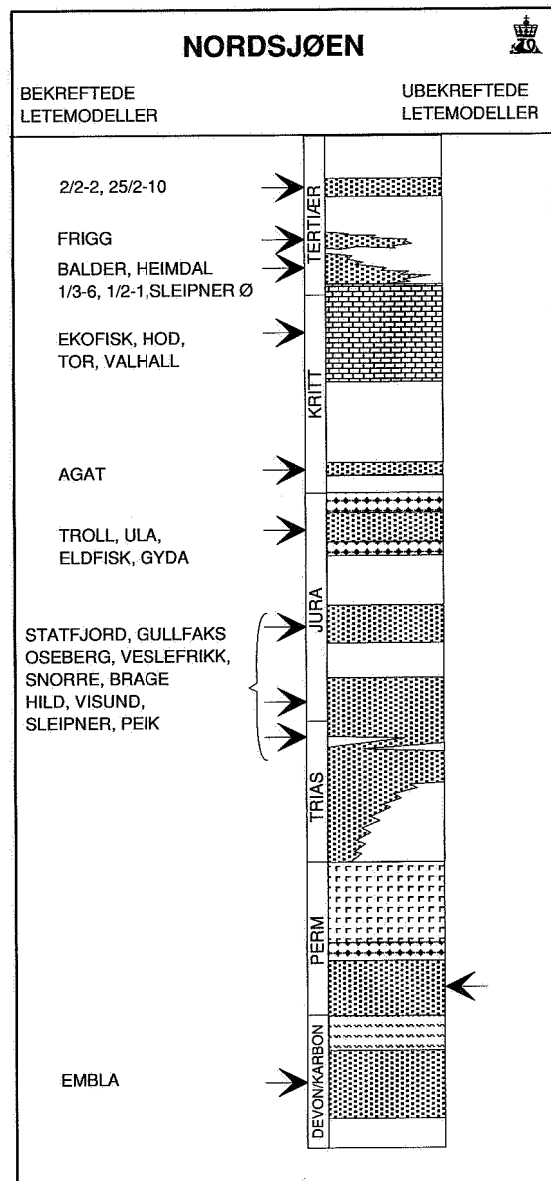
Oljedirektoratets analyse viser at forventningsverdien av de uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel fordeler seg på de tre hovedprovinssene på følgende måte:

Nordsjøen:	0.75 milliarder t.o.e. olje og 0.96 milliarder t.o.e. gass
Norskehavet*:	0.32 milliarder t.o.e. olje og 0.52 milliarder t.o.e. gass
Barentshavet:	0.19 milliarder t.o.e. olje og 0.93 milliarder t.o.e. gass
Norsk sokkel totalt:	1.26 milliarder t.o.e. olje og 2.41 milliarder t.o.e. gass

\* Norskehavet omfatter sokkelen mellom 62° N og 69° 30' N.

Disse estimatene er også vist i figur 2.10.4.d (gass-estimatene inkluderer assosiert gass). Tabell 2.10.4.a gir en oversikt over hvordan disse ressursene er fordelt på de viktigste stratigrafiske nivåer i tråd med inndelingen i figurene 2.10.4.a, 2.10.4.b og 2.10.4.c. Mer enn 75 % av alle utvinnbare hydrokarbonressurser som allerede er påvist, finnes i reservoarbergarter av jura alder. Av tabell 2.10.4.a ser en at jura forventes å være hovednivået også i fremtiden, mens nivåene i tertiar og pre-trias ser ut til å bli viktige tilleggsnivåer. Kritt og trias har også ressurspotensial, men forventningene til disse er noe lavere. For kritt-nivåets vedkommende skyldes det til dels at disse

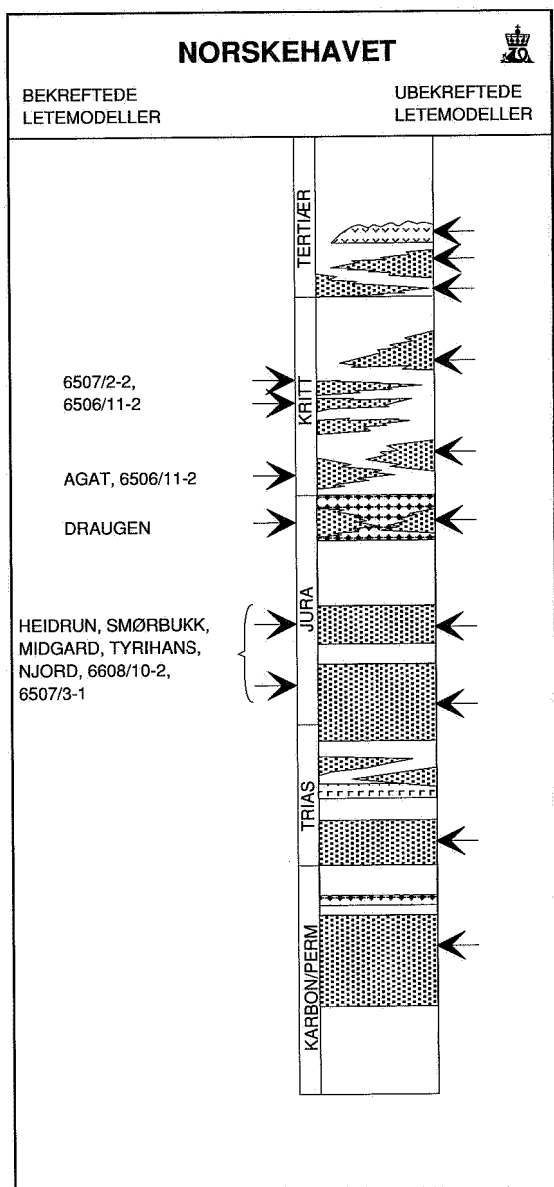
Fig. 2.10.4.a  
Reservoarnivåer i Nordsjøen



modellene har høy risiko, særlig i de umodne leteområdene nord for Stad. Dette blir nærmere kommentert under diskusjonen om usikkerhet og ubekreftede modeller.

Av de totale, uoppdagede ressursene ligger ca 47 % i Nordsjøen, 23 % i Norskehavet og 30 % i Barentshavet. Tallene viser at Nordsjøen skiller seg ut med et betydelig uoppdaget oljepotensial. I figur 2.10.4.a ser en at i Nordsjøen antar en at de aller fleste letemodeller er testet ut, og en leter stort sett på bekreftede modeller. I øyeblikket ser det ut til at det kun er letemodeller på perm-nivå som det gjenstår å få bekreftet eller avkreftet. Tabell 2.10.4.a viser at jura- og tertiar-nivåene forventes å inneholde mesteparten av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen. Det påpekes

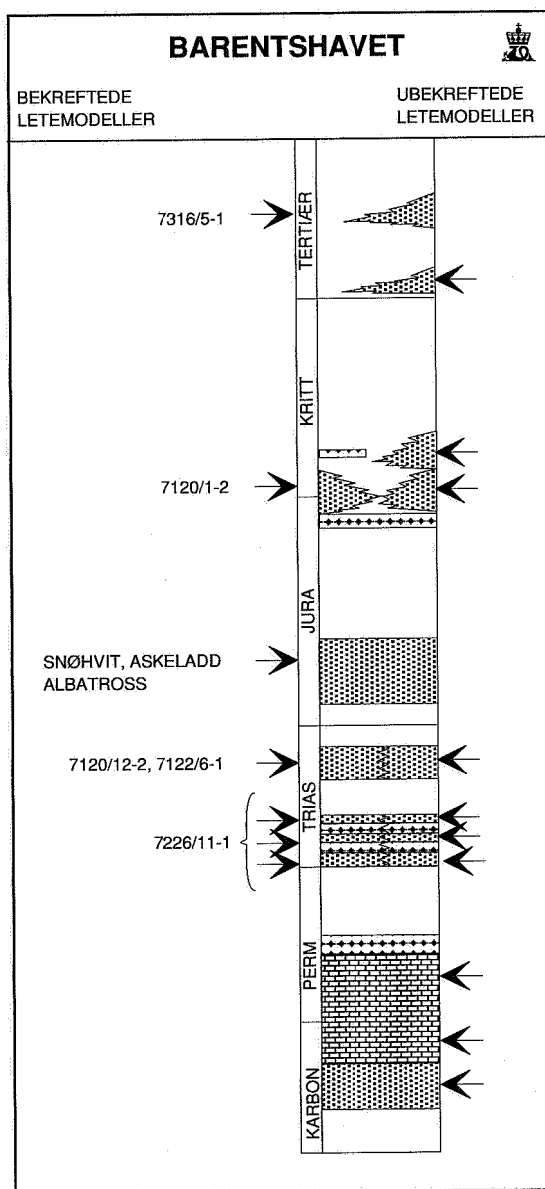
**Fig. 2.10.4.b**  
Reservoarnivåer i Norskehavet



at øvre del av trias er inkludert i juramodellene pga reservoirbergartenes stratigrafiske kontinuitet.

I Norskehavet er det en jevn fordeling av bekrefte- de og ubekreftede letemodeller (figur 2.10.4.b). De bekrefte- de modellene omfatter de velkjente juramo- dellene med de store funnene, samt krittmodellene som i de senere årene har vist seg å slå til langs Nordlandsryggen. Agat-funnet utenfor Måløy viser at kritt også kan være en interessant modell langs Møre- kysten. Imidlertid er krittmodellene meget vans- kelig å kartlegge seismisk, og en av utfordringene ligger i å utvikle metodikken til å kunne gi en sikrere prospektkartlegging. De ubekreftede letemodellene i Norskehavet finnes stort sett i de uåpnede områdene, dvs de dype bassengområdene i vest (Vøring- og Mø-

**Fig. 2.10.4.c**  
Reservoarnivåer i Barentshavet



rebassengene) og de kystnære plattformområdene i øst. En forventer at kritt og tertiær vil inneholde interessante modeller i de vestlige bassengområdene, mens potensialet i øst vil være knyttet til de eldre nivåene. Estimaten viser at de to viktigste nivåene i Norskehavet forventes å bli jura og kritt også i frem- tiden (tabell 2.10.4.a).

I Barentshavet (figur 2.10.4.c), gjenstår det å teste en god del ubekreftede letemodeller og mye av forhåpningene til Barentshavets potensial er knyttet til disse. Størst forventning har en til modellene på pre- triasnivå. Selv om disse modellene i hovedsak er ubekreftede, er forventningsestimatene høyere på dette nivået enn på jura/øvre trias-nivå der man til nå har gjort de største funnene. Den store utfordrin-

Tabell 2.10.4.a

Uoppdagede ressurser fordelt på stratigrafisk nivå (forventningsverdier 10<sup>6</sup> t.o.e.)

	PRE-TRIAS		TRIAS		JURA		KRITT		TERTIÆR		SUM (avr.)	
	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass
<b>NORDSJØEN</b>	40	110			555	710	20	10	135	130	750	960
<b>NORSKEHAVET</b>	3	2	3	4	245	285	60	140	10	90	320	520
<b>BARENTSHAVET</b>	115	465	15	90	50	365	0,1	1	10	11	190	930
<b>SUM (avr.)</b>	160	580	20	90	850	1360	80	150	155	230	1260	2410

gen i Barentshavet blir dermed å utforske de ubekreftede modellene og evt å utvikle nye modeller.

#### Usikkerheten i estimatene

I Figur 2.10.4.d er estimatene for de uoppdagede ressursene framstilt med spredning som viser usikkerheten i beregningene. P<sub>5</sub>- og P<sub>95</sub>-verdiene er et mål for denne spredningen. En ser at spredningen i estimatene er markert større i Norskehavet og i Barentshavet enn i Nordsjøen. Dette er et uttrykk for at usikkerheten er størst i de to nordlige provinsene. Dette kommer av at disse provinsene omfatter områder med tildels store, ubekreftede modeller i tillegg til de bekreftede letemodellene. Disse ubekreftede modellene har generelt en høy risiko, men også et høyt oppsidepotensial. Slike modeller har dermed en litt spesiell status i og med at avhengig om de slår til eller ikke, vil de kunne føre til en betydelig oppjustering eller nedjustering av ressurspotensialet i sine leteområder. På grunn av det store oppsidepotensialet vil det være viktig å igangsette leteaktivitet i områder med store ubekreftede letemodeller, selv om forventningsestimatene er av begrenset størrelse. Dette er nettopp tilfelle for de store, ubekreftede letemodellene i Møre- og Vøringbassengene i Norskehavet og i store deler av Barentshavet. En avklaring av den usikkerheten disse modellene representerer, vil gi grunnlag for en fremtidig justering av ressursestimaterne i disse områdene.

I Nordsjøen har leteaktiviteten pågått i snart 30 år og Nordsjøen er nå å betrakte som et relativt modent leteområde. Dette gjør at man i all hovedsak leter på godt kjente og bekreftede letemodeller på denne delen av sokkelen. Derfor er også estimatet for Nordsjøen sikrere med langt mindre spredning enn estimatene for de to nordlige provinsene.

#### Endringer i estimatene siden 1988

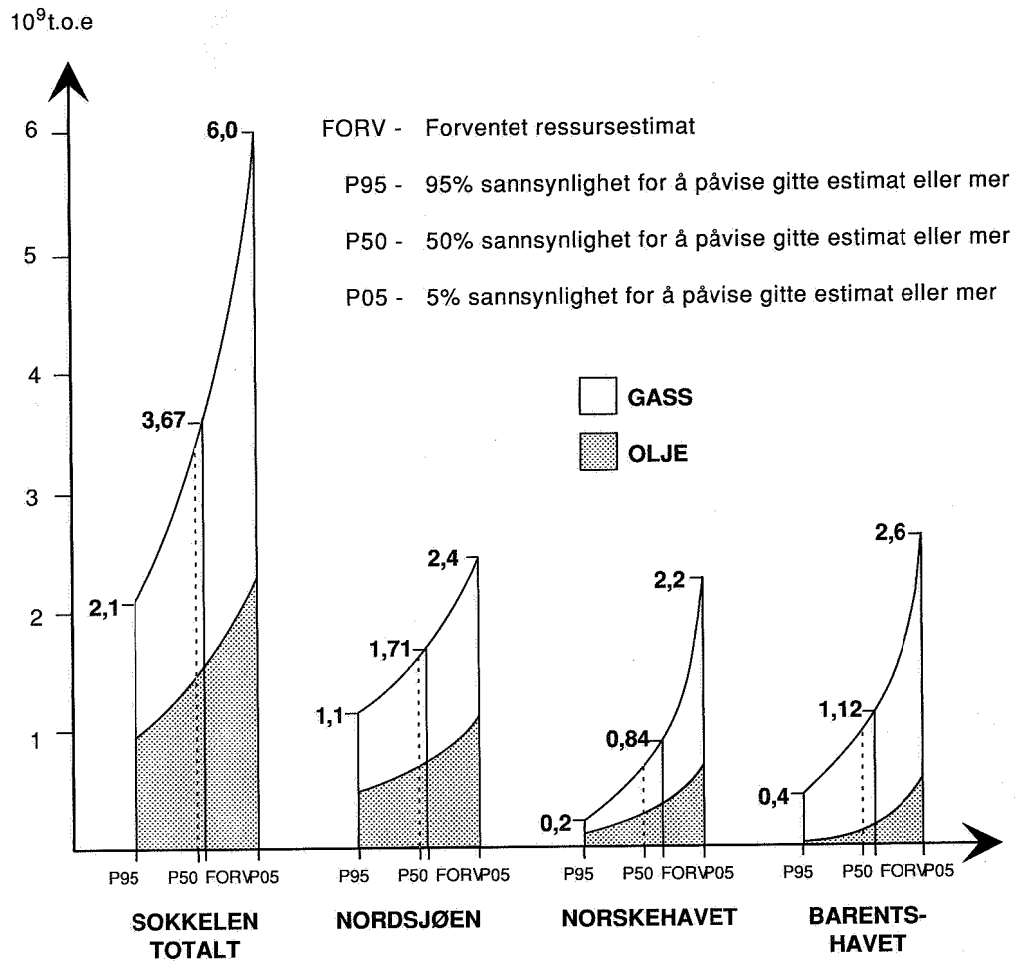
Når vi skal sammenlikne de nye estimatene med de fra Oljedirektoratets perspektivanalyse fra 1988, må vi også ta hensyn til de nye funn som er gjort i perioden 1988 – 1992. Siden 1988 er det gjort 21 nye funn på norsk sokkel, fordelt på ca 170 millioner t.o.e. olje og 65 millioner t.o.e. gass. I tillegg er det gjort 10 funn som enten er av svært begrenset størrelse, eller ikke er tilstrekkelig evaluert. Disse 10 funnene representerer i størrelsesorden 25 – 100 millioner t.o.e. olje og gass, med antatt ressursmengde på ca 50 millioner t.o.e. Ressurstallene for de nye funnene er fastsatt ut fra hva som er ansett som påvist. Til sammen utgjør dette en tilvekst i nye funn på 285 millioner t.o.e. siden 1988.

Anslagene over forventningsverdien til de uoppdagede ressursene i 1992 er ca 3670 millioner t.o.e., mens tilsvarende anslag i 1988 var 3570 millioner t.o.e. Sammenholdt med ressurstilveksten i nye funn i perioden, innebærer dette en oppgradering av forventningsverdien av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel med ca 385 millioner t.o.e. Dette tilsvarende noe under 12 % økning for sokkelen sett under ett, og representerer ingen stor endring fra anslaget i 1988.

Den største endringen i tallene ligger i den geografiske fordelingen av ressursene. Nordsjøen er blitt kraftig oppjustert med ca 100 %, mens Norskehavet og Barentshavet er blitt nedjustert med henholdsvis ca 10 % og 30 %. I tallene ligger det også en oppjustering av de totale, uoppdagede oljeressursene med ca 40 %.

Fig. 2.10.4.d  
Uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel 1992

	OLJE (mill.toe)			GASS (mill.toe)		
	P95	Forv.	P05	P95	Forv.	P05
Nordsjøen	475	750	1100	660	960	1320
Norskehavet	110	320	685	75	520	1550
Barentshavet	30	190	615	380	930	2000
<b>NORSK SOKKEL</b>	<b>750</b>	<b>1260</b>	<b>1980</b>	<b>1310</b>	<b>2410</b>	<b>4020</b>



## 2.11. PETROLEUMSØKONOMI

### 2.11.1 Letevirksomhet, vare- og tjenesteleveranser

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende frem til 1985 da det ble påbegynt i alt 50 nye letebrønner. I 1992 ble det påbegynt 43 letebrønner, en liten reduksjon i forhold til 1991. Det ble påbegynt 29 undersøkelses- og 14 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1991 var hhv 34 og 13. Gjennomsnittlig i perioden 1966 – 1992 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært hhv 20 og 8, slik at aktivitetsnivået fremdeles er høyt.

Figur 2.11.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevalueringer og administrasjon. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letekostnader i årene 1980 – 1992 seg til ca 78 milliarder 1992-kroner.

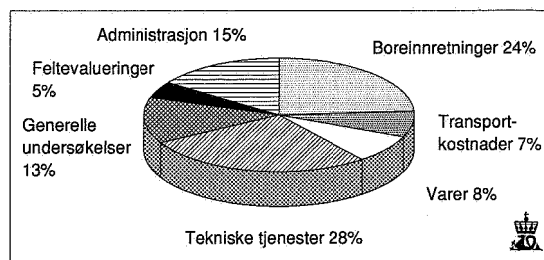
Nedenfor vises letekostnadene for 1992 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 2.11.1.b som viser den prosentuelle fordelingen mellom utgiftene.

Letekostnader	Millioner kroner
Leteboring	5 150
– Boreinnretninger	1 846
– Transportkostnader	569
– Varer	616
– Tekniske tjenester	2 119
Generelle undersøkelser	1 006
Feltevalueringer	363
Administrasjon <sup>1)</sup>	1 160
<b>Totalt</b>	<b>7 679</b>

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

Fig. 2.11.1.b

Kostnader til leting etter olje og gass 1992. Fordelt på vare- og tjenestegrupper



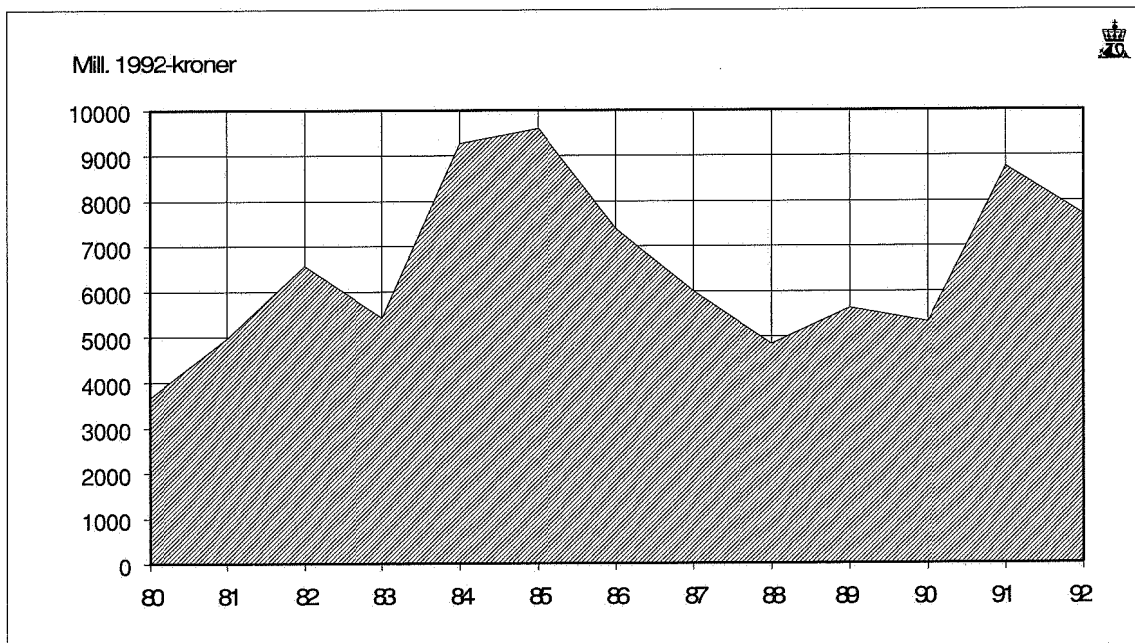
Utgiftene til feltevalueringer er betydelig redusert i forhold til 1991, mens utgiftene til generelle undersøkelser er noe høyere. Generelle undersøkelser omfatter bl a innsamling av seismikk. Utgifter knyttet til innsamling av seismikk har vist en betydelig økning i forhold til få år tilbake. Årlige utgifter var i perioden 1980 – 1989 i overkant av 500 millioner kroner mens man i 1992 anslår totale utgifter til å være i underkant av 1.2 milliarder kroner.

Figur 2.11.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1992 ble det boret for rundt 5150 millioner kroner. Utgiftene fordeler seg for 1992 slik: boreinnretninger ca 36 %, transport ca 11 %, varer ca 12 % og tekniske tjenester ca 41 %.

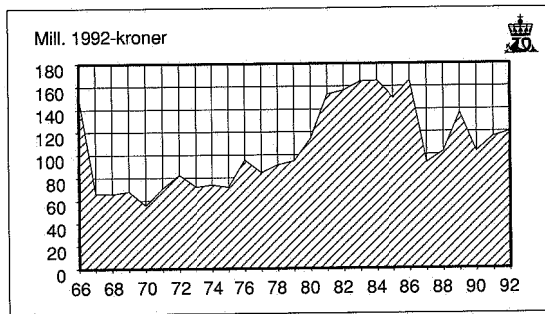
Figur 2.11.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 – 1992.

Fig. 2.11.1.a

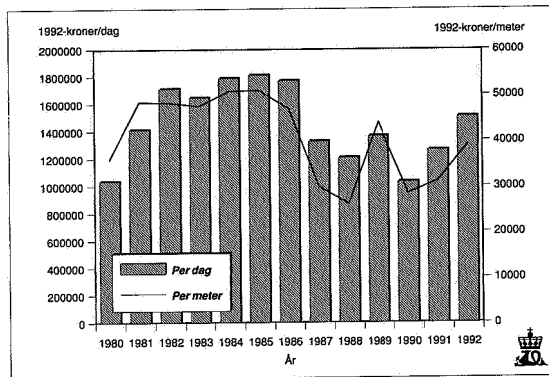
Årlige utgifter til letevirksomheten 1980–1992 (1992-kr)



**Fig. 2.11.1.c**  
Borekostnader per letebrønn (1992-kroner)



**Fig. 2.11.1.d**  
Kostnader til leting etter olje og gass 1980–1992



### 2.11.2 Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel

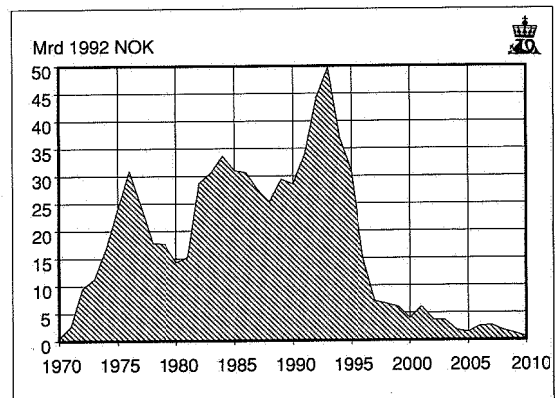
Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert utvinningsboring for perioden 1970-2015. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner for per 31.12.1992 og rørsystemer. Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia, er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt og transportsystemer inngår i beregningen:

- Albuskjell
- Brage
- Draugen
- Ekofisk-området (Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Vest Ekofisk, Embla)
- Europipe
- Etzel Gass Lager
- Frigg (Inkludert Frigg Transport)
- Frostpipe
- Frøy
- Gullfaks
- Gyda
- Haltenpipe

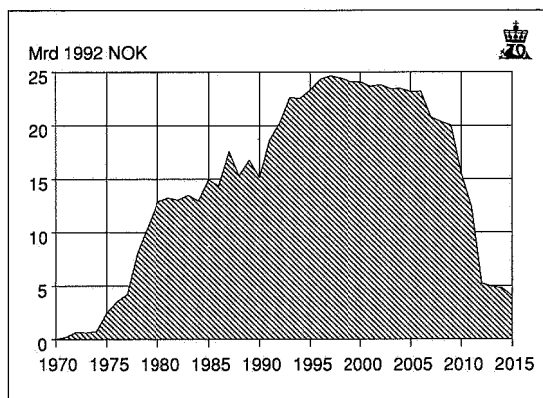
- Heidrun
- Heimdal
- Heimdal Jura
- Hod
- Lille-Frigg
- Loke
- Mime
- Murchison
- Norpipe
- Nordøst-Frigg
- Odin
- Oseberg
- Oseberg Transport
- Sleipner Øst
- Sleipner Vest
- Snorre
- Statfjord
- Statfjord Øst
- Statfjord Nord
- Statpipe
- Tommeliten Gamma
- Tor
- Tordis
- Troll fase 1
- Troll fase 2
- Troll-Oseberg Gassinjeksjon
- Ula
- Ula Transport
- Valhall
- Veslefrikk
- Zeepipe II a
- Øst Frigg
- 30/6 Gamma Nord

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum vises i figur 2.11.2.a. Alle beløp er i faste 1992-kroner. Investeringene økte jevnt til 1976 da de nådde en foreløpig topp. Nedgangen i investeringene de følgende årene ble avløst av en ny stigning fra og med 1981, med en foreløpig topp i 1984 da det ble investert for rundt

**Fig. 2.11.2.a**  
Investeringer i felt og rør i drift og vedtatt utbygd på norsk sokkel 1970–2010 (Milliarder 1992-kroner)



**Fig. 2.11.2.b**  
**Driftskostnader for felt og rør i drift og vedtatt utbygd på norsk sokkel 1970–2015**  
**(Milliarder 1992-kroner)**



33.6 milliarder 1992-kroner på norsk sokkel. De vedtak som nå er gjort, fører til at investeringsnivået kommer opp mot 50 milliarder 1992-kroner i første halvdel av 90-tallet før det reduseres kraftig mot år 2000.

I 1992 ble følgende felt og rørsystemer vedtatt utbygd:

- Europipe
- Frostpipe
- Frøy
- Haltenpipe
- Heimdal Jura
- Mime
- Sleipner Vest
- Troll fase 2
- Zeepipe fase II A

I 1993 forventes flere planer for utbygging og drift å bli behandlet. Dersom disse blir vedtatt, vil investeringskurven ikke falle så raskt som ovenfor skissert.

Årlige kostnader for drift av felt og rør vises i figur 2.11.2.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 få redusert disse i tiden som kommer.

### 2.11.3 Aktivitetsnivå mot år 2000.

Oljedirektoratet har vurdert det totale aktivitetsnivået på norsk sokkel frem mot år 2000. Vurderingene i dette kapittel er delvis basert på operatørens tall for felt i drift og felt besluttet utbygd, og delvis på Oljedirektoratets antagelser om felt under vurdering og økt utvinning fra eksisterende felt i forhold til foreliggende planer. Figurene betraktes som anslag på fremtidig utvikling.

Total petroleumsproduksjon er vist i figur 2.11.3.a.

Det fremgår av figuren at produksjonen antas å ha en svak økning mot et nivå på omkring 160 millioner t.o.e. i år 2000. Produksjonsøkningen skyldes at flere felt som er besluttet utbygd og under vurdering kommer i produksjon. I tillegg forventes økt utvinning fra eksisterende felt.

Totalt investeringsnivå i perioden 1992-2000 vises i figur 2.11.3.b. Investeringsnivået antas å ha en svak stigning de nærmeste år, for så å synke til omkring 25 milliarder 1992-kroner i år 2000. Felt i drift forventes å ha et lavt investeringsnivå i hele perioden. Investeringer i felt besluttet utbygd og under vurdering, sammen med antagelser om investeringer i forbindelse med økt utvinning fra eksisterende felt gir det forventede investeringsnivå mot år 2000.

I figur 2.11.3.c vises kostnader i forbindelse med drift av felt og rør på norsk sokkel frem mot år 2000. Driftskostnadene forventes, som produksjonen, å ha en jevn stigning perioden sett under ett. I år 2000 antas total etterspørsel etter varer og tjenester fra norsk kontinentalsokkel for driftsformål å ligge på omkring 33 milliarder 1992-kroner. Driftskostnader for felt i drift antas å være stabile i perioden. Økningen skyldes at felt som er besluttet utbygd og under vurdering vil komme i drift, samt driftskostnader i forbindelse med økt utvinning fra eksisterende felt.

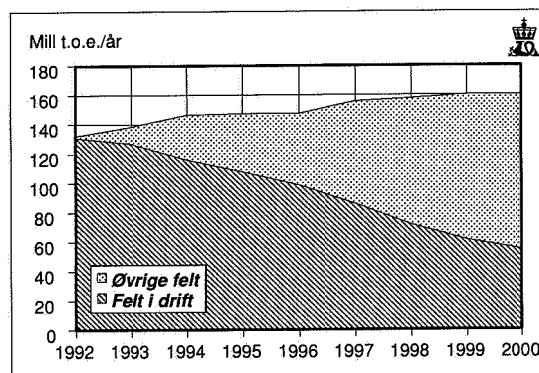
Totale driftskostnader og investeringer for felt og rør på norsk sokkel antas å holde seg stabilt omkring 65 milliarder 1992-kroner i perioden 1992 – 2000. Dette vises i figur 2.11.3.d.

Anslagene som er gjort frem mot år 2000 er usikre. Den fremtidige oljeprisutvikling er en sentral faktor som vil kunne påvirke den langsiktige utviklingen i betydelig grad.

### 2.11.4 Statens direkte økonomiske engasjement

Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten, SDØE, ble opprettet med virkning fra 1985, ved at betalingsstrømmene knyttet til

**Fig. 2.11.3.a**  
**Anslag på total-produksjonen på norsk sokkel 1992–2000 (Millioner t.o.e.)**  
**Øvrige felt omfatter felt besluttet utbygd, felt under vurdering og økt utvinning**



de fleste av Statoils deltakerandeler ble delt i en del til Statoil og en til staten (SDØE).

Av totalt 185 utvinningstillatelser er SDØE med i 121. SDØE er idag representert med et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen.

SDØE er den største investoren på norsk sokkel i dag og har sikret staten en høy andel av nåværende og framtidige reserver fra petroleumsvirksomheten. Ordningen har således oppfylt målsettingen man satte seg i 1985: bl a å sikre staten størst mulig direkte andel av de fremtidige inntektene ved utvinning av hydrokarboner.

Gjennomsnittlig prosentvis samlet statlig deltagelse fordeler seg på feltkategorier som vist i tabell 2.11.4.

**Tabell 2.11.4**

**Gjennomsnittlig prosentvis samlet statlig deltagelse fordelt på feltkategorier**

	SDØE	Statoil	samlet statlig
Felt planlagt utbygd	34.12	17.65	51.77
Felt besluttet utbygd	37.71	12.56	50.27
Felt i drift	11.66	8.31	19.97

De samlede investerings- og driftskostnader på norsk sokkel for perioden 1992-2002 er anslått til 500 milliarder kroner (udiskontert, faste 1992-kroner). Dette omfatter investeringer og driftskostnader for felt planlagt utbygd, besluttet utbygd og i drift ekskludert tariffer og CO<sub>2</sub>-avgift.

SDØEs netto andel av disse investerings- og driftskostnadene utgjør ca 165 milliarder kroner, hvis fordeling over tid fremgår av figur 2.11.4.

SDØE vil fortsatt i noen år foreta store investeringer, som resulterer i en realkapitaloppbygging i petroleumssektoren. Avkastningen av disse investeringene er bl a avhengig av den fremtidige prisutvikling samt av kostnads- og produksjonsutvikling på de aktuelle felt.

### 2.11.5 Petroleum i norsk økonomi

Nedenfor gis en kort oversikt over den betydning de ressurser Oljedirektoratet forvalter har for norsk økonomi. Tallmaterialet er hentet fra Statistisk Sentralbyrå.

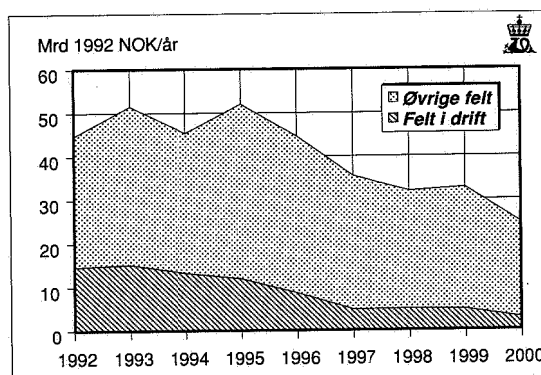
#### Bruttonasjonalprodukt

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til samlet verdiskapning i Norge i dag. I 1975 utgjorde bruttoproduktet i petroleumssektoren ca 3 % av BNP. I 1985 var andelen steget til 19 %, men falt så igjen på grunn av oljeprisfallet i 1985-1986. I de siste årene har andelen ligget på ca 14 %. Utviklingen av næringens andel av samlet bruttonasjonalprodukt vises i tabell 2.11.5.

**Fig. 2.11.3.b**

**Anslag på totale investeringer i felt og rør på norsk sokkel 1992-2000 (Milliarder 1992-kroner)**

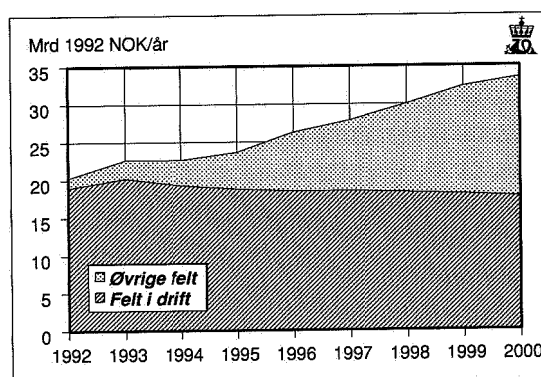
**Øvrige felt omfatter felt besluttet utbygd, felt under vurdering og økt utvinning**



**Fig. 2.11.3.c**

**Anslag på totale driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1992-2000 (Milliarder 1992-kroner)**

**Øvrige felt omfatter felt besluttet utbygd, felt under vurdering og økt utvinning**



**Fig. 2.11.3.d**

**Anslag på totale driftskostnader og investeringer for felt og rør på norsk sokkel 1992-2000 (Milliarder 1992-kroner)**

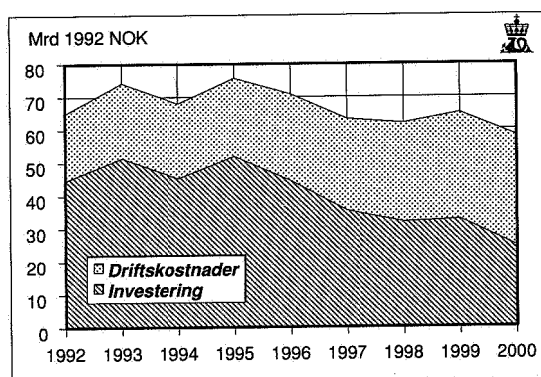
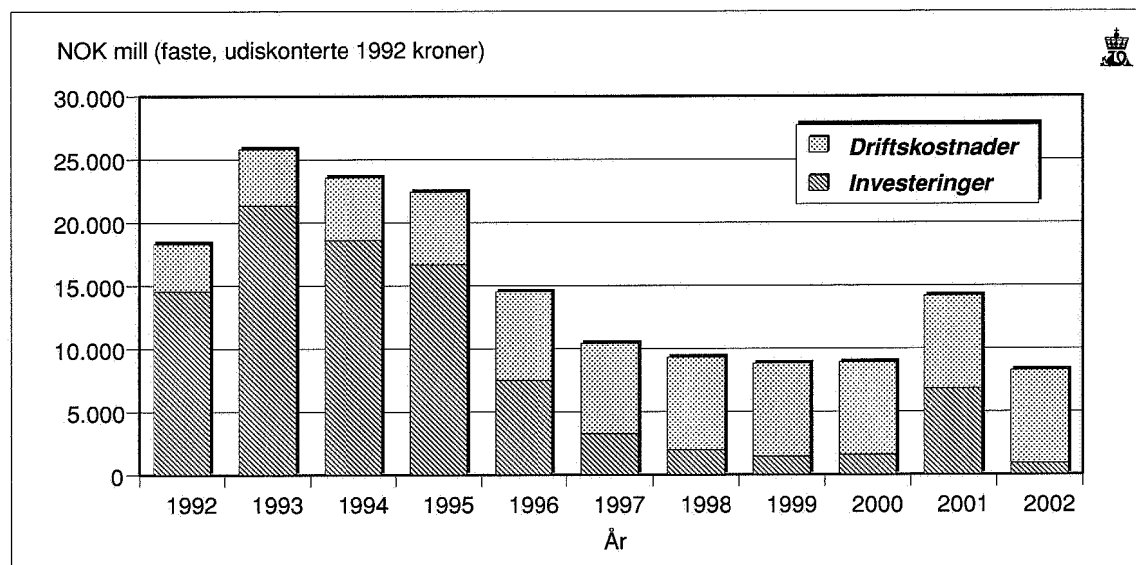




Fig. 2.11.4

SDØE: Investeringer og driftskostnader for felt planlagt og besluttet utbygd, og i drift (ekskludert tariffer + CO<sub>2</sub>-avg.)



### Utenriksøkonomi

Petroleumssektoren utgjør også en relativt stor andel av norsk eksportverdi. Eksportandelen økte fra ca 6% i 1975 til 38% i 1985. Deretter sank petroleumsssektorens eksportandel til ca 24% i 1988. De siste årene har det igjen vært en svak vekst i sektorens andel. Utviklingen vises i tabell 2.11.5.

### Statens skatteinntekter

Statens totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten omfatter ordinær formue- og inntektskatt, særskatt, produksjons- og arealavgift. Skatteinntektene nådde en foreløpig topp på 67 milliarder i 1985, før de sank til i underkant av 14 milliarder i 1988. De siste årene har det igjen vært en økning i statens skatteinntekter. I 1991 var skatteinntektene fra petroleumsvirksomheten 30.5 milliarder, omkring 19%

av statens totale inntekter fra direkte og indirekte skatter. Alle beregninger er i 1992-kroner. Utviklingen i skatteinntektene fremgår av tabell 2.11.5.

### Sysselsatte

Aktivitetsnivået på norsk sokkel fører til sysselsetting både til havs og på land. I 1992 var omkring 72 000 sysselsatt som følge av petroleumsvirksomheten i Norge. Av disse var omkring 24 000 direkte sysselsatt i utvinning av olje og gass. 19 500 hadde sitt arbeid til havs i 1992. Sysselsetting etter bedriftstype, som følger av petroleumsvirksomheten, vises i figur 2.11.5. Omkring 33% av sysselsatte i petroleumsvirksomheten arbeider i industri, bygg og anlegg, ca 25% arbeider i oljeselskapene mens 12% er sysselsatt i ingeniørselskap. De resterende 30% arbeider innen-

Tabell 2.11.5.

	1975	1980	1985	1988	1989	1990	1991	1992
Petroleumsvirksomhetens andel av BNP <sup>1)</sup> .	3 %	16 %	19 %	9 %	13%	15%	14% <sup>4)</sup>	14% <sup>4)</sup>
Petroleumsvirksomhetens andel av total eksportverdi <sup>2)</sup> .	6 %	33 %	38 %	24 %	29 %	31 %	32 %	35% <sup>4)</sup>
Statens skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten <sup>3)</sup> . (Milliarder 1992-NOK)	0.7	42.6	67.0	13.7	15.3	28.6	30.5	23.6 <sup>4)</sup>

Kilde: SSB

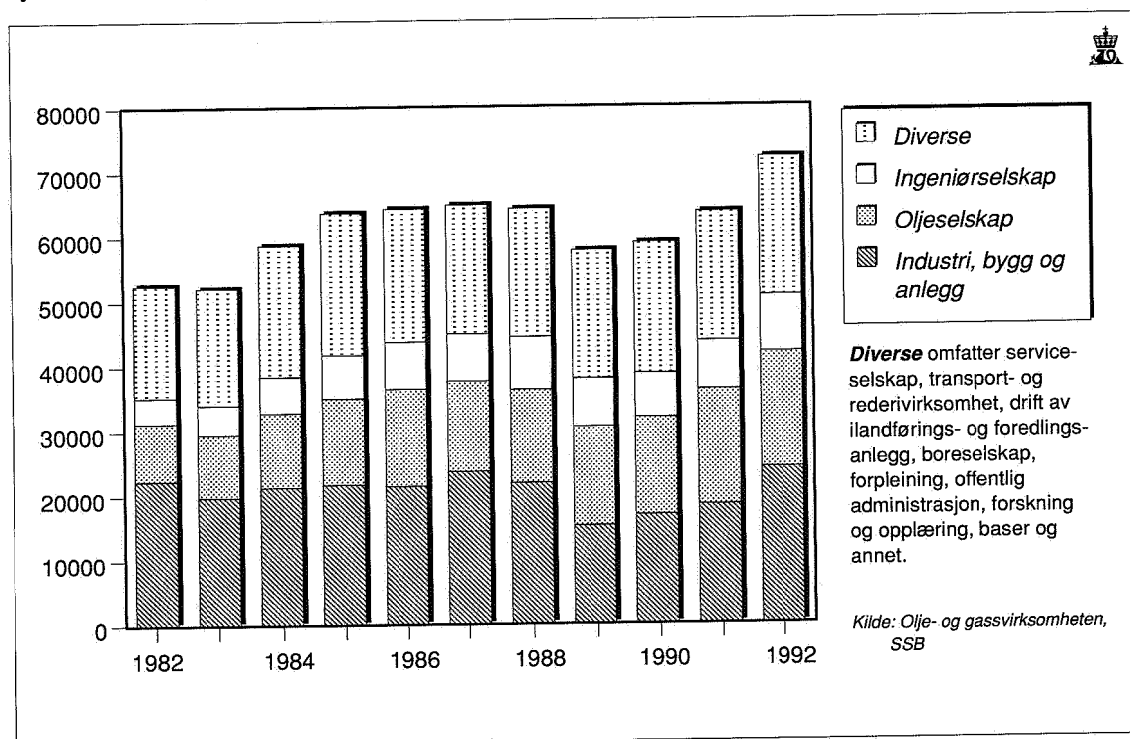
1) Omfatter utvinning av råolje og naturgass, oljeboring og drift av rørledninger.

2) Omfatter eksport av råolje, naturgass og rørtransporttjenester.

3) Omfatter ordinær formue- og inntektskatt, særskatt, areal- og produksjonsavgift.

4) Foreløpige tall/anslag

Fig. 2.11.5  
Sysselsatte som følge av petroleumsvirksomheten, etter bedriftstype



for service, transport, rederi, boreselskap, forpleining, drift av ilandførings- og foredlingsanlegg, offentlig administrasjon og forskning og opplæring.

## 2.11.6 Petroleumsmarkedet

### 2.11.6.1 Råoljemarkedet

Verdens oljeproduksjon sank med 0.2 % fra 1991 til 1992, og var i overkant av 60 millioner fat per dag. Nedgangen skyldes hovedsakelig produksjonsnedgang i USA og det tidligere Sovjetunionen. Produksjonen fra USA falt med 280 000 fat per dag, mens produksjonsnedgangen i det tidligere Sovjetunionen falt med 1.4 millioner fat per dag. Vest-Europas produksjon økte med 5 % til et gjennomsnitt på 4.49 millioner fat per dag. Dette skyldes hovedsakelig økningen i Norges produksjon. Produksjonen fra OPEC økte med 1 millioner fat per dag i løpet av 1992, mye på grunn av økt produksjon fra Kuwait og Irak. Kuwait vil ventelig øke produksjonen ytterligere i 1993, mens Iraks produksjon fortsatt begrenses i henhold til FNs vedtak om restriksjoner.

Norges produksjon utgjorde i 1992 3.5 % av verdensproduksjonen, mot 3.1 % i 1991. Norges oljeproduksjon ligger fortsatt over britisk produksjon som ikke endret seg vesentlig fra 1991.

Oljereservene økte i 1992 for de fleste deler av verden. Oversikter viser en samlet økning i reservene på 0.6 % fra 1991 til 1992. Ut fra reserveanslag vil fremtidens største oljeproduserende områder være

OPEC og Midt-Østen. Produksjonen utgjorde i overkant av 2 % av reservene. Forholdet mellom påviste reserver og produksjon er noe endret fra 1991, i og med en mindre reduksjon i produksjonen sammenlignet med 1991. Verdens oljereserver utgjør 46 års produksjon på 1992-nivå.

Oljeprisen var om lag 18 USD/fat ved inngangen av 1992. OPEC-landenes vedtak på møtet i februar 1992 om produksjonskvoter på 23 millioner fat per dag i 2. kvartal var høyere enn markedet forventet, og prisene gikk ned til 17 USD per fat i mars måned. Fra utgangen av mai måned steg prisen til 21 USD per fat. Dette skyldes større etterspørsel, samt større aktivitet i markedet. Prisene holdt seg på dette nivået ut september måned. Gjennomsnittlig pris per fat frem til oktober måned var i overkant av 19 USD per fat, tilsvarende i overkant av 119 kroner.

### 2.11.6.2 Gassmarkedet

All norsk eksport av gass går i dag til Vest-Europa.

Norge eksporterte i 1992 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Fram til 1990 var Storbritannia den største kunden, mens Tyskland nå er, og trolig fremover blir, den største kjøperen. Figur 2.11.6.3.c viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland. Det er i forbindelse med Troll-avtalene inngått avtaler om leveranser av gass også til Spania og Østerrike.

I 1992 utgjorde eksporten fra Norge 25.7 milliarder Sm<sup>3</sup>, en økning på 0.6 milliarder Sm<sup>3</sup> gass fra

året før. Dette utgjør omlag 9 % av gassforbruket i Vest-Europa. Norsk gassalg vil etter planen stige kraftig fra høsten 1993, når leveranser under Troll-avtalene starter.

I 1991 bekreftet resten av kjøperne at de ville utøve de såkalte 30%-opsjonene i Troll-avtalene. I 1992 bekreftet det nederlandske selskapet Gasunie at dette selskapet også ville utøve den såkalte 50 %-opsjonen. Utøvelsen av opsjonen fra Gasunie vil øke årlig salg under Troll-avtalene med ca 1 milliard Sm<sup>3</sup> per år, til ca 34 milliarder Sm<sup>3</sup>/år (fra 2005). Utøver resten av kjøperne 50 %-opsjonen, blir samlet årlig salg under disse avtalene på det meste 40.8 milliarder Sm<sup>3</sup>. Kjøperne har frist til 1.7.1995 til å utøve resten av 50 %-opsjonene.

Betydelige deler av den solgte gassen under Troll-kontraktene var ved inngangen av 1992 ikke fordelt på enkeltfelt. I juni 1992 foretok Olje- og energidepartementet allokering av disse mengdene (unntatt Gasunies 50%-opsjon) til Troll og Sleipner Vest. Disse feltene, sammen med Sleipner Øst og noe assosiert gass, vil stå for levering av gass under de inngåtte kontraktene.

Det har i 1992 iht salgskontraktene pågått forhandlinger om endringer i gassprisene. Forhandlingene fortsetter i 1993.

I tillegg til kontraktene over, ble det i 1991 inngått kontrakt med National Power i Storbritannia (2.2 milliarder Sm<sup>3</sup>/år), og i januar 1993 med Distrigaz / Electrabel i Belgia (1.8 milliarder Sm<sup>3</sup>/år). Ingen av disse avtalene er per januar 1993 endelig godkjent av de respektive lands myndigheter. Hvilke felt som skal forsyne under disse kontraktene er heller ikke avklart.

Det pågikk ved årsskiftet forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i en rekke land, inkludert land i Øst-Europa. Salg til skandinaviske land er imidlertid på kort sikt mindre sannsynlig. Det samme gjelder salg av nedkjølt gass (LNG). I 1992 ble det for øvrig for ett felt inngått en avtale om salg av ekstra gass i sommermånedene. Dette representerer et avvik fra de normalt svært langsiktige kontraktene om salg av gass fra norsk sokkel. I det hele må vi forvente et annet gassmarked framover enn det vi var vant til i 1980-årene.

Også Norge har et marked for gass. Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0.7 milliarder Sm<sup>3</sup> gass årlig til et metanolfabrikk på Tjeldbergodden (fra 1996). Først ute er imidlertid Nord-Rogaland, hvor det er inngått avtale om årlige leveranser på 0.02 milliarder Sm<sup>3</sup> gass til distribusjonsselskapet Gasnor. Det viktigste norske gassmarkedet finnes imidlertid per i dag på kontinentalsokkelen. Den største kjøperen er Oseberg, med ca 3.5 milliarder Sm<sup>3</sup>/år (fra Troll). Oseberg bruker gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Ekofisk avtar ca 2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass/år, til brensel og andre formål. Også i Sleipner Øst vil det bli injisert betydelige mengder gass (opp til 6.5 milliarder Sm<sup>3</sup>/år), ved hjelp av gass fra Sleipner Vest. Hensikten er å øke produksjonen av kondensat. Også på andre felt bru-

kes gass som brensel, og i noen tilfeller for å øke utvinningen. Injisert gass vil i stor grad kunne reproduseres for senere salg.

### 2.11.6.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

Det ble i 1992 solgt 124.1 x 10<sup>6</sup> tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 27.0 % i forhold til 1991. Norge var den største mottaker med 22.4 % av skipningene, Storbritannia mottok 22.3 %, Nederland 11.9 %, Tyskland 9.4 % og Sverige 6.8 %.

I 1991 mottok Norge 20.7 %, som er en oppgang i forhold til 1992.

Figur 2.11.6.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982 -1992.

Frem til 1988 er Belgia og Canada med under gruppen andre. Salg av NGL fra norsk sokkel nådde i 1992 opp i 2.4 x 10<sup>6</sup> tonn. Dette er 0.1 x 10<sup>6</sup> tonn mer enn i 1991.

Figur 2.11.6.3.b viser salget av råolje og NGL i 1992 fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 25.7 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass i 1992. Dette er en oppgang på 2.0 % i forhold til 1991. Det ble solgt 8.8 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Tyskland, 5.7 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Storbritannia, 5.8 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Frankrike, 2.8 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Nederland og 2.6 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> til Belgia, jf figur 2.11.6.3.c.

Figur 2.11.6.3.d viser gass-salget fordelt på rettighetshavere. Kolonnen «andre» inneholder tall fra flere små felt.

### 2.11.7 Produksjonsavgift

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

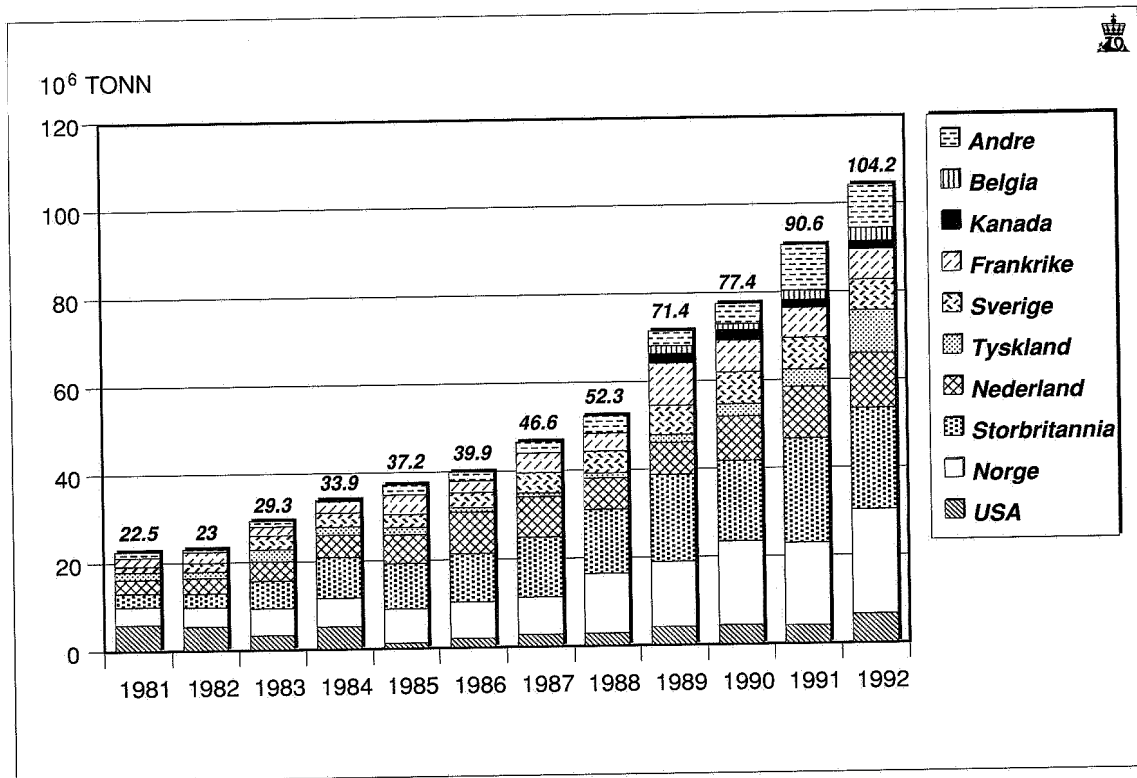
Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i Lov om petroleumsvirksomhet som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produsert petroleum ved utvinningsområdets avskjningspunkt. Ettersom prisen på petroleumproduktene normalt ikke fastsettes på avskjningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

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

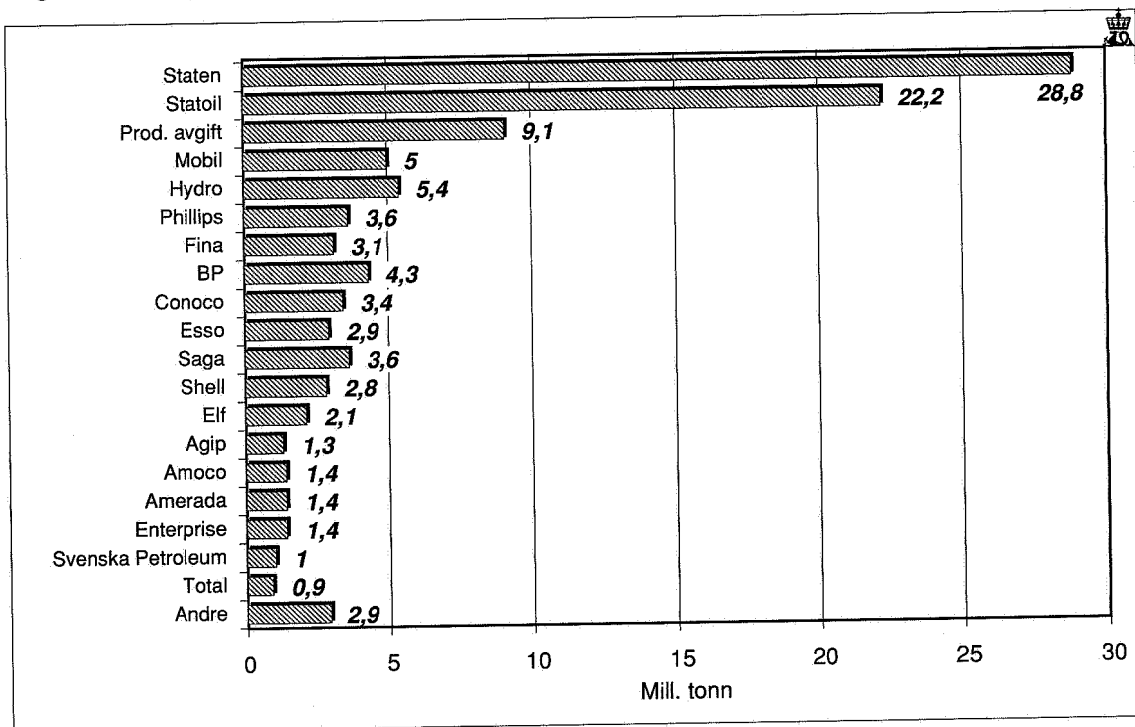
På noen felt er transportkostnadene høyere enn brutto salgsverdi for vedkommende petroleumprodukt. Dette gjelder spesielt gass. Petroleumproduktet har i slike tilfelle ingen verdi på avgiftspunktet, og det betales ikke produksjonsavgift.

For tiden verserer det en rettssak for domstolene om samlet avgiftsoppgjør for olje og gass. Rettighetshaverne på Statfjord, med unntak av Statoil, har krevd at beregningsgrunnlaget for avgift på gass som de har beregnet til å være 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

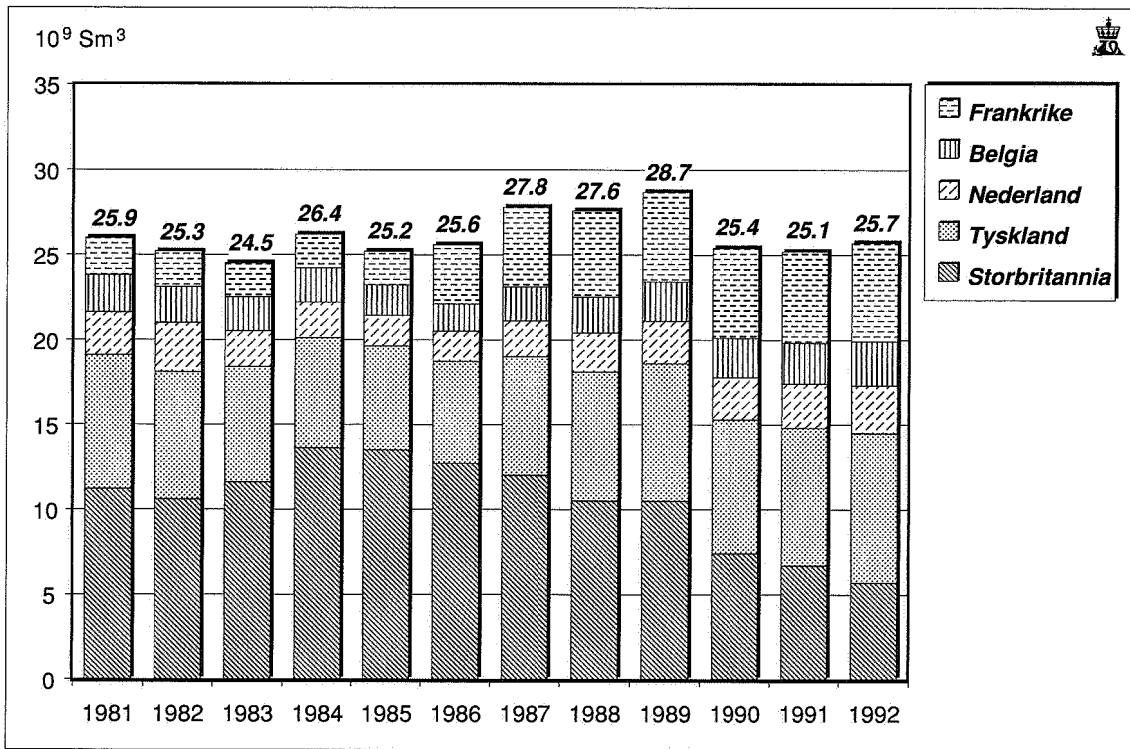
**Fig. 2.11.6.3.a**  
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



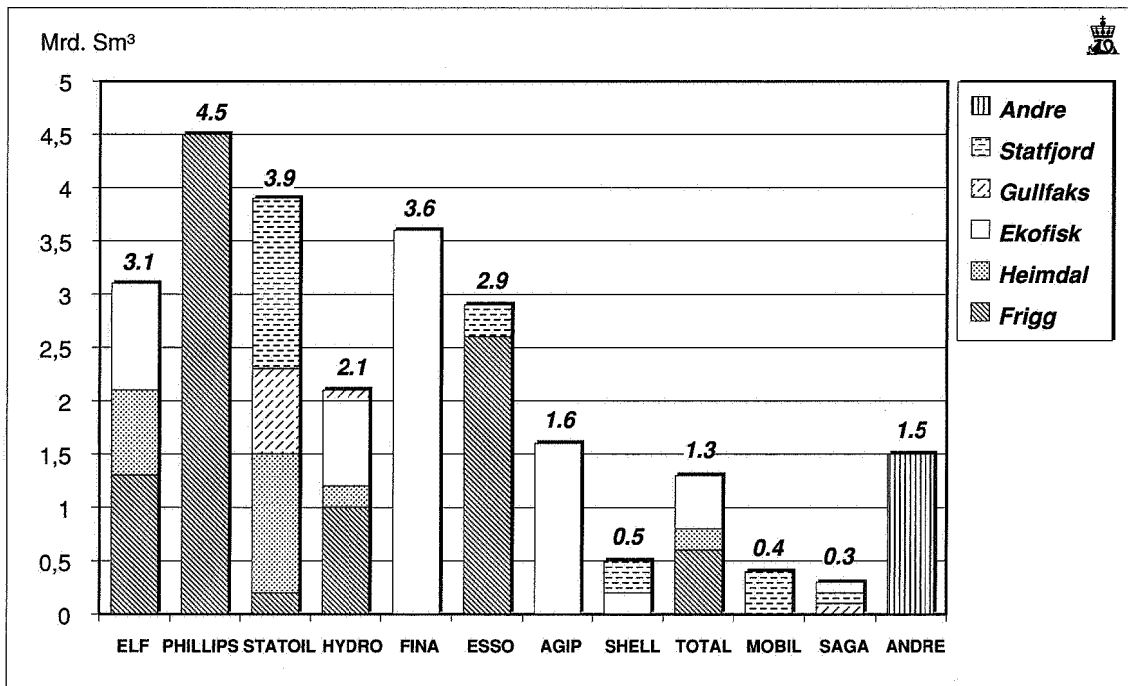
**Fig. 2.11.6.3.b**  
Solgt råolje/NGL per rettighetshaver i 1992



**Fig. 2.11.6.3.c**  
Salg av gass fordelt på land



**Fig. 2.11.6.3.d**  
Solgt gass per rettighetshaver i 1992



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 i 1993. Saken dreier seg om relativt betydelige beløp.

I henhold til 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 1.1.1986.

Fra 1.1.1992 er avgiftssatsen for gass satt til 0, jf Kongelig resolusjon av 27.3.1992 og Kronprinsregentens resolusjon av 22.5.1992. Dette innebærer at det heretter kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

### 2.11.7.1 Total produksjonsavgift

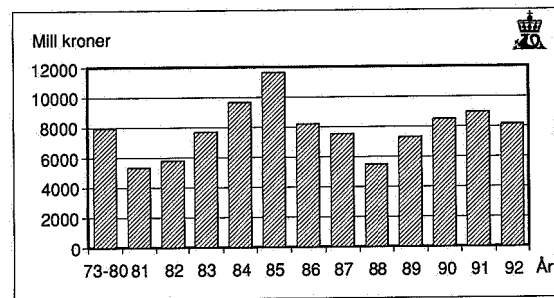
Det er i 1992 innbetalt kroner 8 129 205 421 i produksjonsavgift til Oljedirektoratet fra rettighetshaverne på norsk sokkel. Tabell 2.11.7.1 viser fordelingen på de ulike petroleumsprodukt for 1991 og 1992.

Figur 2.11.7 viser innbetalt produksjonsavgift 1973 – 1992.

### 2.11.7.2 Produksjonsavgift olje

Det er i 1992 innbetalt kroner 7 782 812 744 i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 2.11.7.2. Produksjonsavgift for olje blir tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet.

Fig. 2.11.7  
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1992



### 2.11.7.3 Produksjonsavgift gass og NGL

Det er i 1992 innbetalt kroner 346 392 677 i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 2.11.7.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Ettersom avgiften på gass ble satt til 0 fra 1.1.1992, vil innbetalingene for gass i 1992 kun omfatte 2. halvår 1991.

For Statfjord og Gullfaks er det ikke innbetalt noen produksjonsavgift for gass i 1992 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 2.11.7.1

Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1991 og 1992 (millioner kroner)

		1991	1992
OLJE	EKOFISK, ULA OG VALHALL	1 790.9	1 695.6
«	STATFJORD	4 866.9	4 356.6
«	MURCHISON	29.1	23.7
«	HEIMDAL	9.9	4.1
«	OSEBERG	692.0	964.6
«	GULLFAKS	660.6	738.2
GASS/NGL	EKOFISK-FELTENE	471.6	205.5
«	VALHALL	23.3	13.0
«	ULA	0.2	0.0
«	FRIGG, NØ-FRIGG, ODIN	329.8	132.5
«	STATFJORD	0.0	-31.1
«	MURCHISON	1.3	0.7
«	HEIMDAL	64.6	25.8
«	GULLFAKS	0.0	0.0
SUM ALLE FELT		8 940.2	8 129.2

Tabell 2.11.7.2

## Innbetalt produksjonsavgift for olje

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1992
EKOFISK, ULA OG VALHALL	824 334 963	871 234 858	1 695 569 821
STATFJORD	2 227 067 926	2 129 547 034	4 356 614 960
MURCHISON	16 256 253	7 406 509	23 662 762
HEIMDAL	3 922 360	213 932	4 136 292
OSEBERG	410 181 563	554 420 284	964 601 847
GULLFAKS	353 745 195	384 481 687	738 227 062
SUM	3 835 508 260	3 947 304 484	7 782 812 744

Tabell 2.11.7.3

## Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1992
EKOFISK-OMRÅDET			
Phillipsgruppen	171 622 842	19 220 716	190 843 558
Amoco-gr. (Tor)	436 622	110 092	546 714
Shell (Albuskj.)	13 014 872	0	13 014 872
Dyno/Methanor	579 822	553 089	1 132 911
Sum Ekofisk-området	185 654 158	19 883 897	205 538 055
FRIGG-OMRÅDET			
Petronord-gruppen	103 956 690	-562 081	103 394 609
Esso (NØ-Frigg)	4 437 600	0	4 437 600
Esso (Odin)	24 642 196	5 495	24 647 691
Sum Frigg-området	133 036 486	-556 586	132 479 900
VALHALL	10 910 678	2 112 784	13 023 462
ULA	0	0	0
STATFJORD	0	*) -31 134 122	-31 134 122
MURCHISON	385 805	290 367	676 172
HEIMDAL	24 053 776	1 755 434	25 809 210
GULLFAKS	0	0	0
SUM ALLE FELT	354 040 903	-7 648 226	346 392 677

\*) Tilbakebetalt for mye innbetalt produksjonsavgift i tidligere perioder.

## 2.11.8 Arealavgift på utvinningstillatelser

Oljedirektoratet har i 1992 innkrevd kroner 702 879 529 i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstillatelser meddelt år	Kroner
1965	94 773 000
1969	56 767 820
1971	5 502 000
1973	35 478 000
1975	85 809 822
1976	73 872 000
1977	48 751 836
1978	20 019 213
1979	106 297 191
1980	8 803 899
1981	40 643 217
1982	23 317 771
1983	21 353 824
1984	27 607 419
1985	38 828 597
1986	14 945 056
1992	108 864
Totalt	702 879 529

Oljedirektoratet har refundert kroner 86 912 003 i arealavgift i 1992.

Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgifts-oppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

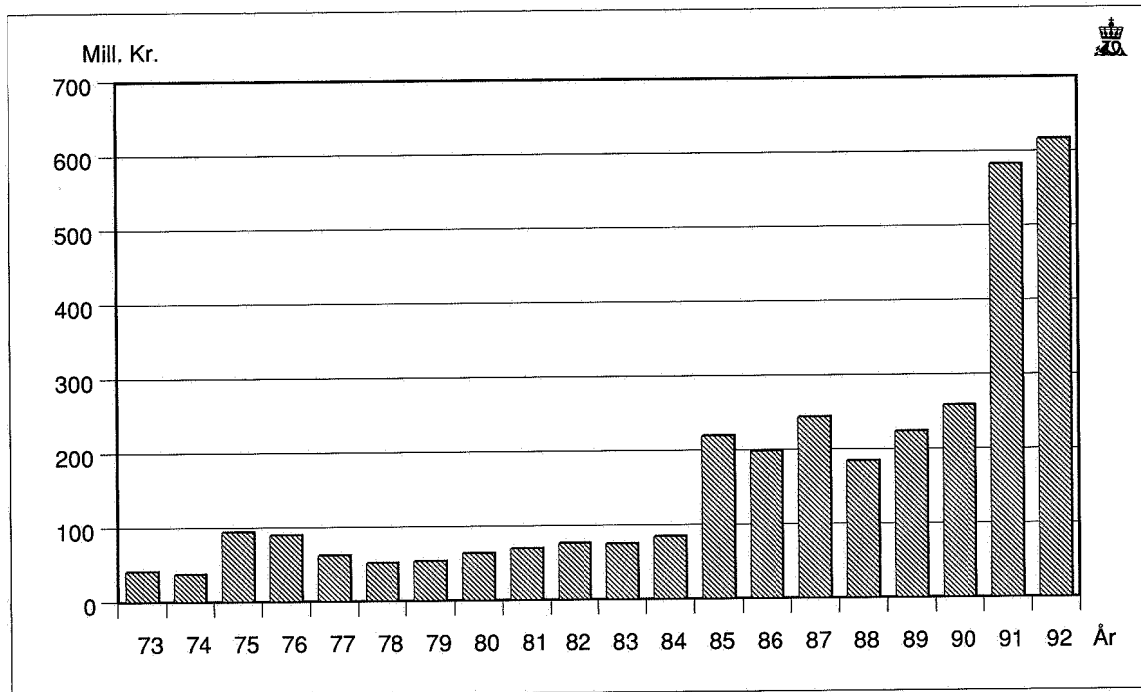
For en del utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør for 1992 kroner 13 701 940 og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

Figur 2.11.8 viser innbetalt arealavgift 1973-1992.

2.11.9 CO<sub>2</sub>-avgift

Lov nr 72 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 og til å fatte de vedtak som er nødvendig for gjennomføringen av loven. 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>

**Fig. 2.11.8**  
Innbetalt arealavgift 1973–1992



gass og kroner 0.60 per liter diesel. I 1992 var CO<sub>2</sub>-avgiften satt til 0.80 kroner per Sm<sup>3</sup> gass og kroner 0.80 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 2.11.9 viser totalt innbetalt avgift fordelt på de enkelte felt og transportsystemer for 2. halvår 1991 og for 1. halvår 1992. Totalt ble det i 1992 innbetalt kroner 1 915 946 450.

**Tabell 2.11.9**  
Innbetalt CO<sub>2</sub>-avgift for 2. halvår 1991 og 1. halvår 1992.

Innbetalt CO <sub>2</sub> -avgift for 2.halvår 1991 og 1. halvår 1992		
Felt:	2.halvår 1991	1.halvår 1992
BALDER	3 056 954	0
EKOFISK	250 451 337	343 490 978
FRIGG	15 016 675	21 164 364
GULLFAKS	113 773 040	148 489 878
GYDA	12 683 657	15 886 498
HEIMDAL	14 139 883	19 831 396
HOD	6 604 172	7 625 285
MIME	670 258	910 804
MURCHISON	7 087 102	10 597 330
ODIN	1 971 909	3 275 883
OSEBERG	89 136 000	126 873 570
STATFJORD	150 351 028	202 826 578
ULA	24 138 140	32 698 430
VALHALL	21 952 056	27 487 425
VESLEFRIKK	21 397 980	29 566 469
Transportsystemer:		
FRIGG TRANSPORT	757 837	1 501 629
NORPIPE	72 408 068	114 182 912
STATPIPE	1 575 661	2 365 264
Sum	807 171 757	1 108 774 693



### 3. Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

#### 3.1 INNLEDNING

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets tilsyn og regelverksarbeid innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø har i 1992 vært:

- 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 (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 (lov om vitenskapelige undersøkelser)
  - Lov nr 14 av 9. mars 1973 om vern mot tobakkskader
- 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.

Ved kongelig resolusjon av 27.11.1992 ble det bestemt at arbeidsmiljøloven fra 1.1.1993 skal gjøres gjeldende for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten, samt for bemannede undervannsoperasjoner utført fra fartøy eller innretning. Kommunaldepartementet har besluttet at tilsynsmyndigheten skal tillegges Oljedirektoratet. Dermed er det også på arbeidsmiljøområdet lagt til rette for et helhetlig, koordinert tilsyn med petroleumsvirksomheten, noe som er nedfelt i kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet. Det er en utfordring for direktoratet at beslutningen medfører ytterligere økte tilsynsoppgaver, utvikling av detaljregelverk på området,

samt avklaring av enkelte grenseflatespørsmål, mv. Ved utarbeidelsen av tilsynsplanen for 1993 har det derfor vært nødvendig å gjennomføre en stram prioritering for å sikre nødvendige ressurser til de nye oppgavene.

Den totale petroleumsvirksomheten har fortsatt å øke i 1992, og det har også i dette året vært nødvendig å igangsette og videreføre interne effektiviserings tiltak for så langt mulig å kunne opprettholde et forsvarlig tilsyn på tross av at det ikke er blitt tilført nye stillinger siden 1987.

#### 3.2 REGELVERKSUTVIKLING

De siste av Oljedirektoratets nye teknologiforskrifter ble fastsatt og trådte i kraft i første halvdel av 1992. Arbeidet hadde da pågått kontinuerlig siden 1987 og har omfattet både form og innhold i regelverket. Det nye regelverket fremstår helhetlig og i samsvar med rammer som er satt gjennom overordnet regelverk, blant annet når det gjelder å reflektere prinsippene i en tilsynsordning med basis i internkontroll. I tidligere årsberetninger er det gjort nærmere rede for de mål og rammer som ble lagt til grunn for regelverksarbeidet. Det er Oljedirektoratets inntrykk at de berørte parter i all hovedsak mener at det nye regelverket fremstår som tidsmessig og tjenlig.

Da de siste av de nye forskriftene trådte i kraft, påla Oljedirektoratet de enkelte operatørselskap å foreta en systematisk gjennomgang av sin virksomhet for å kartlegge og på en styrt måte håndtere eventuelle avvik fra regelverket. For Oljedirektoratet vil denne kartleggingen sammen med det nye regelverket danne en referanseramme for den framtidige tilsynsvirksomheten.

Oljedirektoratet gjennomførte i 1988 i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet og Det Norske Veritas en gjennomgang av tilstøtende eller overlappende sokkel- og flaggstatsregelverk (likhetsstudien). Formålet var å identifisere områder der de to regelverkene hadde like, ulike eller motstridende bestemmelser og å foreta de nødvendige avklaringer mellom myndighetene på disse områdene. Gjennomgangen skulle også tjene til å gjøre mer synlig den rollen maritim sertifikater har som dokumentasjon for at sokkelkrav er innfridd.

I forbindelse med ikrafttreddelsen av det nye teknologiregelverket i perioden 1991-1992 har myndighetene gjennomført en ny studie. Oljedirektoratet vil videreføre dette arbeidet så lenge næringen finner nytte av arbeidet.

##### 3.2.1 Status i regelverksarbeidet

Følgende forskrifter med utfyllende veiledninger er fastsatt i 1992:

- 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 støttemanlegg.
- Forskrift om bærende konstruksjoner.

### 3.2.2 Regelverk under arbeidsmiljøloven

Teknologiregelverket er fastsatt med hjemmel i sikkerhetslovgivningen. De viktigste grunnene for dette valget av hjemmelsgrunnlag var at

- det eksisterende detaljregelverk primært var teknologiorientert
- sikkerhetsbegrepet i sikkerhetslovgivningen er gitt en mer omfattende definisjon enn i arbeidsmiljøloven, ved at også sikkerhet for miljø og økonomiske verdier er innebygget
- sikkerhetslovgivningen hadde et videre virkeområde enn arbeidsmiljøloven, og ville således gi et bedre håndhevelsesgrunnlag for petroleumsvirksomheten sett under ett

Valg av sikkerhetsforskriften som hjemmelsgrunnlag medførte imidlertid at sentrale arbeidsmiljøforhold ikke ble omfattet av det nye teknologiregelverket.

Oljedirektoratet har i årsberetningen for 1991 gjort nærmere rede for arbeidet som ble satt i gang med sikte på å identifisere behov for og eventuelt foreslå rammer for et framtidig regelverk for arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten.

Både kartleggingsarbeidet såvel som samlet erfaring fra tilsynet har vist at det ikke er behov for å utvikle nye krav til arbeidsmiljøet, men at det er et behov for bedre synliggjøring av krav som allerede eksisterer ved blant annet å henvise til eksisterende normer som standarder og annet nasjonalt regelverk og å innarbeide vedtak som er presedensskapende. Erfaringer fra tilsynet tilsier videre at det er behov for å stille krav til systematikk i arbeidet med arbeidsmiljø i de ulike fasene i utbyggingsprosjektene.

Det er videre behov for å regulere eller klargjøre enkelte forhold på arbeidsmiljøområdet som konsekvens av den fremtidige EØS-avtalen.

På denne bakgrunn foreslo Oljedirektoratet overfor Kommunaldepartementet at det ble utarbeidet en forskrift som samlet omhandlet arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten til havs. Det ble videre foreslått at spesifikke krav til eller normer for arbeidsmiljøforhold så langt mulig skulle samordnes med tilsvarende regelverk for virksomhet på land. Forskriften er foreslått å omhandle krav relatert til planlegging, spesifisering av krav, gjennomføring og til verifikasjon av arbeidsmiljø, og at systematisk ivaretagelse av disse forhold skal inngå som en integrert del av et utbyggingsprosjekt.

Kommunaldepartementet samtykket i 1992 til at

Oljedirektoratet satte i gang arbeidet med å utarbeide utkast til detaljforskrift. Etter planen skal utkast til forskrift sendes på ekstern høring i 1993 etter først å ha vært presentert for de berørte parter og myndighetene.

Forskriften vil bli fastsatt i medhold av og som en utdyping av arbeidsmiljøloven av 1977 og kongelig resolusjon av 27.11.1992 om forskrift om arbeidervern og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

### 3.3 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i 1992 er i hovedsak gjennomført i samsvar med planer lagt på grunnlag av prioriterte innsatsområder og mål. De sikkerhetsmessige problemstillingene knyttet til Ekofisk 2/4T (Ekofisk-tanken) medførte imidlertid en meget omfattende aktivitet som førte til en viss omprioritering.

Også i 1992 er det gjennomført flere gjennomgående tilsynsoppgaver, det vil si at det foretas revisjon mot flere operatørselskaper innenfor samme problemområde. Som et supplement til de operatørspesifikke tilsynsaktivitetene har gjennomgående tilsyn vist seg å ha verdifull virkning på erfaringsoverføring og kompetanseoppbygging. Denne typen tilsyn skaper også grunnlag for sammenlikning selskapene imellom med hensyn til å ivareta krav til sikkerhet og arbeidsmiljø.

#### 3.3.1 Samtykker

I 1992 ble det gitt tilsammen 118 samtykker, mot 111 året før. Samtykkene fordeler seg slik (tall for 1991 i parentes):

- 8 ( 9) samtykker til undersøkelse
- 36 (40) samtykker til leteboring
- 13 ( 8) samtykker til detaljprosjektering
- 15 (10) samtykker til fabrikasjon
- 10 ( 6) samtykker til installering
- 16 (20) samtykker til bruk
- 6 ( 8) samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
- 14 (10) samtykker til bruk av servicefartøy

#### 3.3.2 Prioriterte innsatsområder

I 1992 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter knyttet til følgende innsatsområder:

- større modifikasjoner/tilknytninger til eksisterende innretninger
- operatørens systemer for vedlikeholdsstyring
- høytrykksbrønner og boring i miljømessig sårbare områder
- implementering av nytt regelverk
- operatørens tilrettelegging av arbeidsmiljø for entreprenøransatte

##### 3.3.2.1 Større modifikasjoner/tilknytning til eksisterende innretninger

Det har vært gjennomført tilsynsaktivitet mot flere operatører hvor det har vært fokusert på større mo-

difikasjoner og nye tilknytninger av feltutbygginger til eksisterende innretninger. Målsettingen med tilsynet har vært å få belyst operatørens styring av samtidige prosjekter med hensyn til å tilfredsstille krav i regelverket. Det ble avdekket store variasjoner hos operatørene med hensyn til klarhet i ansvarsplasing, samordning, kommunikasjon og dokumentasjon i denne type prosjektaktiviteter.

Oppgaven har også omfattet tilsyn med operatørens ivaretagelse av såvel selskapsinterne som myndighetenes krav til ergonomisk utforming av kontrollrom. Tilsynet viser at enkelte operatører i begrenset grad foretar en systematisk vurdering, implementering og oppfølging av ergonomiske forhold i sin alminnelighet, og ved utforming av kontrollrom spesielt.

### 3.3.2.2 Operatørens systemer for vedlikeholdsstyring

Tilsyn i tidligere år har avdekket svakheter ved operatørens styring av vedlikeholdsaktiviteter, og dette ble derfor videreført som et innsatsområde i 1992. Årets tilsyn har vist at vedlikehold er i ferd med å bli anerkjent som et viktig aktivitetsområde. Resultater fra revisjoner som er utført har demonstrert at systematisk satsing på vedlikehold over tid gir gode resultater både sikkerhetsmessig og økonomisk.

Det har vist seg at en stor del av problemene knyttet til vedlikehold i driftsfasen, kan tilbakeføres til beslutninger med hensyn til valg av tekniske løsninger i tidlige prosjektfaser, og Oljedirektoratet besluttet derfor å også inkludere revisjon mot et prosjekt i denne tilsynsoppgaven. Resultatene bekrefter at det gjennom å påvirke prosjektorganisasjonene til å legge til rette for et effektivt vedlikehold synes å være gevinster å hente i form av et mer kostnadseffektivt vedlikehold i driftsfasen.

I tillegg til systemrevisjoner og verifikasjoner knyttet til vedlikeholdsstyring, er det i 1992 også arrangert statusmøter og faglige seminarer omkring dette temaet for å følge opp tidligere års tilsynsaktiviteter.

Næringen står overfor store utfordringer med å mestre de sikkerhetsmessige konsekvenser av at utstyr blir eldre, med tilhørende økning i hyppigheten og alvorligheten av svikt. Å mestre denne utfordringen stiller krav til etablering av hensiktsmessige administrative styringssystem, klare ansvarsforhold, kompetanse og iverksetting av nødvendige tiltak for å opprettholde den totale tekniske tilstanden på et forsvarlig nivå.

### 3.3.2.3 Høytrykksbrønner og boring i miljømessig sårbare områder

Det ble i 1992 boret 8 brønner i kategorien høytrykk/høy temperatur-brønner. De problemtyper som har vist seg karakteristisk for boring av slike brønner, har i en viss grad gjort seg gjeldende også i 1992. Tilsynsaktivitetene som er gjennomført, viste at selve boreoperasjonene forløp på en forsvarlig måte, men at det fremdeles er behov for forbedringer i planleggingsfasen og på dokumentasjonssiden for å sikre at fremtidig boring av slike brønner også skjer forsvarlig.

Det ble videre utført tilsyn med en boreoperasjon i nord-områdene i et område som vurderes som miljø-

messig sårbart. Det kom fram at operatøren både i planlegging og gjennomføring av boringen hadde lagt vekt på miljøets sårbarhet i det aktuelle området, men Oljedirektoratet mener at det ved framtidig aktivitet i området må gjøres ytterligere innsats før myndighetenes krav og forventninger fullt ut er innfridd.

### 3.3.2.4 Implementering av nytt regelverk

Tilsyn innenfor dette innsatsområdet har i første rekke vært knyttet til i hvilken grad krav i forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten er implementert hos rettighetshaverne. Oppmerksomhet ble særlig rettet mot følgende områder:

- krav til kompetanse
- etablering av beredskapen
- krav til redning og evakuering
- vedlikehold av beredskapsutstyr
- kontroll av beredskap

Aktivitetene avdekket at det er forskjeller mellom selskapene med hensyn til hvor langt implementeringsprosessen har kommet. Videre varierer graden av implementering også innenfor de ulike enheter i det enkelte selskap.

### 3.3.2.5 Operatørens tilrettelegging av arbeidsmiljø for entreprenøransatte

Tilsynsaktivitetene under dette innsatsområdet er en videreføring av aktiviteter gjennomført i 1991. Aktivitetene har avdekket flere brudd på arbeidstidsbestemmelsene for brønnservice-personell, i første rekke knyttet til spørsmålet om hvem som kan klassifiseres som ledende personell, og det ble derfor valgt å fokusere spesielt på dette forholdet. Operatørselskapene er pålagt å klassifisere stillinger og funksjoner med hensyn til om disse er å betrakte som ledende eller særlig selvstendige. Den klassifisering som er foretatt, viser at kriteriene varierer sterkt mellom selskapene, og oppfølging av disse forhold vil bli videreført i 1993.

I utkast til forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten går det fram at arbeidstakere kan klassifiseres som ledende/særlig selvstendige dersom:

- arbeidstaker selv må vurdere og avgjøre behovet for egen arbeidsinnsats
- arbeidstaker selv kan kontrollere sin egen arbeidstid

Med den foreslåtte reguleringen vil ansatte i brønnserviceselskap offshore bare unntaksvis kunne klassifiseres som ledende. Dette vil kunne bidra til mer enhetlig praksis i bransjen og bedre arbeidsforholdene for ansatte i brønnserviceselskapene.

### 3.3.2.6 Arbeidstakermedvirkning

Det har i 1992 vært gjennomført kartlegging og evaluering av operatørens systemer for å etterleve arbeidsmiljølovens krav om arbeidstakermedvirkning. Denne aktiviteten har for en stor del vært gjennomført som en integrert del av ovenfor omtalte prioriterte områder i tilsynet, og har vært lagt inn som et element i systemrevisjoner som er gjennomført på en

rekke problemområder og mot flere operatørselskaper.

Resultatet av denne evalueringen er blitt tatt inn i oppsummeringene av de enkelte tilsynsaktiviteter, og har i noen tilfeller ført til pålegg til operatør om å gjennomføre tiltak for å ivareta kravene på en bedre måte. I all hovedsak er det imidlertid Oljedirektoratets inntrykk at arbeidstakerne på de faste innretningene har innflytelse på de fleste områder, men at det fremdeles er utfordringer i forbindelse med pågående bemanningsendringer.

### 3.3.3 Ekofisk 2/4-T (Ekofisk-tanken)

Den viktige prosesserings- og transportinnretningen 2/4-T på Ekofisk-feltet har i flere år blitt viet stor oppmerksomhet fra Oljedirektoratet, blant annet med bakgrunn i at studier som operatøren Phillips har utført, har avdekket betydelige sikkerhetsmessige svakheter. Innretningen tilfredsstiller ikke operatørens egne akseptkriterier for risiko, og tiltak som var besluttet iverksatt for å redusere risikonivået, er bare delvis gjennomført.

Som følge av at innretningen eldes er behovet for vedlikehold og modifikasjoner sterkt økende, og det har etter hvert bygget seg opp et etterslep i det planmessige vedlikehold.

Vedvarende innsynkning vil ytterligere øke risikoen framover. Oljedirektoratet har konkludert med at fortsatte modifikasjoner på 2/4-T ikke i tilstrekkelig grad vil kunne kompensere for den negative utviklingen med hensyn til risikonivå på innretningen, og anser at sikkerheten i løpet av noen år ikke lenger vil kunne karakteriseres som forsvarlig.

Oljedirektoratet sendte derfor varsel om pålegg til rettighetshaverne om umiddelbart å planlegge for permanent opphør av all prosessering og transport av petroleum på 2/4-T. På grunn av de store økonomiske konsekvenser en slik beslutning innebærer, ble det gjennomført særskilte tiltak for å sikre at alle sider ved saken var tilstrekkelig belyst før endelig vedtak ble fattet. Blant annet ble det avholdt møter med den enkelte rettighetshaver i utvinningstillatelsen.

På grunnlag av rettighetshavernes svarbrev og møtene med rettighetshaverne kunne Oljedirektoratet konstatere at rettighetshaverne i hovedsak delte Oljedirektoratets vurderinger av risikoforholdene på 2/4-T. Rettighetshaverne imøtegikk heller ikke synet om at fortsatte modifikasjoner av det tekniske anlegget på sikt ikke vil være tilstrekkelig til å sikre forsvarlig drift på 2/4-T.

Det endelige pålegget inneholder følgende elementer:

#### Midlertidige tiltak

Inntil permanent opphør av den nåværende prosesserings- og transportvirksomheten på 2/4-T skal rettighetshaverne uten grunnnet opphold iverksette hensiktsmessige, risikoreducerende tiltak for å møte myndighetskrav og operatørens egne akseptkriterier for risiko.

### Plan for langsiktig løsning

Oljedirektoratet skal innen 1.7.1993 forelegges en forpliktende plan for en langsiktig løsning som ivaretar kravet til sikkerhetsmessig forsvarlig prosesserings- og transportvirksomhet for Ekofisk-feltene og tredjeparts brukere.

### Stengning som følge av innsynkning

Dersom innsynkning fører til at en «hundreårsbølge» kan gå over betongbarrieren rundt Ekofisktanken, pålegges rettighetshaverne å bringe prosesserings- og transportvirksomheten til opphør, med mindre det blir dokumentert at innretningen oppfyller krav i sikkerhetsregelverket når det gjelder slike belastninger.

### 3.4 ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

Det er i 1992 utført gjennomgående tilsynsaktiviteter rettet mot operatørselskaper der en har fokusert på kvalitetssikringsenhetenes ansvar og oppgaver og samspillet mellom disse enhetene og linjeorganisasjonen i selskapene. I første rekke har internkontrollforskriftens krav til organisering av internkontrollsystemet dannet grunnlaget for revisjonene.

Tilsynsaktiviteten har vist at det er store variasjoner mellom selskapene med hensyn til organisering av den interne tilsynsvirksomheten og beskrivelse og utvikling av internkontrollsystemet i henhold til forskrift om internkontroll. Det er videre avdekket mangler ved enkelte selskapers system for dokumentstyring, samt uklare grenseflater mellom kvalitets-sikringsenheten og linjeledelsen i selskapene.

Med bakgrunn i erfaringene så langt, vil Oljedirektoratet prioritere tilsyn mot disse forholdene også i 1993.

### 3.5 FAGLIG SAMARBEID I TILSYNET

I kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet er det forutsatt at Oljedirektoratet i tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten skal benytte seg av faglig kompetanse hos andre myndigheter på områder der direktoratet ikke har egen kompetanse. I forholdet til de myndigheter som har selvstendig tilsynsmyndighet, skal Oljedirektoratet spille en koordinerende rolle.

Samarbeidet med disse etater har i all hovedsak forløpt tilfredsstillende, og bidrar til et effektivt og helhetlig tilsyn med virksomheten.

### 3.6 SYSTEM FOR OPPFØLGING AV ULYKKER OG ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Med bakgrunn i et behov for å oppgradere Oljedirektoratets system for registrering, rapportering, vurdering og oppfølging av ulykker, ble det i 1991 igangsatt et arbeid med dette siktemål. Dette arbeidet er blitt videreført i 1992. Rogalandsforskning har på oppdrag fra Oljedirektoratet i tillegg foretatt en ekstern undersøkelse der næringens behov på samme område er blitt kartlagt.

### 3.7 PERSONSKADER

#### 3.7.1 Generelt

Oljedirektoratet mottar rapporter om personskader og dødsulykker som inntreffer i forbindelse med petroleumsaktivitet på faste og flyttbare innretninger på norsk kontinentalsokkel. Rapporteringen kan hovedsakelig deles inn i to kategorier:

#### Varsling

Ved dødsulykker og alvorlige personskader varsles direktoratet umiddelbart. Varslingen er utgangspunkt for vurdering av videre oppfølging fra direktoratets side. Oppfølgingen skjer blant annet i form av utreise og undersøkelse i samarbeid med politiet eller oppfølging av selskapets egen granskning av ulykken.

#### Rapportering

I tillegg til varsling av alvorlige personskader og dødsulykker, mottar Oljedirektoratet melding om personskader som har ført til fravær inn i neste 12 timers skift og/eller skader som krever medisinsk behandling. Det rapporteres på et fast format, og denne rapporteringen er grunnlaget for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen. Rapporteringen er et arbeidsgiveransvar, men operatørselskapene skal ha oversikt over hendelser på sine innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet sammenholdes årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underreportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. For utarbeidelse av skadefrekvenser sammenstilles personskadene med arbeidstimer rapportert kvartalsvis fra de enkelte innretninger og felt.

Selv om en så omfattende rapportering har flere mulige feilkilder, mener Oljedirektoratet at en forholdsvis stabil rapporteringspraksis er innarbeidet hos de fleste operatørselskapene. Skadefrekvensen varierer betydelig fra operatør til operatør. De statistiske oversiktene som presenteres i årsberetningen her burde gi et rimelig korrekt uttrykk for skadebildet på kontinentalsokkelen.

#### 3.7.2 Årsaksforhold i forbindelse med personskader

Ut fra årsaksbeskrivelsene på rapporteringsskjemaene for 1992 vil Oljedirektoratet rette oppmerksomheten mot følgende farlige forhold og handlinger:

- Uheldig arbeidsstilling i forhold til verktøy og utstyr som opereres,
- utilstrekkelig verneutstyr, eller manglende bruk av påkrevet verneutstyr,
- feil bruk av verktøy og utstyr,
- luftbårne partikler,
- vanskelig adkomst eller dårlig utforming av arbeidsplassen,
- glatte og ujevne overflater.

De vanligste skadetyperne i 1992 var:

- Klem- og sårskader i forbindelse med gjenstander i bevegelse, eller håndtering av utstyr. Hender og fingre er mest utsatt for disse skadene.
- Øyeskader forårsaket av splinter og sprut kombi-

nert med mangelfullt verneutstyr. Hovedsakelig oppstår disse skadene i forbindelse med sveise- og slipearbeid, eller ved bruk av høytrykks-sprøyteutstyr

- Forstuingsskader etter overbelastning ved bruk av verktøy og utstyr, og feiltrakk på glatte og ujevne overflater.
- Tannskader som oppstår ved uforsiktig bruk av håndverktøy.

#### 3.7.3 Personskader på faste innretninger

Den totale personskadefrekvensen har gått litt ned for 1992 i forhold til 1991. Oljedirektoratet har registrert 571 personskader i forbindelse med boring etter og produksjon av olje og gass på faste innretninger på norsk kontinentalsokkel i 1992, hvorav ingen med dødelig utgang. Skader som har inntruffet utenom arbeidstiden offshore (fritidsskader) er ikke medregnet i statistikken. For 1992 er det registrert 28 slike skader mot 26 for 1991. Fritidsskadene utgjøres hovedsakelig av forstuingsskader, og over halvparten av disse skadene oppstår i forbindelse med trimaktiviteter.

Det er kommet til én ny innretning på norsk sokkel i år, det er strekkstaginnretningen Snorre som står for ca. 4,3 % av totalt antall arbeidstimer. Denne økningen i arbeidstimer oppveies ved slutføringen av installasjonsaktivitetene på Oseberg C. På de fleste faste innretningene for øvrig har det vært relativt små forandringer i arbeidsmengde. Totalt har dette ført til en ubetydelig reduksjon i antall arbeidstimer i 1992 i forhold til 1991.

#### Tabeller og figurer – faste innretninger

Tabell 3.7.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1976-1992 på faste innretninger samt den flyttbare produksjonsinnretningen «Petrojarl 1» (ikke 1992).

Skadefrekvensen for 1992 tilsvarer 25,7 skader per million arbeidstimer. Skadefrekvensen for 1991 er korrigert som følge av at 14 personskader er blitt etterrapportert.

Figur 3.7.3.a viser utviklingen av personskadefrekvensen for perioden 1979 – 1992 for de forskjellige hovedaktivitetene. Den mest markerte endringen siden 1991 har skjedd innen boring og brønnoperasjoner som tradisjonelt er sett på som den mest risikoutsatte aktiviteten. Her er skadefrekvensen redusert fra 65,7 til 48,3 skader per 1000 årsverk. Denne funksjonen har også over tid hatt den mest markante reduksjonen i skadefrekvens.

Forpleining som står for den minste andelen av arbeidsmengden med ca 10 % av totalt arbeidede timer, stod i 1992 for 8,6 % av skadene mot 7,5 % i 1991. Skadene var hovedsaklig sår- og klemskader i forbindelse med håndtering av utstyr. Skadefrekvensen for forpleiningsaktiviteten har de siste årene variert en del, og økte litt i 1992 sammenlignet med året før.

Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene stod i 1992 for 52,4 % av arbeidsmengden, en nedgang fra 53,5 % for 1991. Andelen av skadene utgjorde henholdsvis 59,7 % og 56,1 % av totalen. Dette har medført at skadefrekvensen også for denne gruppen

**Tab. 3.7.3.a**  
**Skadde/døde per 1000 årsverk (1976-92). Boring og produksjon på faste innretninger.**

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	588	42,6	0	0,00
1992	22203641	1612	13774	571	41,5	0	0,00
Totalt/snitt	270125456		160041	8908	55,7	14	0,10

har økt i forhold til 1991. De vanligste skadetyper er klem- og slagskader mot hender og hode, samt øyeskader forårsaket av splinter og sprut kombinert med mangelfull bruk av påkrevet verneutstyr.

Funksjonen administrasjon/produksjon viser fortsatt en forholdsvis stabil skadefrekvens.

Figur 3.7.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1992 innenfor hovedaktivitetene.

Tabell 3.7.3.b viser fordeling av skader, årsverk og skadefrekvens på operatør- og entreprenøransatte for perioden 1985 til 1992. I 1992 bidro entreprenør-

**Fig. 3.7.3.a**  
**Personskader i perioden 1979-92. Boring og produksjon på faste innretninger**

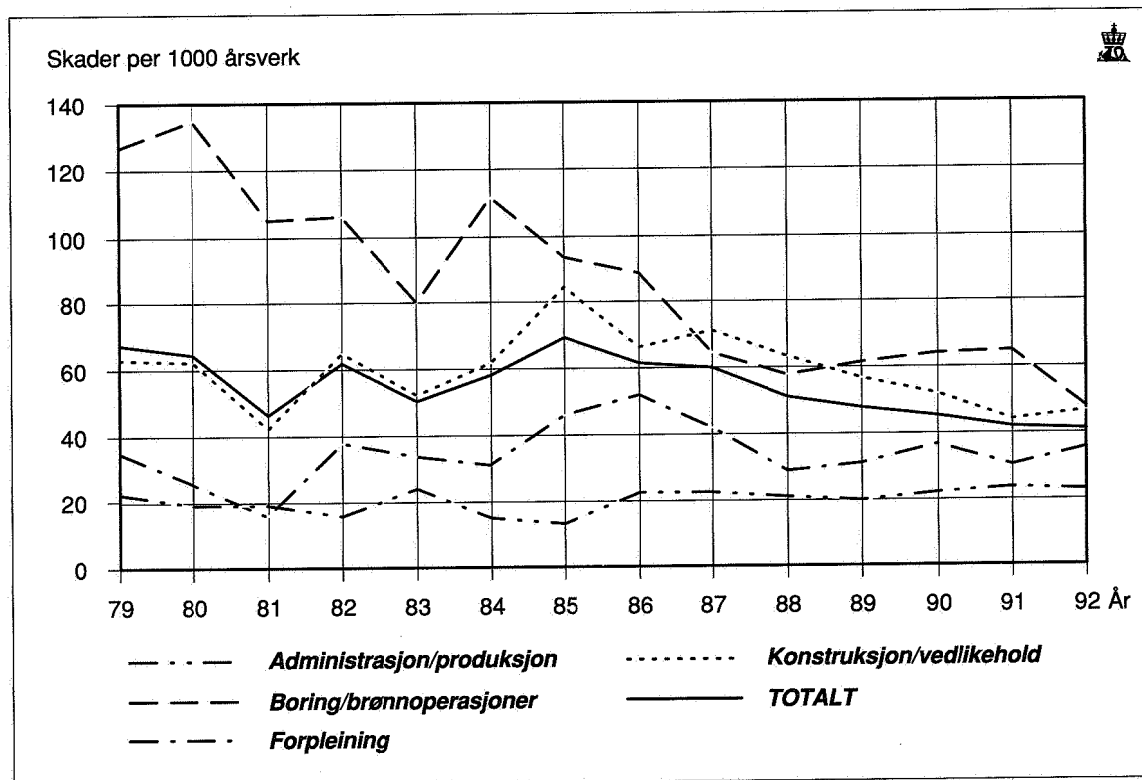
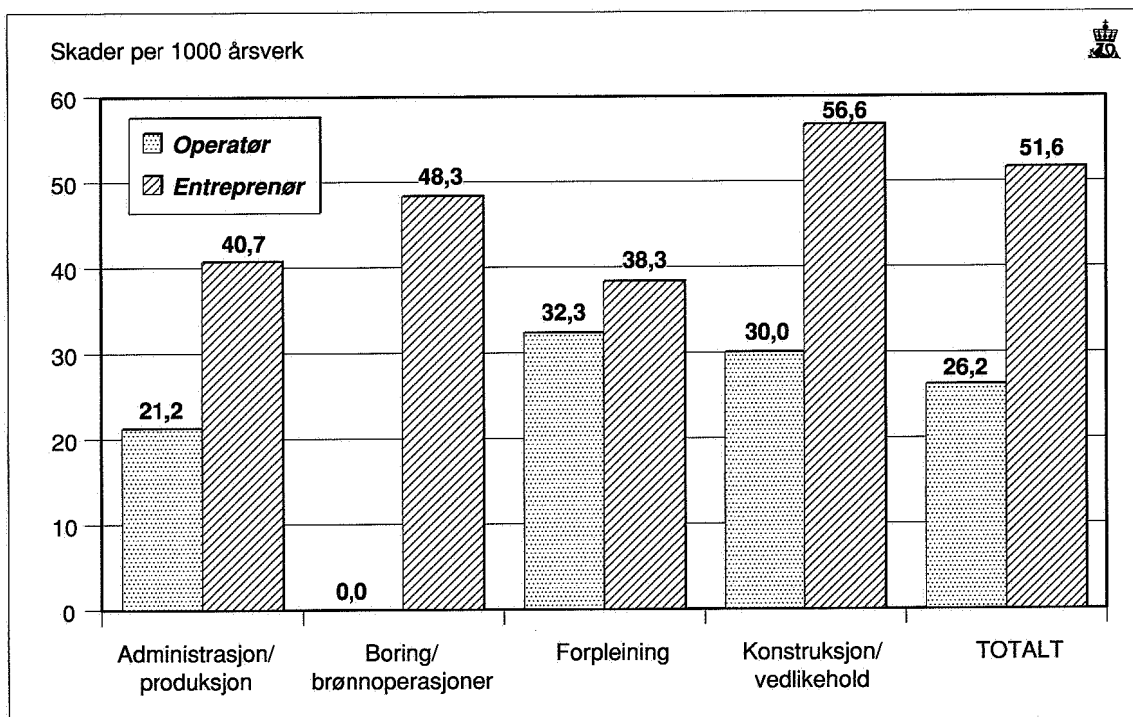


Fig. 3.7.3.b

Skadefrekvens 1992. Operatør- og entreprenøransatte. Boring og produksjon på faste innretninger.



Tab. 3.7.3.b

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1985- 1992)

Funksjon		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	
Administrasjon/produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	2259	2366	2499	Operatør
	Skader	80	213	603	454	294	500	424	369	Entreprenør
	Skader/1000 årsverk	19	34	44	47	43	49	53	53	o
		4	0	9	6	6	12	14	15	e
Boring/brønnoperasjoner	Årsverk	0	0	0	0	0	0	0	0	o (operatør)
	Skader	1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239	2340	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	0	0	0	0	0	o
		130	122	103	110	131	132	147	113	e
Forpleining	Årsverk	0	39	94	209	340	396	447	464	o (operatør)
	Skader	685	817	1073	882	888	868	953	887	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	0	5	5	4	3	13	13	15	o
		32	40	45	29	36	34	31	34	e
Konstruksjon/vedlikehold	Årsverk	0,0	128,2	53,2	19,1	8,8	32,8	29,1	32,3	o
	Skader	46,7	49,0	41,9	32,9	40,5	39,2	32,5	38,3	e
	Skader/1000 årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	2364	2482	2538	o (operatør)
		3301	3969	6283	4520	4237	3901	4900	4679	e (entreprenør)
TOTALT	Årsverk	61	51	49	50	70	61	65	76	o
	Skader	353	354	577	391	307	267	265	265	e
	Skader/1000 årsverk	39,5	24,7	20,1	20,8	29,4	25,8	26,2	30,0	o
		106,9	89,2	91,8	86,5	72,5	68,4	54,1	56,6	e
TOTALT	Årsverk	3119	3395	4227	4593	4820	5019	5295	5499	o (operatør)
	Skader	5450	6370	9526	7739	7547	7296	8516	8275	e (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	80	90	98	101	116	123	131	144	o
		519	516	734	536	480	445	457	427	e
	25,6	26,5	23,2	22,0	24,1	24,5	24,7	26,2	o	
	95,2	81,0	77,1	69,3	63,6	61,0	53,7	51,6	e	

selskapene med 60,1 % av de totale arbeidstimene på faste innretninger mot 61,7% året før, 74,8% av skadene skjedde innenfor denne gruppen i 1992 mot 77,7 % for 1991. Dette betyr at misforholdet mellom andel i arbeidsmengde og andel i antall skader for både operatøransatte og entreprenøransatte fortsatt er synkende. Skadefrekvensen for operatøransatte økte, mens den for entreprenøransatte gikk ned i 1992.

Tabell 3.7.3.c viser en kryssreferanse over fordeling av ulykkestyper innen de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1979-1992.

### 3.7.4 Personskader på flyttbare innretninger

Totalt 17 flyttbare innretninger har operert på norsk sokkel i 1992 mot 19 året før. I forbindelse med lete-

og produksjonsboring fra flyttbare innretninger har Oljedirektoratet registrert 138 personskader. Dette er en nedgang på 21 skader fra 1991, mens reduksjonen i arbeidsmengde er prosentvis noe mindre. Totalt har skadefrekvensen gått ned. Det har ikke inntruffet skader med dødelig utgang på flyttbare innretninger i 1992. Direktoratet har registrert én fritidsskade for 1992, det samme som i 1991.

Rapporteringen fra flyttbare innretninger foregår etter de samme kriterier som for faste innretninger. Oljedirektoratet har registrert at det er forholdsvis større avvik mellom rapporteringen til direktoratet og de oversiktene operatørene sitter med for flyttbare enn for faste innretninger. Det har også vist seg vanskeligere å oppnå samme etterrapportering av hendelser fordi innretningene skifter oppdragsgivere, er gått i opplag eller ikke lenger opererer på norsk

Tab. 3.7.3.c  
Arbeidsulykker 1979-92 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke

Yrke	Administrasjon	Boredraksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/ Sandblåser	Mekaniker/ motormann	Operatør	Platearbeider/ isolatør	Rørlegger	Servicekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/ uspesifisert	TOTALT	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	35	266	33	61	65	339	25	17	41	119	40	71	72	59	88	45	88	3	1467	18,8
Brann Eksplosjon ol	0	1	0	3	0	7	0	0	1	5	2	2	4	0	0	3	0	0	28	0,4
Fall til lavere nivå	15	26	12	43	16	101	20	13	49	45	26	34	37	20	32	33	19	3	544	7,0
Fall på samme nivå	33	25	6	54	54	116	21	9	38	37	32	42	59	28	67	42	12	8	683	8,8
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	27	19	6	61	35	98	20	15	48	37	44	34	58	27	58	52	14	8	661	8,5
Fallende gjenstander	9	41	9	10	11	75	5	1	15	31	5	37	35	20	56	24	5	2	391	5,0
Annen kontakt med gjenstand i ro	20	19	5	50	34	79	25	6	60	51	22	67	46	22	61	39	12	4	622	8,0
Håndteringsulykker	21	83	8	76	100	185	27	12	49	142	42	108	110	43	81	82	28	3	1200	15,4
Kontakt med kjemisk fysikalske forhold	6	16	0	15	33	66	10	2	95	21	23	22	25	18	8	26	8	0	394	5,1
Overbelastning av kroppsdel	25	43	7	43	31	117	11	10	40	52	37	33	61	23	70	26	18	4	651	8,4
Splinter, sprut	16	26	6	30	15	88	5	1	118	59	27	128	141	17	25	238	5	3	948	12,2
Elektrisk strøm	0	2	0	28	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	0	37	0,5
Ekstreme temperaturer	1	0	0	4	41	5	1	0	1	5	7	7	9	1	4	16	0	1	103	1,3
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	0,7
Totalt	212	570	92	483	438	1289	172	89	559	609	310	592	663	278	552	632	209	40	7789	100
%	2,7	7,3	1,2	6,2	5,6	16,5	2,2	1,1	7,2	7,8	4,0	7,6	8,5	3,6	7,1	8,1	2,7	0,5	100,0	



Tab. 3.7.4.a

Skadde/døde per 1000 årsverk (1989–92) 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
1992	4385045	1612	2720	138	50,7	0	0,00
Totalt/snitt	17176844		10656	523	49,1	3	0,28

sokkel. Disse forholdene gjør det vanskelig å oppnå samme nøyaktighetsgrad på arbeidstimetallet for flyttbare innretninger. Direktoratet har de siste par årene lagt vekt på verifikasjon av disse tallene. Time-rapporteringen fra operatørene er sammenholdt med riggdøgn registrert i direktoratet og justert i samråd med operatørselskapene, slik at det framkommer et rimelig nøyaktig anslag på bemanningen på innretningene. Oljedirektoratet anser derfor at tallene for de siste årene gir et rimelig korrekt bilde av forholdene på flyttbare innretninger.

#### Tabeller og figurer – flyttbare innretninger

Tabell 3.7.4.a viser blant annet en oversikt over personskadene per 1000 årsverk i tidsrommet 1989-1992 på flyttbare innretninger. Skadefrekvensen for 1992

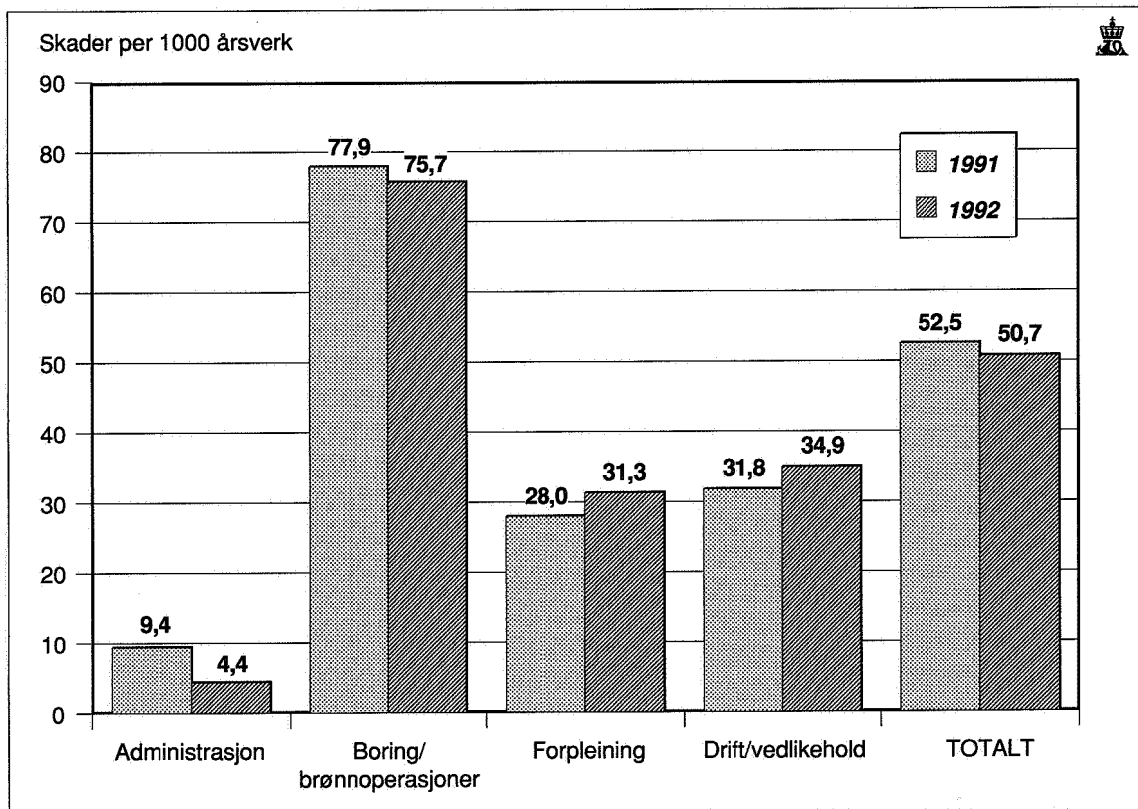
er litt lavere enn i 1991 og tilsvarer 31,5 skader per million arbeidstimer. Skadefrekvensen for 1991 er ikke endret.

Figur 3.7.4.a viser en sammenligning av skadefrekvensen innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de to siste årene. Bore- og brønnaktivitetene står for 52% av arbeidsmengden, men hele 77,5% av skadene. Dette fører til en forholdsvis høyere skadefrekvens enn for tilsvarende aktiviteter på faste innretninger. Den absolutt dominerende skadetyper innen boring og brønnoperasjoner er klem- og slag-skader i forbindelse med løfteoperasjoner og håndtering av utstyr på boredekk. I 10 % av tilfellene er boretenger involvert i hendelsesbildet, og i 40% av tilfellene har hender kommet i klem.

Funksjonene forpleining samt drift og vedlikehold

Fig. 3.7.4.a

Skadefrekvens 1991–92 i forbindelse med boring fra flyttbare innretninger innenfor hovedaktivitetene



har hatt en økning av skadefrekvensen, men totalt oppveies dette av det forholdsvis store antallet skader innenfor bore- og brønnaktivitetene.

Når det gjelder administrasjon er skadefrekvensen halvert, men grunnlaget for skadefrekvensen er her bare to skader i 1992 og fem i 1991.

Når det gjelder forholdet mellom operatøransatte og entreprenøransatte på flyttbare innretninger står operatøransatte bare for 8,7% av arbeidsmengden, og dette er hovedsakelig av administrativ karakter. En operatøransatt ble skadet i 1992 mot ingen i 1991.

Tabell 3.7.4.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1989-1992.

### 3.7.5 Oppsummering

Det har vært en klar nedgang i skadefrekvensen for funksjonen boring og brønnaktiviteter siste år Selv om 1992-nivået ikke skulle holde seg, kan dette være et tegn på at den svakt stigende tendensen de siste

årene har snudd. Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene hadde i 1991 den nest laveste skadefrekvensen noensinne etter en markant nedadgående tendens de siste fire årene. På tross av en forholdsvis tydelig oppgang for 1992 ligger skadefrekvensen her på et lavere nivå enn gjennomgående for siste 10 års periode. Forpleining står for en forholdsvis liten andel av arbeidsmengden og antallet skader, og har de siste 5 årene hatt en skadefrekvens på mellom 30 og 40 skader per 1000 årsverk. Administrasjon/produksjon har hatt stabil skadefrekvens siden 1986, men med en liten oppgang de siste to årene.

For flyttbare innretninger kan det nå se ut som om rapportering og registrering er blitt mer konsistent. Tallmaterialet her er mindre enn for faste innretninger og fortsatt belagt med større usikkerhet. Skadefrekvensen de siste tre årene har ligget i overkant av 50 skader per 1000 årsverk.

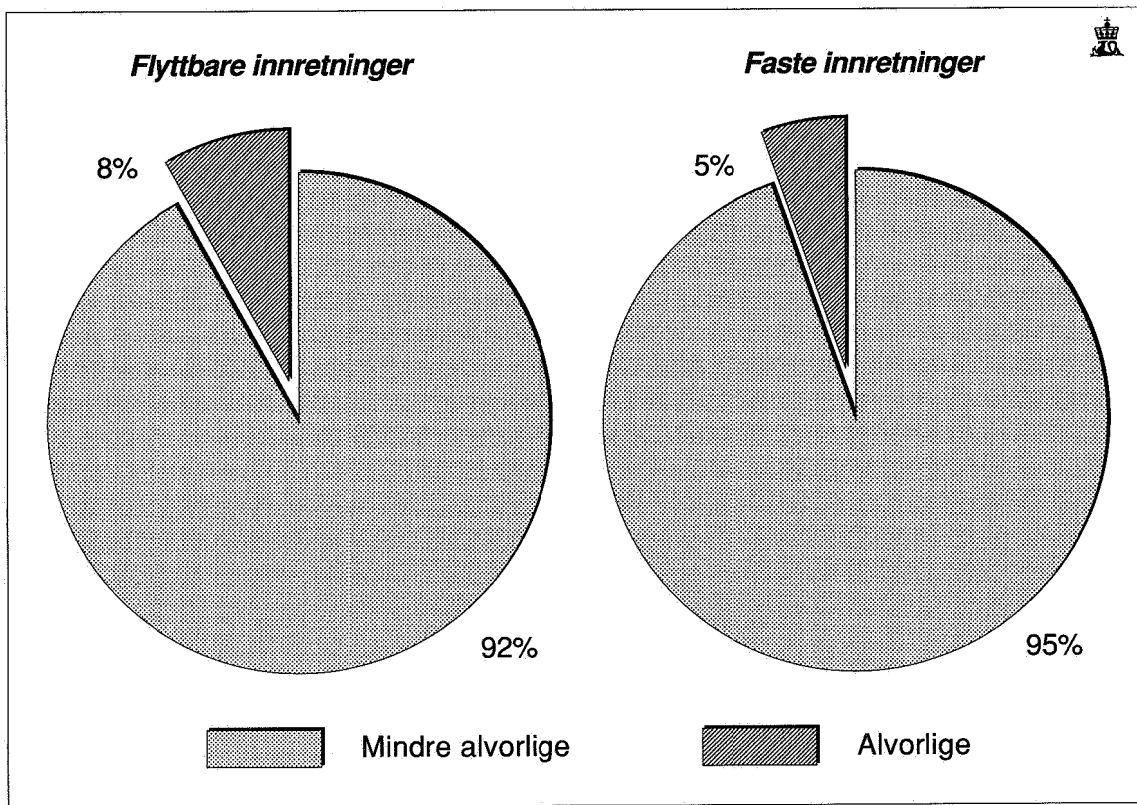
Når det gjelder alvorlighetsgraden av personskadene, ser det ut til at det på flyttbare innretninger forekommer forholdsvis flere alvorlige hendelser enn

Tab 3.7.4.b  
Arbeidsulykker 1989-92 på flyttbare innretninger. Skadehendelse/Yrke

Ulykke	Yrke																TOTALT	%	
	Administrasjon	Boredekkarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Kranfører	Maler/Sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platearbeider/isolator	Røtlegger	Service tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann			Andre/uspesifisert
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	62	9	0	3	54	4	1	4	4	0	0	18	0	3	12	1	176	33,7
Brann	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2
Ekspløsjon ol	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2
Fall til lavere nivå	0	3	2	0	2	6	2	0	2	0	1	0	5	0	1	2	0	26	5,0
Fall på samme nivå	0	7	0	1	1	5	1	0	0	0	0	0	3	0	0	1	0	19	3,6
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	2	10	5	1	3	12	1	0	3	0	0	1	6	0	0	4	1	49	9,4
Fallende gjenstander	0	16	2	0	1	8	1	0	0	0	0	0	2	1	0	2	0	33	6,3
Annen kontakt med gjenstand i ro	0	9	4	1	5	7	0	0	2	1	1	0	3	0	1	3	0	37	7,1
Håndteringsulykker	3	33	3	1	5	6	2	0	6	0	1	0	10	0	2	6	1	79	15,1
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1	5	1	1	1	2	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	0	19	3,6
Overbelastning av kroppsdeler	4	13	2	0	2	9	1	0	0	1	0	0	5	0	0	3	0	40	7,6
Splinter, sprut	0	11	1	1	1	6	0	1	4	0	0	0	2	0	5	5	1	38	7,3
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0,2
Ekstreme temperaturer	0	1	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1,0
<b>Totalt</b>	<b>11</b>	<b>170</b>	<b>29</b>	<b>6</b>	<b>28</b>	<b>116</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>21</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>56</b>	<b>2</b>	<b>14</b>	<b>41</b>	<b>4</b>	<b>523</b>	<b>100</b>
<b>%</b>	<b>2,1</b>	<b>32,5</b>	<b>5,5</b>	<b>1,1</b>	<b>5,4</b>	<b>22,2</b>	<b>2,3</b>	<b>0,4</b>	<b>4,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,6</b>	<b>0,4</b>	<b>10,7</b>	<b>0,4</b>	<b>2,7</b>	<b>7,8</b>	<b>0,8</b>	<b>100,0</b>	

Fig. 3.7.5.a

Prosentvis fordeling av skader etter alvorlighetsgrad på faste og flyttbare innretninger i 1992



på de faste innretningene. En skade defineres som alvorlig dersom den har eller sannsynlig vil resultere i varige mén (f. eks. amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baserer seg ikke på en faglig medisinsk vurdering i ettertid men på den informasjonen som skademeldingene gir. Den prosentvise fordelingen er fremstilt i figur 3.7.5.a.

Til tross for begrensningene en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem, anser direktoratet at de statistiske oversiktene gir et rimelig korrekt bilde av situasjonen i petroleumsvirksomheten. Selv om reduksjonen i skadefrekvens for faste innretninger ikke er like markert i 1992 som for de foregående år, ser direktoratet det som positivt at den lovende trenden de senere årene ikke ser ut til å være brutt.

### 3.8 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

I tillegg til rapporter og meldinger om personskader i forbindelse med petroleumsvirksomheten, skal Oljedirektoratet også ha melding om sykdom som kan tilskrives arbeidssituasjonen. Direktoratet har konstatert at dette kravet i arbeidsmiljøloven ikke har blitt fulgt opp av selskapene, og sendte derfor i mai 1992 et brev til næringen der legers og arbeidsgivers meldeplikt av arbeidsbetingede sykdommer ble påpekt. I brevet understrekes legers meldeplikt etter arbeidsmiljøloven § 22, samt Oljedirektoratets for-

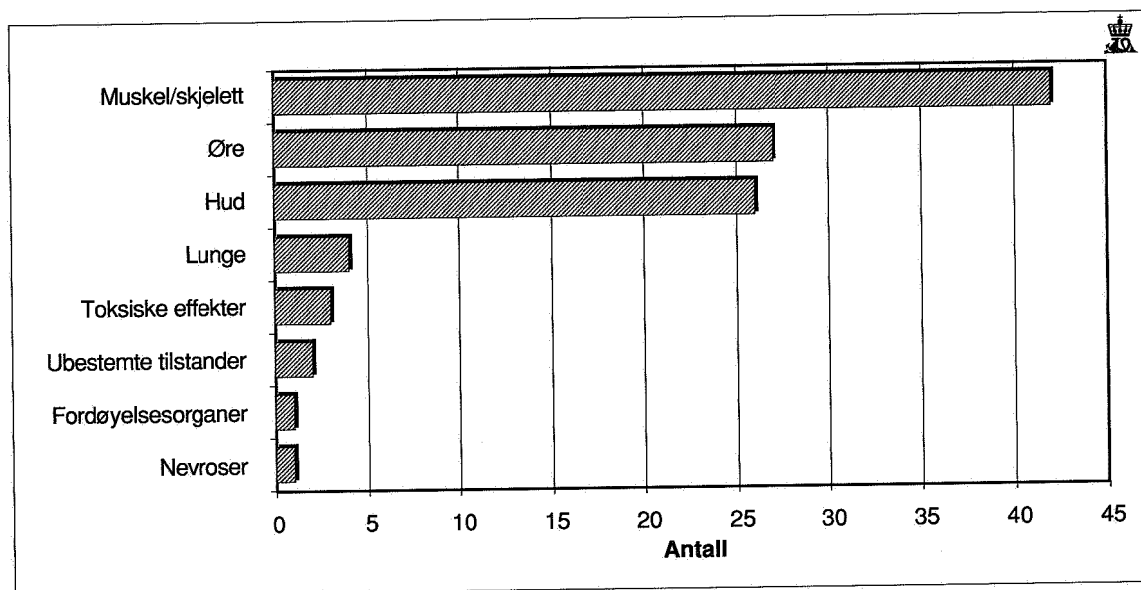
ventninger til næringen om oppfølging av tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer.

Denne henvendelsen samt annen kontakt med selskapene om dette tema er den sannsynlige grunn til en betydelig økning av meldte tilfeller sammenlignet med tidligere år. Størstedelen av meldingene kommer fra et fåtall selskap, og flere av de største selskapene har ikke rapportert noen tilfeller i det hele tatt. Dette gir grunn til å tro at det foreligger en betydelig underrapportering av arbeidsbetingede sykdommer. Oljedirektoratet vil føre tilsyn med selskapenes oppfølging av denne typen sykdommer, samt den videre rapportering til myndighetene. Forholdet vil også bli belyst gjennom ny forskrift under arbeidsmiljøloven.

Oljedirektoratet har opprettet en egen database for å systematisere mottatte meldinger om arbeidsbetingede sykdommer. I denne basen registreres blant annet vedkommendes tidligere og nåværende arbeidsgivere, yrke, arbeidsmiljøfaktorer som antas å ha forårsaket sykdommen(e), samt tilhørende diagnoser.

Figur 3.8 viser hvordan arbeidsbetingede sykdommer registrert i 1992 fordeler seg på ulike diagnosegrupper. Bildet domineres av muskel- og skjelettlidelser (inkludert lidelser i bindevev), som vanligvis benevnes som belastningslidelser. Typiske årsaker til slike lidelser er repetitivt monotont arbeid og arbeid i ubekvemme kroppsstillinger. Andre årsaker til sykdom i denne gruppen er tempostyrt og statisk arbeid.

**Fig. 3.8**  
Fordeling av arbeidsbetingede sykdommer på diagnosegrupper 1992



En annen dominerende gruppe er ørelidelser. I denne gruppen finnes støyindusert hørselstap, ofte påført gjennom mangeårig eksponering i tidligere og/eller nåværende arbeid.

Den tredje dominerende sykdomsgruppen er hudlidelser. Dette er eksemtilfeller som skyldes eksponering for ulike typer kjemikalier. Denne gruppen domineres av arbeidstakere som har fått eksem på hendene etter å ha vært i kontakt med oljebasert bore-slam. Endel tilfeller kan også tilskrives kontakt med andre organiske forbindelser, inkludert epoxy, samt uorganiske forbindelser som ulike metaller.

Lungesykdommene er astma og bronkitt-tilfeller som skyldes luftbårne irritanter, mens diagnosene gruppert som toksiske effekter, er en samling av ulike symptomer oppstått etter eksponering for skadelige gasser i arbeidsatmosfæren. Tilfellet av sykdom i fordøyelsesorganene og nevrose er angitt å ha sammenheng med psykososiale forhold på arbeidsplassen.

Oljedirektoratet vil i framtiden satse på å videreutvikle den databasen som allerede finnes, og har etablert kontakt med det danske Arbejdstilsynet som vil bistå i dette arbeidet. Det erfaringsmaterialet som er og vil bli samlet i registeret over arbeidsbetingede sykdommer vil Oljedirektoratet formidle videre til industrien.

### 3.9 ARBEIDSMILJØ

#### 3.9.1 Sikker jobb-forberedelse

Gjennom Oljedirektoratets system for rapportering av ulykker på sokkelen og analyser av innkomne data, har direktoratet registrert en rekke alvorlige arbeidsulykker der mangelfull sikkerhetsmessig plan-

legging av arbeidet har vært en viktig medvirkende årsak til hendelsen. På denne bakgrunn ble operatørselskapene pålagt blant annet å utarbeide en struktur for gjennomføring av jobbsikkerhetsanalyser i forbindelse med arbeid på systemer og utstyr med stort farepotensiale. Samtidig ble det gitt retningslinjer for jobbsikkerhetsanalyser.

Bruk av slike analyser som en del av jobb-forberedelsen går i hovedsak ut på at arbeidet gjennomgås og brytes ned i jobptrinn i den rekkefølge de skal utføres. Analysen skal gjennomføres i fellesskap av de ansvarlige for arbeidsutførelsen, området det arbeides i og systemet det arbeides på. For hvert jobptrinn identifiseres mulige faresituasjoner som søkes eliminert ved hjelp av sikkerhets- og vernetiltak. I tillegg skal det spesifiseres beredskapstiltak for å minske skadevirkningene dersom en ulykkehendelse likevel skulle inntreffe.

Oljedirektoratet har registrert enkelte nye alvorlige ulykkehendelser selv om slike analyser har vært utført. Disse har vist seg å skyldes at retningslinjene ikke er blitt fulgt på to viktige områder:

- 1) Analysen er ikke blitt utført av det personellet som utførte arbeidet der ulykken inntrådte.
- 2) Arbeidet ble ikke brutt ned i jobptrinn med identifikasjon av sikkerhets-, verne- og beredskapstiltak.

#### 3.9.2 Overholdelse av arbeidstidsbestemmelsene

Oljedirektoratet har registrert en positiv utvikling når det gjelder etterlevelse av arbeidstidsbestemmelsene for brønnserviceentreprenører i 1992. Pålegg om registrering av arbeidstid for alt personell i brønnservicebransjen, som ble gitt i desember 1991, ser ut til å ha hatt en positiv effekt. Det er ikke

avdekket på langt nær så mange brudd på arbeids-tidsbestemmelsene for brønnserviceentreprenører i 1992 som året før.

Oljedirektoratet har imidlertid måttet behandle en del tvistesaker vedrørende klassifikasjon av personell med ledende eller særlig selvstendig stilling.

### 3.9.3 Ergonomisk vurdering av kontrollrom

Tilsynsaktiviteter rettet mot ergonomisk vurdering av kontrollrom er i 1992 gjennomført mot tre operatørselskap. Tilsynet har i hovedsak fokusert på ergonomiske forhold i kontrollrom for prosessovervåking, bore- og dykkeoperasjoner.

Oljedirektoratet har i disse aktivitetene fokusert på operatørens systemer for oppfølging av ergonomiske forhold under prosjektering og bygging av kontrollrom, såvel som systemer for kartlegging og oppfølging av ergonomiske forhold i kontrollrom som er i bruk. Det kan konstateres at det generelt sett er spesifisert få ergonomiske krav til utforming av kontrollromsutstyr med tanke på å optimalisere menneske-prosess samspillet.

I forbindelse med valg av kontrollromsløsninger registrerer Oljedirektoratet at det i mindre grad er utført systematiske jobb-/oppgaveanalyser under prosjekteringsfasen. Oljedirektoratet ser behov for at personell med ergonomisk kompetanse i sterkere grad benyttes i prosjekteringsfasen for å sikre at ergonomiske forhold blir ivaretatt. Konkrete problemområder som er avdekket under aktivitetene er blant annet:

- relativt få krav er spesifisert til utforming av kontrollromsutstyr mht optimalisering av menneske-prosess samspillet
- uheldig utforming av skjermkonsollarbeidsplasser
- støynivå som er over tillatte grenseverdier
- ugunstige belyningsforhold
- problemer med innklima og liten plass

En positiv erfaring er at selskapene i større grad enn tidligere gjør bruk av fysiske prøvemodeller for å teste ut plassering av utstyr og instrumenter. Dette sammen med økt involvering av personell med praktisk erfaring fra kontrollrom har ført til mer gjennomtenkte løsninger.

### 3.9.4 Innkvartering

På Ekofisk-komplekset er det fortsatt behov for innkvartering utover kapasiteten på de faste innretningene. I første halvår har Phillips benyttet et flotel og en oppjekkbar boliginnretning med samlet kapasitet på ca 690 sengeplasser. I annet halvår er flotellet erstattet med en oppjekkbar boliginnretning og den samlede kapasiteten på de to oppjekkbare innretningene er på ca 560 sengeplasser. Begge innretningene er leid inn på langsiktige kontrakter og ventes å være i Ekofisk-området til 1994.

Norsk Hydro har meddelt at selskapet for boligkvarteret på Troll-Vest ønsker å basere seg på samme løsning som for Brage.

Conoco har tildelt kontrakt for bygging av bolig-

kvarter til Heidrun-innretningen. Oljedirektoratet har gitt samtykke til en fleksibel soveromsløsning slik at boligkvarteret kan betjene en toppbemanning på 350 personer og en normal bemanning på ca 220 personer.

### 3.9.5 Nødkvarter

For marginale feltutbygginger søkes det ofte om samtykke for midlertidig bemannede innretninger. Disse innretningene har ikke boligkvarter, men det etableres et såkalt nødkvarter til bruk ved besøk og til overnatting når det ikke er forsvarlig å forlate innretningen. Nødkvarter er i bruk på Hod. Innretningen på Embla er konstruert med nødkvarter og det er videre planlagt å bygge ut Frøy med en slik løsning. I tillegg er det noen lastebøyer som har små nødkvarter. For eksisterende innretninger vurderes fjernovervåking og avmanning som et ledd i å forlenge levetiden. Eksisterende boligkvarter vil da bli delvis avstengt og delvis benyttet som nødkvarter.

## 3.10 BEREDSKAP

### 3.10.1 Forholdet mellom risikoanalyser og beredskapsanalyser

Oljedirektoratet, Norske Shell, Phillips, Norsk Hydro og Conoco finansierte i 1992 prosjektet «Forholdet mellom risiko- og beredskapsanalyse». Formålet med prosjektet var å avklare forbindelsen mellom analyseforskriftens krav til utforming av akseptkriterier for risiko og beredskapsforskriftens spesifikke krav til beredskap, samt å beskrive metoder og fremgangsmåter som kan anvendes for å ivareta analyseforskriftens krav til risikoreduserende tiltak og beredskapsforskriftens krav til gjennomføring av beredskapsanalyser.

Prosjektet ble avsluttet med en presentasjon i Oljedirektoratets lokaler, hvor det ble belyst hvilke utfordringer som ligger i forskriftene med hensyn til valg av risikoreduserende tiltak, samt hvilken rolle risiko- og beredskapsanalyser har i sikkerhetsstyringen av et utbyggingsprosjekt. Presentasjonen var således et viktig bidrag i arbeidet med å implementere analyseforskriften og beredskapsforskriften i næringen.

### 3.10.2 Sikkerhetssoner

Forskrift om sikkerhetssoner mv fastlegger at det skal være sikkerhetssone rundt og over alle innretninger til bruk ved boring, utvinning, utnyttelse og transport av petroleum, med unntak av rørledninger, kabler og undersjøiske innretninger. Rundt og over undersjøiske innretninger mv kan departementet bestemme at det kan opprettes sikkerhetssone, eller område med forbud mot oppankring og fiske.

Sikkerhetsregelverket krever imidlertid på sin side at innretninger skal være konstruert slik at de kan opereres sikkert og tåle de påkjenninger som kan ventes, samt at fiskeriredskaper ikke påføres skade. Regelverket presiserer videre at en så langt mulig

skal forsøke å fjerne eller redusere den enkelte risiko virksomheten innebærer, samt at virksomheten i minst mulig grad skal gripe forstyrrende inn i forhold til annen virksomhet.

Med bakgrunn i blant annet den teknologiske utvikling, ser direktoratet en generell økning av utbyggingskonsepter basert på bruk av undervanns produksjonsinnretninger. Betydelige kostnader er lagt ned for å gjøre undervannsinnretninger overtrålbare slik at de skal kunne tåle de påkjenninger som kan ventes. Likevel søker operatørene ofte om å få opprette sikkerhetssone og område med forbud mot oppankring og fiske over slike innretninger.

Søknadene er begrunnet ut fra ønsket om å ytterligere redusere den risiko som likevel gjenstår etter at risikoreduserende tiltak er innført. Dette er i samsvar med den sikkerhetsfilosofi som er lagt til grunn for petroleumsvirksomheten. Myndighetene må imidlertid vurdere dette i lys av at en sikkerhetssone eller et område med forbud mot oppankring og fiske, oftest vil ha konsekvenser for eller gripe forstyrrende inn i annen virksomhet i området.

Generelt er det Oljedirektoratets vurdering at utviklingen har kommet så langt at innretningene kan konstrueres for å motstå de aktuelle påkjenninger, slik at sikkerheten kan holdes på et forsvarlig nivå uten at det etableres sikkerhetssoner eller forbud mot annen aktivitet.

Ved utbygging av marginale felt der minimumskrav til avkastning på investeringene er en avgjørende faktor med hensyn til om et felt skal bygges ut eller ikke, ser imidlertid Oljedirektoratet ikke bort fra at krav om overtrålbarehet kan spille en vesentlig rolle i beslutningsprosessen.

### 3.10.3 Konsept for helikoptervirksomheten på norsk sokkel fram til år 2000

Sikkerhetsforskriften krever at «rettighetshaver skal ha et transportopplegg for personell og last for at installering og bruk av innretning eller fartøy kan foregå på en forsvarlig måte». Den stadige økning av omfanget av helikoptertrafikken til og fra innretningene medfører behov for større grad av formalisering av lufttrafikktenestene knyttet til bruk av helikopter i Nordsjøen, for at sikkerheten knyttet til denne delen av virksomheten skal kunne holdes innenfor for forsvarlige rammer.

Såvel luftfartsmyndighetene som helikopterselskapene og operatørselskapene har vært opptatt av dette forholdet. I samråd med Luftfartsverket besluttet Oljedirektoratet at det skulle etableres lufttrafikktenester på sentrale innretninger i Nordsjøen.

Oljedirektoratet gjorde derfor i 1990 vedtak om opprettelse av helikopterflygeinformasjonstjeneste (HFIS-tjeneste) for Ekofisk- og Gullfaks-områdene. Vedtaket var en formalisering av en tjeneste som hadde vært drevet i flere år, og omfattet utstyr, opplæring og sertifisering av personell som står for slike tjenester på innretningene.

På bakgrunn av de erfaringer og studier som senere har fremkommet, ble det i 1991 fastslått at det var

behov for å revidere det konseptet som forelå i 1990. Arbeidet startet i slutten av 1991 ved at det ble nedsett en arbeidsgruppe med representanter fra Luftfartsverket, Oljedirektoratet, Oljeindustriens Landsforening, Norsk Flygerforbund, Norsk Olje- og Petrokemisk Fagforbund og Oljearbeidernes Fellesammenslutning.

Arbeidsgruppen fikk som mandat å:

- vurdere aktuelle forhold vedrørende etablering og drift av lufttrafikktenester-/enheter
- utarbeide retningslinjer for bruk av aktuelle luftrom og etablering og ansvarsfordeling i forbindelse med kommunikasjons-, navigasjons- og overvåkingssystemer
- gjennomgå og eventuelt foreslå justeringer av ansvarsforhold og rutiner mellom tilsynsmyndighetene, flyselskapene og operatørselskapene angående helikopterdekk og tjenester på disse
- avklare hvilken betydning utvikling og endringer i europeisk luftfart vil ha for helikoptervirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

Hovedsiktet målet med det nye konseptet er å legge grunnlaget for myndighetenes, flyselskapenes og operatørselskapenes innsats for å øke sikkerheten med helikopterflygning tilknyttet oljevirksomheten. Konseptet skal danne grunnlaget for utvikling og forbedring av helikoptervirksomheten frem mot år 2000.

«Konsept for helikoptervirksomheten på norsk kontinentalsokkel» ble ferdigstilt i desember 1992 og vil bli sendt ut for høring i begynnelsen av 1993.

## 3.11 BORING

### 3.11.1 Høyavviksboring

I de senere årene har det vært en stadig økning i antallet høyavviksbrønner. Siden 1984 er det boret tilsammen 125 brønner med en maksimal hullvinkel over 60°, av disse er hele 61 de to siste årene. I 1992 ble det boret 32 slike brønner.

Det fremgår også av tabell 3.11.1 at det er en markert utvikling i retning av stadig høyere maksimal hullvinkel. Drivkraften i denne utviklingen er den økonomiske fordel ved å kunne nå områder som ligger lengre borte fra innretningen uten å måtte benytte kostbare undervannsbrønner, og at stadig forbedret teknologi på området gjør dette mulig.

Sentralt i teknologiutviklingen står forbedret utstyr og metoder for retningsmåling under boring, og tekniske forbedringer av det styrbare retningsboringsutstyret slik at ønsket brønnbane kan oppnås hurtig og nøyaktig. En betydelig forskning innenfor bergmekanikk, hullrenskning og sementering i forbindelse med høyavviksboring har også gitt positive resultater.

En viktig egenskap ved horisontale eller tilnærmet horisontale brønner er mulighetene for å penetrere den aktuelle reservoaraksjonen i mye større lengder enn ved konvensjonelle brønner. Dermed kan hver

brønn oppnå en høy produksjonsrate selv om reservarseksjonen er tynn, og på tross av forhold som ellers kan redusere raten, som gass- eller vannkoning, eller at reservoarbergarten har dårlig permeabilitet.

Et godt eksempel der det har lyktes å oppnå en relativ høy brønnrate fra en tynn oljesone som har problem med gasskoning, er en av brønnene Norsk Hydro har boret på Troll-feltet, der en ca 12 m tykk oljesone er penetrert horisontalt i en lengde av ca 800 meter.

**Tabell 3.11.1**

**Antall brønner med maksimal vinkel mellom (60° – 90°)**

År/ <	60°–65°	65°–70°	70°–75°	75°–80°	80°–90°
1984	2				
1985	3	4			
1986	4	4			
1987	7				
1988	4	1	1	1	
1989	13	1		1	2
1990	8	4	1		3
1991	8	5	5	2	9
1992	9	4	3	3	13

### 3.11.2 Gassløfting

Et oljereservoars naturlige evne til å produsere olje avhenger blant annet av trykkforholdene i reservoaret. Et stykke ut i feltets levetid, vil trykket alene ikke være nok til å løfte oljen opp til produksjonsinnretningen, og produksjonsraten vil synke. Det kan da være aktuelt å foreta en kunstig løfting av oljen. En aktuell metode er å injisere gass i ett eller flere punkter nede i produksjonsrøret. Gassen som følger med oljen opp til overflaten, reduserer tettheten og dermed vekten av væskesøylen, slik at oljeproduksjonen øker.

Ekofisk er Norges eldste oljefelt, og Phillips satte igang med gassløfting her allerede i 1985. Flere brønner i Ekofisk-området produserer nå ved hjelp av gassløfteteknikk, og omfanget vil øke i tiden fremover. Gassløfting er også planlagt brukt på andre eksisterende felt og tilsvarende felt som er under utbygging.

Gassen som brukes er oftest hydrokarbonogass som er produsert sammen med oljen. Sikkerhetsmessig introduserer gassløfting dermed et faremoment ved at ringrommet mellom foringsrør og produksjonsrør fylles med brennbar gass under høyt trykk. Det er derfor nødvendig å innføre ekstra sikringstiltak for å hindre at dette gassvolumet kan unnslipe og skape brann- og eksplosjonsfare på innretningen. I den nye boreforskriften er det derfor tatt inn krav om at det blant annet ved oppgradering av allerede kompletterte brønner, skal installeres et ekstra ringromsbarriere-element for å redusere risikoen for slike utslipp av denne gassen til et minimum.

### 3.11.3 Brønnvedlikehold/-intervensjon

Omfanget av operasjoner knyttet til komplettering av nye brønner og til rekomplettering av eksisterende

brønner har hatt en betydelig vekst i den senere tid, blant annet som følge av at brønnene blir eldre. En av virkningene er korrosjon av produksjonsstrengen som i sin tur fører til en kraftig økning i antall serviceoperasjoner på den enkelte brønn.

Bruken av hydraulisk brønnoverhalingsutstyr har også hatt en jevn vekst samtidig som dette utstyret har vist seg å være et svært allsidig redskap for denne type brønnaktivitet. Samtidig kan det konstateres en reduksjon i bruken av tradisjonelle kabeloperasjoner. Dette skyldes blant annet at stadig flere brønner ferdigstilles som høyavviksbrønner, hvor en ikke har den nødvendige gravitasjonen til stede for å føre kabelverktøyet ned i brønnen. Som en direkte konsekvens av dette har bruken av kveilerørsteknikk tatt seg kraftig opp de siste årene. Videre har det vært en betydelig vekst i utviklingen av nytt serviceutstyr med tilhørende bruksområder.

Ny teknologi og bruk av nye metoder har ofte et potensiale for økt sikkerhet, men erfaringen tilsier at det også kan oppstå nye typer risiko. Oljedirektoratet følger derfor utviklingen med stor interesse og vil foreta en tett oppfølging av operatørens aktiviteter for å sikre at ny teknologi og nye metoder tas i bruk på en styrt måte med tanke på sikkerhet og arbeidsmiljøforhold.

### 3.11.4 Høytrykksbrønner

Tilsyn med selskaper som har boret brønner med høyt trykk og høy temperatur har vært et innsatsområde også i 1992. Erfaringene så langt viser at det fremdeles gjenstår en rekke forbedringspunkter både mht planlegging og gjennomføring.

Ikke noe tidligere år er det blitt boret så mange brønner av denne kategori, idet det ble boret til sammen 8 slike brønner i 1992. På et gitt tidspunkt var det hele 7 slike brønner som ble boret samtidig.

Boreaktiviteten har generelt sett forløpt uten større problemer, unntatt i ett tilfelle hvor en hadde enkelte operasjonelle problemer. De mest typiske problemer med disse brønnene er fortsatt relatert til de høye temperaturer og det høye trykket i disse brønnene.

Det må fortsatt erkjennes at disse brønnene fremdeles er problematiske og forbundet med forhøyet risiko. Også i tiden fremover vil det derfor være behov for å prioritere oppfølgingen av disse aktivitetene både gjennom større tilsynsaktiviteter/oppdrag, ved en tett oppfølging av boreaktiviteten og gjennom de prosjekter og møter som arrangeres innenfor dette området.

Boring av brønner med høyt trykk og høy temperatur foregår i et betydelig omfang både på dansk og engelsk sektor. Oljedirektoratet har på denne bakgrunn tatt initiativ til et samarbeid med disse lands myndigheter innenfor dette området. Målsettingen er å få i stand en erfaringsutveksling samtidig som en vil forsøke en mulig samordning av aktivitetene for dermed å øke sikkerheten ytterligere ved denne type boringer.

### 3.11.5 Midlertidig forlatte brønner

Dersom en letebrønn blir vurdert som en potensiell produksjonsbrønn ved en mulig fremtidig feltutbygging, eller at rettighetshaverne av andre grunner ønsker å ha mulighet til å gjenåpne brønnen, er det nødvendig å la brønnehodet stå igjen på havbunnen når boreinnretningen forlater lokasjonen.

Den tidligere boreforskriften inneholdt krav om at slike brønner skulle utstyres med en merkebøye, og brønnehodet kunne i så fall forlates ubeskyttet. Den nye boreforskriften inneholder imidlertid krav om at det skal installeres en egen beskyttelsesstruktur over slike brønner som kan motstå belastningene fra tråling over lokasjonen.

Ved utgangen av 1992 er det tilsammen 50 midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel, 29 av disse har fått installert beskyttelsesstruktur, mens de resterende i en overgangsfase fremdeles vil være merket med merkebøye.

### 3.11.6 Boredatabasen – DDRS

Det har i 1992 vært utført et betydelig arbeid i tilknytning til Oljedirektoratets boredatabase – DDRS. I tillegg til arbeidet med den daglige drift av databasen, har det vært gjennomført en del systemmessige endringer med sikte på forbedringer på bakgrunn av de samlede erfaringer siden databasen ble opprettet i 1984. Oljedirektoratet bruker nå databasen systematisk ved at data analyseres og bearbeides slik at de også danner grunnlag for prioritering av tilsynsopp-

gaver knyttet til bore- og brønnaktiviteter. Det er dessuten økende innsats i forbindelse med informasjon til næringen basert på innhold i databasen.

Figurene 3.11.6.a og 3.11.6.b viser aktivitetsnivået med tidsfordeling for henholdsvis utvinnings- og leteboring i 1992.

### 3.12 NATURDATA

Innsamling av naturdata (strøm, bølger, vind osv) fra Ekofisk, Frigg, Statfjord og de flyttbare innretningene «Deepsea Bergen», «Ross Rig» og «Polar Pioneer» har forløpt tilfredsstillende i 1992. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt har Oljedirektoratet ført tilsyn med innsamlingen på disse innretningene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar til høy kvalitet på dette tilsynet.

Det har i 1992 vært gjort videre forberedelser til å få startet naturdatainnsamling fra Draugen og Heidrun når innretningene bli installert. Det vil da bli seks målestasjoner på sokkelen.

### 3.13 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

#### 3.13.1 Innsynkningen av havbunnen i Ekofisk-området

Innsynkningen av havbunnen omkring Ekofisk-senteret og Vest Ekofisk har pågått siden slutten av syttitallet. Årsakene til innsynkningen er kombinasjonen av svak reservoarbergart og trykkfallet i reservoaret som følge av utvinningen av olje og gass.

Fig. 3.11.6.a  
DDRS – hovedoperasjon: Leteboring

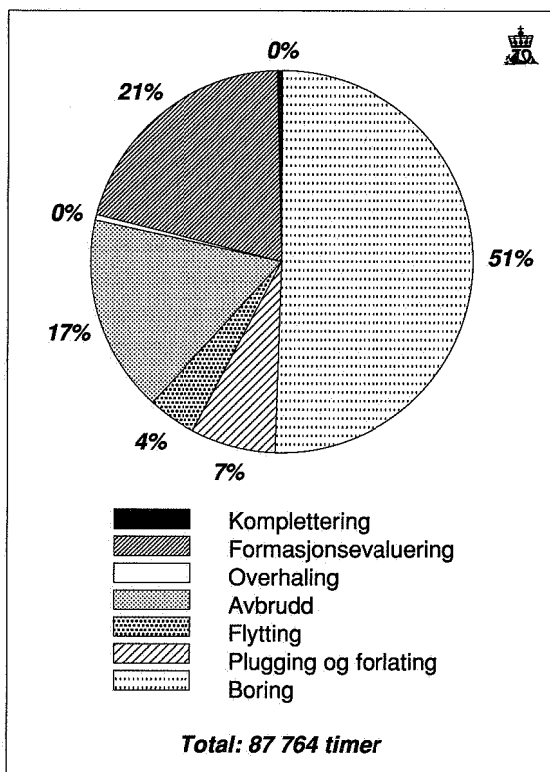
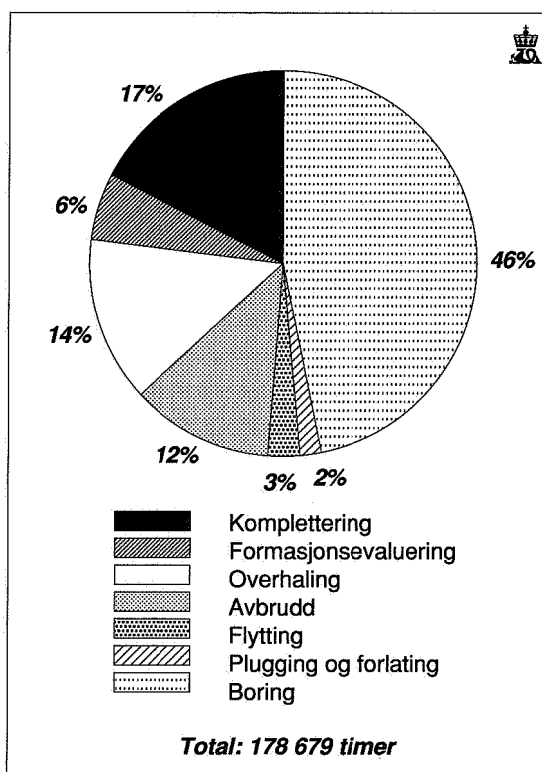


Fig. 3.11.6.b  
DDRS – hovedoperasjon: Utvinningsboring





I første halvdel av åttiårene var synkehastigheten for Ekofisk-senteret omtrent 0,5 meter i året. Mot slutten av åttiårene sank hastigheten til det halve for så å øke litt igjen. I årene 1990 til 1992 har synkehastigheten for Ekofisk-senteret vært omtrent 0,35 meter i året. Havbunnen under Ekofisk-senteret har hittil sunket 5,6 meter til sammen.

Synkehastigheten er noe mindre for innretningene 2/4 A, 2/4 B og 2/4 D, som til sammen har sunket henholdsvis 2,8 meter, 3,2 meter og 2,7 meter. Hastigheten er omtrent den samme som tidligere også for disse innretningene, i størrelsen 0,15 – 0,20 meter i året.

Eldfisk-innretningene har også en viss innsynkning, men synkehastigheten er svært lav. Innsynkningen i Eldfisk-området er til sammen omtrent 0,5 meter.

Det var ventet at synkehastigheten ville avta etter hvert som reservoarbergarten ble trykket sammen. Den høyere synkehastigheten for Ekofisk-senteret de siste 3 årene tyder imidlertid på at årsakssammenhengen er mer komplisert enn tidligere antatt og vanskelig å forklare på en måte som gir en sikker indikasjon på det videre forløp.

Innsynkningen har ført til at avstanden mellom underkant av plattformdekk og toppen av en «100 års-bølge» er blitt redusert. Innretningene som inngår i Ekofisk-senteret ble hevet i 1987 for å opprettholde tilstrekkelig avstand. Phillips vurderer forskjellige tiltak for å kompensere for den reduserte avstanden for plattformene 2/4 A, 2/4 B og 2/4 D. I mellomtiden er det iverksatt prosedyrer for å stanse produksjonen ved varsel om spesielt ugunstige værforhold.

Det har vært lagt ned et omfattende arbeid med målinger og analyse av måleresultatene for å få en mest mulig nøyaktig oversikt over innsynkningen. Phillips arbeider også med å øke mengden av vann som sprøytes inn i reservoaret, for på denne måten å holde synkehastigheten så lav som mulig.

### 3.13.2 «Ringing»- og «springing»-effektene

Under testing av betongunderstellet til Heidrun i modelltank kom det fram at store bølger kan gi en type påkjenninger på de bærende konstruksjonene som kommer i tillegg til de som allerede er kjent og beregnet.

Avhengig av høyden og vekten til en konstruksjon, skapes en egen svingefrekvens. Hvis et betongskaf utsettes for belastning fra bølger som har denne frekvensen, kan skafet komme i resonans slik at ekstra belastninger oppstår. Det har imidlertid vist seg at denne egenfrekvensen også kan treffes ved samspill mellom flere bølger, og denne effekten har sammenheng blant annet med bølgenes høyde, frekvens og form, samt dimensjonene på betongskafet. Denne effekten, som kalles «ringing», fører til at vannmengdene slår høyere opp på konstruksjonen enn det som tidligere har vært beregnet, og som har vært lagt til grunn for dimensjonering. Fenomenet som sådan har vært kjent tidligere, men det har hittil ikke vært

antatt å ha betydning for understell av de dimensjoner som er aktuelle blant annet på Heidrun.

Oppdagelsen av denne effektens betydning har i 1992 gitt store utfordringer i forbindelse med prosjekteringen av innretningene på Heidrun, Troll A og Draugen. Det er videre foretatt en gjennomgang av eksisterende innretninger for å vurdere betydningen av «ringing» på dem. Det er videre igangsatt forskning for å beskrive og gi en god forutsigbarhet av fenomenet.

«Springing» er et beslektet fenomen som har vært kjent i forbindelse med belastninger på skipsskrog. Effekten kan på en forenklet måte beskrives som en springfjæreffekt, ved at en konstruksjon kommer i vibrasjon når den treffes av en belastning med en viss frekvens. Mens «ringing» oppstår kun sporadisk og under helt bestemte betingelser, vil «springing» kunne gi en mer kontinuerlig belastning i lange perioder. «Springing» bidrar derfor først og fremst til belastninger som kan gi utmatting, men gir også et bidrag til de største lastene, jf fig. 3.13.2.

Disse effektene vil virke på konstruksjoner med egensvingeperioder som er lavere enn bølgeperiodene (ca 15 sekunder). Det vil i praksis si alle bunnfaste konstruksjoner og for strekkstagnretninger. Halvt-nedsenkable innretninger har egenperioder større enn ca 18 sekunder og vil ikke kunne bli influert.

Virkninger av «springing» kan idag i stor grad beregnes med analytiske midler. For «ringing» finnes det svært lite av egnede beregningsmodeller. Vurderingene må derfor i alt vesentlig bygges på modellforsk.

Det er satt igang et større forskningsprosjekt som utføres hos Sintef og Det norske Veritas med sikte på å øke forutsigbarheten av «ringing»-effekten og om mulig lage regneregler eller verktøy for beregning av denne. Prosjektet finansieres av flere av oljeselskaper, Norwegian Contractors og Oljedirektoratet.

### Økning av dekkshøyden

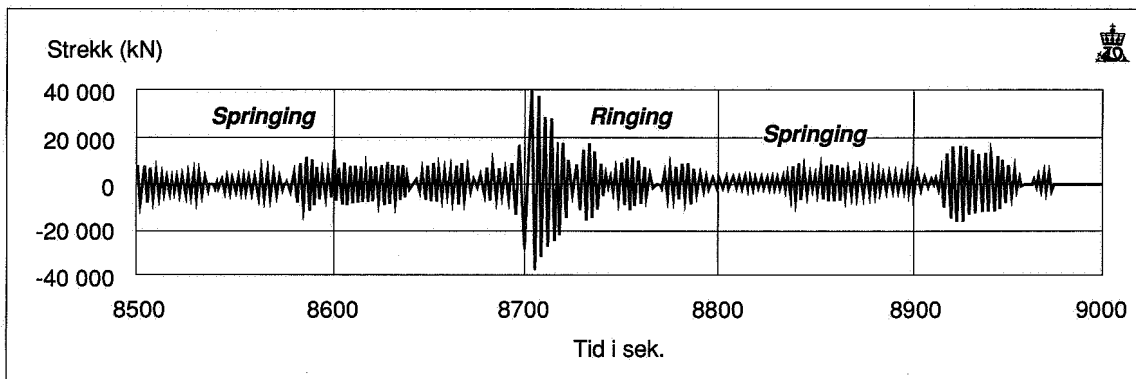
Modellforsøkene med Snorre-innretningen viste at bølgeakkammene vil komme høyere opp enn opprinnelig forutsatt, og det ble besluttet å heve dekket. Det samme ble vist for Heidrun ved modellforsøk i Trondheim i juni 1992, og også her ble det besluttet å heve dekket. Årsakene ligger i disse tilfellene i at bølgehøyden mellom søylene blir påvirket av samspillet mellom søylenes bevegelser under bølgepåkjenning. Tilsvarende ble vist på Draugen, som bare har én søyle. Målingene viste at bølgene vil skylle betydelig høyere opp langs søylen enn opprinnelig anslått, og det ble besluttet å heve dekket tilsvarende.

### Innretninger under prosjektering og fabrikkasjon

For Heidrun-innretningen ble «ringing»-effekten funnet ved modellforsøk i tilstrekkelig tidlig fase til at resultatene kunne bli innarbeidet i prosjekteringen, og forholdet anses derfor ivaretatt i dette prosjektet.

For Draugen-innretningen ble forholdet kjent i en

**Fig. 3.13.2**  
Typisk tidserieplott av «ringing» og «springing»



senere fase. Shell har ikke kunnet vise at styrken er tilstrekkelig i hele skafteet til å kunne ta denne tilleggslasten, og har derfor besluttet å kompensere for dette gjennom operative tiltak, i første rekke ved at vannstanden inne i skafteet vil bli senket i uværperioder.

For innretningen på Troll ble «ringing» påvist i modellforsøkene, og det pågår arbeid med å analysere dataene. Som et foreløpig tiltak er det lagt inn en tilleggslast på 10% i de beregninger som ligger til grunn for den innretningen som nå blir bygget.

Øvrige konstruksjoner som er under detaljprosjektering eller fabrikasjon har alle så lave egensvingeperioder at effekter av «ringing» og «springing» ikke betraktes som noe problem.

#### Eksisterende innretninger

Målinger som er gjort på de store innretningene Frigg TCP2, Statfjord A og Statfjord B under stormer, viser at de største bølgebelastningene er større enn det de opprinnelige beregningene skulle tilsi, noe som indikerer at «ringing»-effekt kan være til stede. Ettersom belastningene i utgangspunktet har vært beregnet svært konservativt, har denne effekten likevel ingen sikkerhetsmessig betydning for disse innretningene.

For Oseberg A har Norsk Hydro observert at virkninger fra denne effekten er tilstede, men at de er svært små og anses ikke ha noen betydning. Tilsvarende har Statoil for sine innretninger med betongfundament registrert virkninger som også anses å være neglisjerbare.

Målinger som er utført på stålunderstellene på Valhall QP, Ekofisk 2/4-H, Oseberg B og Frigg DP2 er gjennomgått av de respektive operatører og det er konkludert med at «ringing»-effekter kan være tilstede, men i ubetydelig grad.

Saga har gjennomgått modellresultatene for strekkstaginnretningen Snorre på ny. «Ringing»-effekt ble observert, men nivået er lavt og betydelig lavere enn for Heidrun.

Operatører som har oppjekkable innretninger i bruk er blitt bedt om å vurdere eventuelle virkninger

av «ringing» på disse. Det er bare noen få slike innretninger i bruk på norsk sokkel.

På Statfjord C lastebøyen ble det i 1985 funnet sterke kortvarige belastninger i modellforsøkene. Funnene kan være en indikasjon på «ringing», men dette er ikke endelig fastslått. Statoil er i gang med å vurdere sine lastebøyer i lys av dette, og Elf vurderer tilsvarende kontrollstasjonen på Nordøst-Frigg.

Ved laboratorieforsøk med Kallstø-tunnelen ble det funnet «ringing» ved brytende bølger. Statoil vurderer nå dette nærmere.

#### 3.13.3 Kollisjoner

I 1992 er det rapportert om én kollisjon mellom fartøy og innretning. Det gjaldt et tankskip som kolliderte med lastebøyen på Statfjord C.

Det siste ti-året er det registrert 14 kollisjoner mellom fartøyer og innretninger. Kollisjonshyppigheten er ca 2 per 100 driftsår. Det er imidlertid registrert en god del mindre skader på understellene som tyder på at det kan ha vært flere ikke-rapporterte kollisjoner. Fire 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.

I Oljedirektoratets veiledning om laster og lastvirkninger som ble utgitt i 1992 går det fram at det bør dimensjoneres for kollisjon med de fartøyer som regelmessig skal trafikkere innenfor sikkerhetssonen.

#### 3.13.4 Transportør for ilandføring av olje og gass

Det er nå vedtatt at det i de nærmeste årene skal bygges flere nye transportørledninger for ilandføring til Norge. Ved utløpet av 1992 finnes tre rørledningssystemer til fastlandet; Statpipe som transporterer gass til Kallstø, Oseberg Transport System som transporterer olje til Sture, og en rørledning for kondensat fra Sleipner til Kallstø (i drift fra høsten 1993).

De utbyggingene som er vedtatt er 2 stk 915 mm (36") rørledninger fra Troll A plattformen og inn til Øygarden nord for Bergen, Zeepipe fase II A som er en 1020 mm (40") rørledning fra Øygarden til Sleip-

ner A, samt en 405 mm (16") rørledning mellom Heidrun og Tjeldbergodden. En rørledning mellom Troll Vest og Mongstad er under vurdering, og endelig beslutning ventes tidlig i 1993. Europipe rørledningen vil bli ført iland nær Emden i Tyskland.

Fram til idag har man ikke krysset Norskerenna med større dimensjon enn 760 mm (30"). Rørledningene fra Troll A og Zeepipe fase II A-røret representerer derfor store utfordringer med hensyn til å legge så store rør på dyp ned mot 360 meter. For rørledninger som vil krysse eller løpe parallelt med fjordområder på Vestlandet, representerer topografien på sjøbunnen store utfordringer. Det er store variasjoner over relativt korte avstander, og i deler av traséen kan sjøbunnen bestå av fjellutspring med løsere sedimenter i dalbunnene.

Deler av rørledningen kan det derfor få relativt lange frie spenn. Slike spenn kan på grunn av vibrasjon fra strømninger gi utmattingssprekker som kan føre til brudd på rørledningen. Det vil derfor være nødvendig å preparere sjøbunnen før installeringen. Dette kan gjøres ved å installere understøttelsespunkter som reduserer lengden på de frie spennene slik at utmatting av røret blir unngått.

På grunn av vanskelig sjøbunn og topografi kan det bli behov for betydelige mengder grus for å bygge understøttelsespunktene. Selve rørlagingsoperasjonen innebærer også store utfordringer ved slike bunnforhold. Flere alternative metoder til de konvensjonelle teknikker er under vurdering.

Europipe-ledningen krysser sårbare våtmarksområder ved ilandføringsstedet i Tyskland. Det er blitt utredet ulike løsninger for kryssing av dette området, og for deler av traséen vurderes en såkalt teleskopmetode, som går ut på at et større rør presses gjennom jordmassene for senere fremføring av selve transportrøret.

### 3.13.5 Fleksible rørledninger og slanger i transportsystemer

Trenden i feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel går i retning av stadig flere konsepter for satellittfelt og tilknyttede satellittbrønner, og det er grunn til å tro at det vil bli økt bruk av fleksible rørledninger og slanger i disse utbyggingene. Generelt sett har driftserfaringene med fleksible rørledninger og slanger på norsk sokkel vært positive, men en del hendelser og erfaringer har ført til at korrigerende tiltak er blitt gjennomført:

En fleksibel rørledning for overføring av hydrokarboner mellom en fast brønnhodeinnretning og flytende produksjonsinnretning er blitt skiftet ut på grunn av oljelekkasje mellom de forskjellige lagene som en fleksibel rørledning er bygget opp av.

På grunn av skader i belegg ble lasteslangene fra to undervannsbøyer skiftet ut. En av lasteslangene har i tillegg fått en større dimensjon som har økt kapasiteten. Under installasjon ble en annen fleksibel rørledning utsatt for vridning som senere medførte brudd på rørledningen mens den var i bruk. Det har også vært et tilfelle av brudd på grunn av utbuling av en

rørledning gjennom det beskyttende steinlaget som dekket ledningen.

### 3.13.6 Internasjonal standardisering

I 1990 ble det i regi av Norges Byggstandardiseringsråd opprettet en komité som skulle oppdatere Norsk Standard NS 3479 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 føringsinstans for EC-standardene.

I 1991 opprettet Norsk Verkstedindustri Standardiseringsentral 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 i 1992 vært representert i komitéen og i arbeidsgrupper som lager deler av standardene.

### 3.13.7 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 et skjema for rapportering, og operatørene kan velge om de vil rapportere skriftlig eller bruke et spesielt format for overføring med diskett, avhengig av rapporteringsmengden. Oljedirektoratet håper på denne måte 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.

Forespørsler etter data både fra inn- og utland har vært relativt stor i 1992.

Det arbeides fortsatt med å innarbeide skader og avvik fra tiden før 1982. Arbeidet er tidkrevende fordi dokumentasjon om skader fra den tidligste tiden fra aktiviteten på norsk sokkel er mangelfull.

### 3.13.8 Erosjon

Oljedirektoratet har i 1992 foretatt en gjennomgang av alle tilgjengelige inspeksjonsrapporter om erosjon rundt beina på stålunderstell. Ingen av rapportene påviser erosjon som har overskredet de verdiene som er brukt under prosjekteringen.

De konklusjoner som kan trekkes av rapportene er:

- erosjon starter når innretningene blir installert, men når etter noen få år en grense
- rundt innretninger som driver boring er det lite erosjon. Årsaken er dumping av kaks på havbunnen som motvirker erosjon
- erosjon stanser dersom den når ned i et mer erosjonsbestandig jordlag (f.eks. et skjelllag)
- i områder med stor innsynkning av havbunnen er det de siste årene foregått en innfylling i groper av sand. Det har gitt en oppbygging istedenfor erosjon av sand rundt beina.

En tilsvarende vurdering for rørledningssystemene nær Ekofisk-senteret er under arbeid. Dette gjøres

for å studere hvordan de frie spennene i området er relatert til innsynkningen med hensyn til erosjon/sedimentasjon.

### 3.14 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

#### 3.14.1 Gasslekkasjer

Oljedirektoratet har mottatt rapporter om 106 gasslekkasjer på faste og flyttbare innretninger i løpet av året. Dette er en stor økning i forhold til 1991, hvor det ble rapportert om 55 gasslekkasjer.

Oljedirektoratet har påpekt overfor operatørene at det forekommer store forskjeller i kriteriene for rapportering av gasslekkasjer. Det er grunn til å tro at forbedring i rapporteringsrutinene er en medvirkende årsak til økningen i antallet rapporterte gasslekkasjer.

Av tabell 3.14.1 framgår det at det i 1992 ble registrert 82 små gasslekkasjer mot 36 i 1991. Dette synes å styrke antakelsen om forbedrede rapporteringsrutiner. Det fremgår imidlertid av tabellen at middels og store gasslekkasjer har økt noe i antall i forhold til 1991. Dette indikerer en negativ trend som Oljedirektoratet har besluttet å iverksette tiltak for å motvirke.

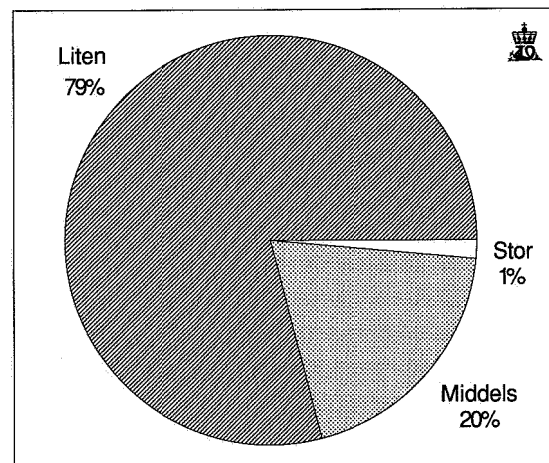
Tabell 3.14.1 viser også hvor stor andel av gasslekkasjene som ble detektert av gassdeteksjonssystemene.

Figur 3.14.1a viser fordelingen av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad. Inndelingen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av hendelsesforløpet og hvilket farepotensial gasslekkasjen innebar. Det framgår av figuren at de fleste gasslekkasjene er små.

Figur 3.14.1.b gir en antydning om årsak til gasslekkasjene. Årsaken til gasslekkasjer består ofte av flere sammenfallende forhold. Inndelingen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av de meste betydningsfulle årsaksforholdene.

Menneskelig feilhandling er en av årsaksgruppene under kategorien operasjonelle feil. En menneskelig feilhandling kan ha flere bakenforliggende årsaker som blant annet mangelfull opplæring og informasjon. Dette forholdet illustreres i figur 3.14.1c, som blant annet viser at feil montering og behandling av koblinger og ventiler skiller seg ut som en vesentlig årsak til gasslekkasjer.

**Fig. 3.14.1.a**  
Fordeling av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad



#### 3.14.2 Branner og branntilløp

Oljedirektoratet har registrert 52 branner for 1992. Dette er samme antall som ble innrapportert i 1991. Branner i forbindelse med sveisearbeid stod også i 1992 for den største andelen av antall branner.

Tabell 3.14.2 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1992. Det går fram at tre av de rapporterte brannene er blitt klassifisert som store (fareklasse C). Oljedirektoratet konstaterer at brannstatistikken indikerer en økende tendens (jf kategori), og også her planlegger Oljedirektoratet særskilte tiltak.

#### 3.14.3 Eksplosjon og brann på Ekofisk 2/4-T

Den 25.5.1992 inntraff en eksplosjon med etterfølgende brann i en gassturbin som driver en gasskompressor på Ekofisk 2/4-T (Ekofisk-tanken).

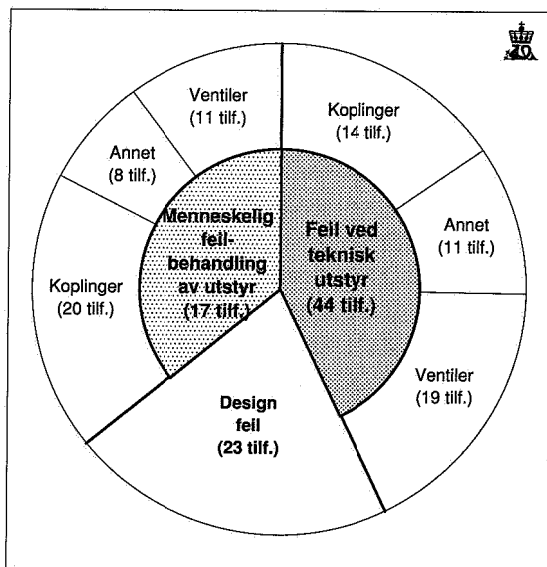
Forut for hendelsen hadde den aktuelle turbinen hatt kapasitetsproblemer over flere dager. Dette ble forsøkt korrigert ved å utføre en serie vaskeoperasjoner i turbinens kompressordel. Under vaskingen er det praksis å koble ut flammevaktene, som ellers kan gi feilaktige signaler i slike tilfeller. Ved en feilhandling ble utkoblingen ikke opphevet etter vaskingen. I

**Tabell 3.14.1.a**  
Gasslekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall totalt	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20%	60%
Liten	82	17	14	3
Middels	21	12	2	10
Stor	3	2	0	2

(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

**Fig. 3.14.1.b**  
Årsak til gasslekkasjer



denne driftstilstanden har sannsynligvis forbrenningen i turbinen opphørt, trolig på grunn av feil blanding av brennstoff og luft. Reguleringsystemet har oppfattet den synkende omdreiningshastigheten som behov for mer brennstoff og fylt turbinen med gass. Denne er så blitt antent utenfor brennkammeret ved kontakt med varme overflater og forårsaket eksplosjon med etterfølgende brann.

Luftinntak, eksosutløp og turbinhus fikk store skader. Ingen personer var tilstede da eksplosjonen inntraff, og ingen ble skadet under brannen som fulgte. Phillips har etter hendelsen gjennomført viktige endringer i drifts- og vedlikeholdsprosedyrene for turbiner.

**Tabell 3.14.1.b**  
Oversikt over branner på faste og flyttbare produksjonsinnretninger

	Faste innretninger			Flyttbare innretninger		
	A	B	C	A	B	C
Sveisearbeid	13	4	1	1		
Selvantennelse (Ev varmgang)	6	4	1	1		
Elektrisk kortslutning o.l.	6	3			1	
Andre årsaker	7	3	1	1		
<b>Totalt</b>	<b>32</b>	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	

A = liten, B = middels, C = stor

### 3.14.4 Brann på Frigg TCP-2

Den 10.11.1992 oppstod det en brann i et av betongskaftene på TCP-2 innretningen. En kontrollert metanollekkasje ble antent av gnister fra sveisearbeid på tross av at den var tildekket og fortynnet i vann. Brannen var liten og konsentrert i et begrenset område, men var vanskelig tilgjengelig for slokking. Ingen personer ble skadet og det ble bare mindre materielle skader. Oljedirektoratets oppfølging av hendelsen har imidlertid avdekket flere forhold som er tatt opp med selskapet.

## 3.15 DYKKING

### 3.15.1 Dykkeaktivitet

I løpet av 1992 ble det foretatt 2252 overflateorienterte dykk, 1404 klokkeløp (metning), 177 211 manntimer i metning. Dette innebærer omtrent samme aktivitetsnivå for metningsdykking som foregående år, mens det har vært en økning i antall overflateorienterte dykk. Gjennomsnittlig klokkeløpstid for metningsdykking var i 1992 på 5,9 timer, mens gjennomsnittlig metningsperiode var på 12,3 døgn. Gjennomsnittlig vanntid for overflateorientert dykking var på 1,8 timer. Aktiviteten har vært utført fra 12 ulike fartøyer/innretninger, se figur 3.15.1. Det ble ikke utført monobare dykk på norsk sokkel i 1992.

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonskontrakter på felt der Elf, Esso, Hydro, Phillips, Saga, og Statoil er operatører. Det har også vært stor dykkeaktivitet knyttet til leggingen av Zeepipe-rørledningen. Dykking i forbindelse med konstruksjonsaktiviteter har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og stigerør, og til assistanse ved installasjon av strukturer.

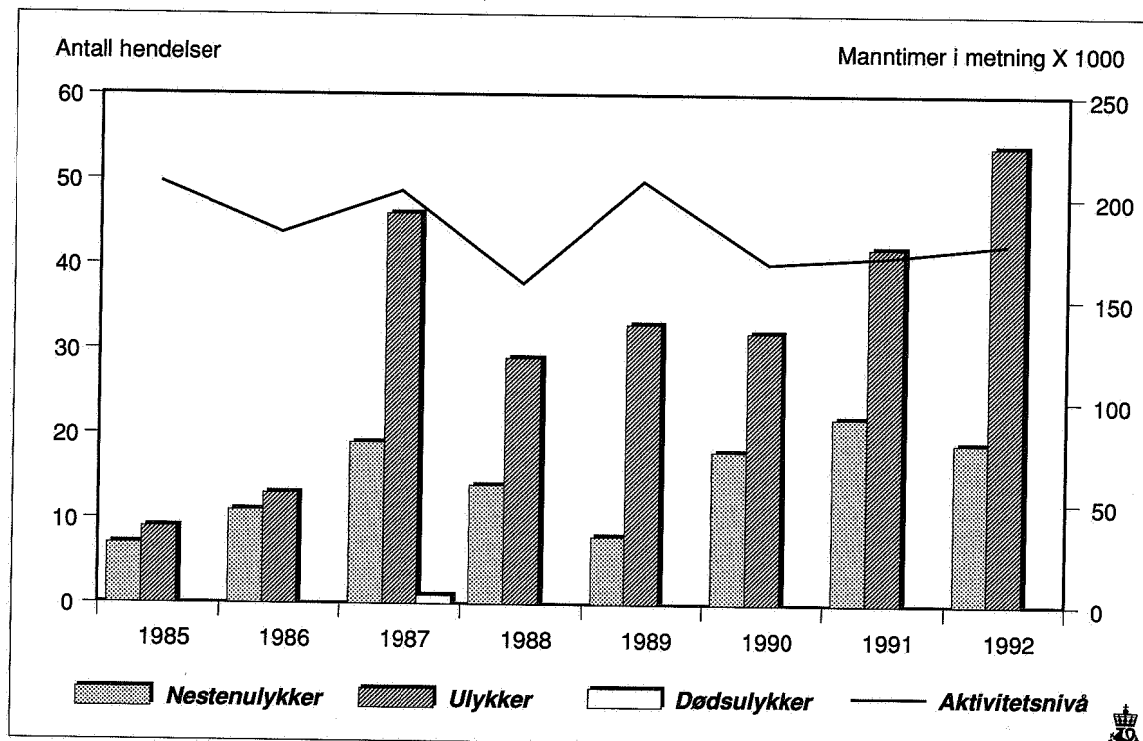
**Tabell 3.15.2**  
Personskader fordelt på skadetyper

Skadetype	Metningsdykking	Overflateorientert dykking
Ytre øregangsbet.	25	2
Varmeskade		
Trykkløstsyke		
Sårskade	2	
Muskel/leddsmerter	5	
Kuldeskade		
Knokkelbrudd	1	
Infeksjon	7	
Hypoxia/Anexia		
Bevisstløshet		
Barotraume v/kompr.	1	2
Barotraume v/dekompr.	1	
Annen sykdom/skade	12	2
<b>Totalt</b>	<b>54</b>	<b>6</b>

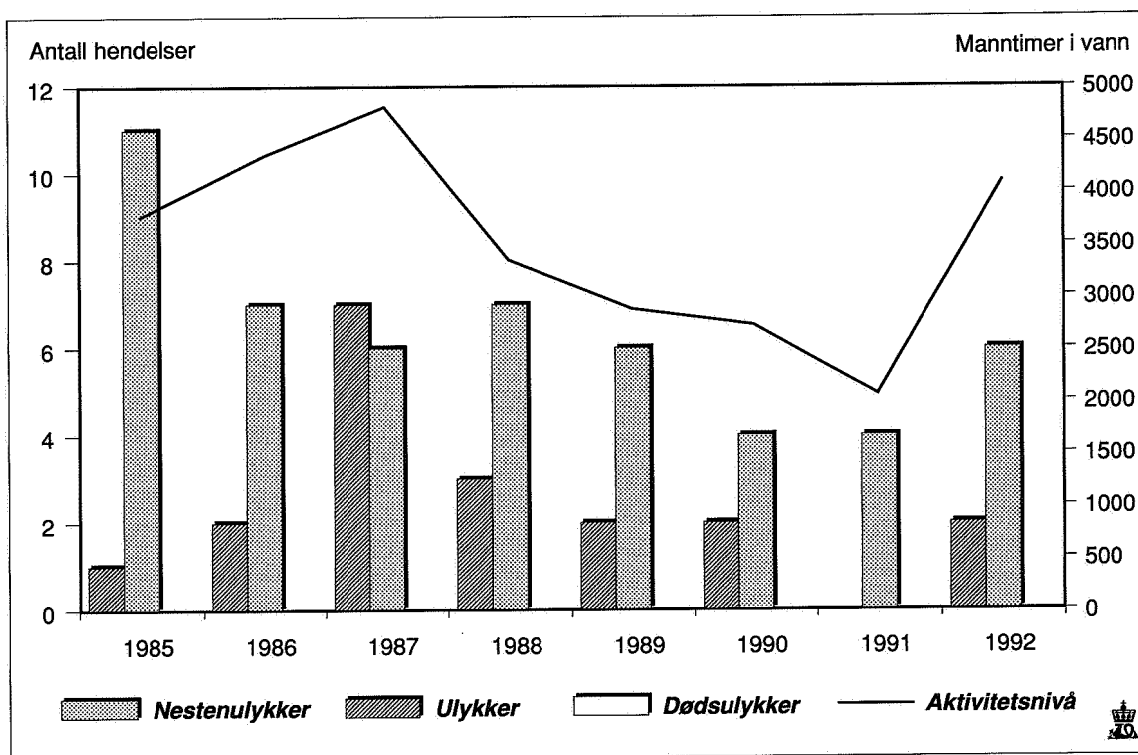
**Fig. 3.15.1**  
**Dykkeaktivitet i 1992**

Operatør	Fartøy	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
ELF	SEAWAY CONDOR							■	■	■	■		
	SEAWAY HARRIER					■	■						
ESSO	SEAWAY CONDOR								■				
HYDRO	SEAWAY OSPREY							■	■	■			
	SEAWAY PELICAN							■	■				
PHILLIPS	2/4 - FTP					■	■						
	ROCKW. SEMI 2			■		■	■	■	■	■	■	■	■
SAGA	SEAWAY HARRIER							■	■	■			
	NORMAND JARL							■	■	■			
STATOIL	SEAWAY CONDOR												
	SEAWAY OSPREY									■	■		
STATOIL	SEAWAY PELICAN									■	■		
	AMETHYST									■	■	■	■
STATOIL	BAR PROTECTOR			■	■								
	BAR 331							■	■	■			
STATOIL	CASTORO 6				■	■	■	■	■				
	ROCKW. SEMI 2												
STATOIL	SEAWAY HARRIER												
	SEAWAY OSPREY												
STATOIL	SEAWAY PELICAN	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	SEMAC 1							■	■				

**Fig. 3.15.2.a**  
**Hendelser metningsdykking**



**Fig. 3.15.2.b**  
**Hendelser overflateorientert dykking**



### 3.15.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 3.15.2.a og 3.15.2.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1992 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke. Data fra tidligere år er korrigert på grunn av etterrapportering av hendelser.

I 1992 har det for første gang i petroleumsvirksomhetens historie på norsk kontinentalsokkel ikke vært rapportert trykkfallsyke ved dykking. Tabell 3.15.2 viser hvordan ulykker med personskade fordeles seg på de ulike skadetyper.

Det framgår at det har vært en økning i antall ulykker med personskader ved metningsdykking. Denne økningen skyldes økning i antall tilfeller av ytre øregangsbetennelse og økning i antall tilfeller av andre sykdommer/skader (influenza, omgangssyke, diaré etc.).

### 3.15.3 Forskning innenfor dykking

Oljedirektoratet innledet i 1989 et samarbeide med Statoil og Norsk Hydro om et felles forsknings- og utviklingsprogram for dykketeknologi (FUDT). I 1990 kom også Saga med som deltaker i dette samarbeidet, og andre oljeselskaper har bidratt i sammenhenger knyttet opp mot FUDT, enten som selvstendige selskaper eller gjennom Oljeindustriens Landsforening.

Oljedirektoratet stiller seg positiv til at oljeselskaperne samarbeider for å komme frem til felles løsninger på aktuelle problemstillinger innenfor dykking i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har i 1992 deltatt med en observatør i styringskomiteen til HADES-prosjektet. HADES er et forskningsprosjekt innenfor dekompressjon, finansiert av Phillips. Prosjektet ble startet i 1990 og er planlagt avsluttet i 1995.

### 3.16 SIKKERHETSØKONOMI

Oljedirektoratet mener det er et klart potensiale for bedret lønnsomhet på lang sikt i det å opprettholde og videreutvikle et forsvarlig sikkerhetsnivå i petroleumsvirksomheten, og registrerer at stadig flere av aktørene i virksomheten nedfeller som sin offisielle strategi at det er lønnsomt å investere i sikkerhet.

Fra direktoratets side følges denne utviklingen opp med økt ressursbruk knyttet til problemstillinger vedrørende sikkerhet og økonomi. En vesentlig del av denne innsatsen er forbundet med regelverksutvikling, der gjennomføring av økonomiske konsekvensanalyser gjennomføres i samsvar med krav i overordnede rammer for slikt arbeid.

I tilsynsvirksomheten har i 1992 særlig forholdet omkring de sikkerhetsmessige problemstillingene knyttet til Ekofisk-tanken vært underlagt omfattende økonomiske analyser.

## 4. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

### 4.1 INNLEDNING

I de senere årene har det vært en markert økning av fokusering på miljøspørsmål, og dette har i sin tur ført til at disse spørsmålene har fått en mer sentral plass i utformingen av energipolitikken. For petroleumsvirksomheten vil dette innebære en betydelig innsats forbundet med tiltak for å forhindre og begrense miljøskader som følge av virksomheten. Kostnadene knyttet til disse tiltakene vil ventelig øke, og kan bli betydelige. Det er derfor viktig for industrien såvel som for samfunnet å forholde seg til denne utviklingen på en systematisk og gjennomtenkt måte.

Med utgangspunkt i de samfunnsmessige krav til forsvarlig virksomhet gjennomfører Oljedirektoratet en rekke aktiviteter spesielt rettet mot å få redusert de regulære utslipp av forurensninger til hav og luft, samt forebyggende miljømessige sikkerhetstiltak.

Sikkerhet mot skade på miljøet er i overordnede rammer definert som en del av sikkerhetsbegrepet. De sikkerhetsmessige miljøkravene blir i all vesentlig grad ivarettatt som en integrert del av sikkerhetsarbeidet, som omtalt i kapittel 3 om sikkerhet og arbeidsmiljø. Oljedirektoratets hovedengasjement med hensyn til vern av miljøet er dermed i form av forebyggende tiltak, samt spesielle miljørettede tiltak for å forhindre og begrense forurensningsskader.

Hovedaktiviteter i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, tilsyn, utredninger, spesielle prosjekter, samarbeid med andre myndigheter og informasjon. Disse oppgavene står totalt sett for en vesentlig del av direktoratets samlede ressursbruk.

Oljedirektoratet har i 1992 foretatt en kartlegging av sin virksomhet på miljøsidene, som et viktig grunnlag for styringen av direktoratets samlede engasjement på dette området. Denne kartleggingen danner grunnlaget for denne omtalen av tiltak som direktoratet har gjennomført i 1992, og som har betydning for beskyttelse av miljøet.

### 4.2 VILKÅR OG RAMMER FOR MILJØTILTAK

I 1992 har Oljedirektoratet gjennomført aktiviteter på en rekke områder innenfor rammesettende virksomhet som har betydning for beskyttelse av ytre miljø. Direktoratet har blant annet

- deltatt i arbeidet med konsekvensutredninger (AKUP) som gjennomføres før nye deler av sokkelen blir åpnet for leteboring eller tildeling av utvinningstillatelser,
- innledet arbeidet med vurdering av den miljømessige kompetansen hos potensielle søkere til 14. konsesjonsrunde,
- deltatt sammen med Olje- og energidepartementet i

diskusjoner med operatørselskapene knyttet til konsekvensutredninger i forbindelse med godkjenning av planer for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD),

- fulgt opp de vilkår og rammer som er satt med hensyn til miljø i stortingsproposisjoner mv i forbindelse med behandling av utbyggingssaker og samtykkesøknader,
- deltatt i petroleumslovutvalgets arbeid vedrørende norsk og internasjonalt regelverk for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen,
- gjennomført evaluering av effekt og utforming av igangsatte og planlagte virkemidler for å redusere utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har i 1992 vært engasjert i regelverksarbeid på flere fronter som har betydning for ivaretagelse av miljøet. Forskrift om beredskap er utarbeidet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn (SFT), og ble fastsatt av begge etater 1.5.1992. Det pågår også regelverksarbeid knyttet til helse- og miljøfare ved kjemiske produkter, i samarbeid med SFT og Arbeidstilsynet.

### 4.3 TILSYN MED OPERATØRSELSKAPENE

I stor grad har tilsyn med operatørselskapenes aktiviteter vært gjennomført som en integrert del av tilsyn innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynsvirksomheten er orientert mot selskapenes interne styringssystemer som på en systematisk måte skal sikre at virksomheten gjennom alle faser blir planlagt og gjennomført i samsvar med myndighetskrav og selskapenes egne mål og akseptkriterier.

I 1992 er det blitt rettet særlig oppmerksomhet mot operatørens forebyggende tiltak ved boring i miljømessig sårbare områder. Det er spesielt fokusert på etablering av akseptkriterier, gjennomføring og bruk av risikoanalyser, og iverksetting av risikoreduerende tiltak.

### 4.4 CO<sub>2</sub>-AVGIFTEN

Oljedirektoratet har fra 1.1.1991 på vegne av Finansdepartementet vært tillagt ansvaret for håndheving av loven om CO<sub>2</sub>-avgift på norsk sokkel. Foruten å stå for selve innkrevingen av avgiften, føres det også tilsyn med måleutstyr for brensel- og fakkellgassmåling. I den forbindelse er det utarbeidet et utkast til «Forskrift om brensel- og fakkellgassmåling ved beregning av CO<sub>2</sub>-avgift i petroleumsvirksomheten», som i desember 1992 ble sendt på ekstern høring.

Oljedirektoratet behandler også klagesaker og andre juridiske problemstillinger i forbindelse med loven. Videre skal direktoratet løpende vurdere avgiftens virkning. I dette arbeidet er det lagt opp til



årlige møter med operatørselskapene, samt til analyse av tallmaterialet som blir innrapportert.

I 1992 har avgiftssatsen vært 80 øre per Sm<sup>3</sup> gass og 80 øre per liter brent petroleum. I første halvår av 1992 ble det innbetalt 1109 millioner kroner i CO<sub>2</sub>-avgift, mot 810 millioner i samme periode i 1991. Økningen skyldes i hovedsak at avgiften er økt fra 60 øre per Sm<sup>3</sup> gass i 1991.

#### 4.5 UTREDNINGER OG VURDERINGER

Oljedirektoratet har i 1992 gjennomført eller bidratt til utredninger og vurderinger, dels som underlag for departementenes arbeid med å fastsette rammer for miljøtiltakene i en energipolitisk sammenheng, dels som underlag for egne aktiviteter. Utredningsarbeidet har blant annet omfattet:

- utarbeidelse av et opplegg for innrapportering av utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten. Opplegget har blitt laget i samarbeid med SFT. Operatørene har for første gang innrapportert prognoser for utslipp til luft fra brensel, fakkell, kaldventilering, bøyelasting, diesel og halon til Oljedirektoratet i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett.
- utarbeidelse av egne prognoser for CO<sub>2</sub>-, VOC- og NO<sub>x</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten. Miljøprognoser er et viktig redskap ved valg av virkemidler, slik at det er mulig å følge opp norske og internasjonale miljøforpliktelser. Miljøregnskap og prognoser vil dessuten være et grunnlag for den norske holdningen i forhandlinger om reduksjoner/stabiliseringer i klimagasser.
- deltakelse i Oljeindustriens Landsforenings miljøprogram. Oljedirektoratet har sammen med Statens forurensningstilsyn deltatt som observatør i programmet. Oljedirektoratet har også bidratt med datagrunnlag for flere av studiene. Programmet består av en rekke interessante studier knyttet til utslipp til luft og sjø fra petroleumsvirksomheten, og de pågående studiene vil bli avsluttet i første halvdel av 1993.
- kartlegging av utslippstyper og -kilder, samt av muligheter for reduksjon av utslipp med tilhørende kostnader. Oljedirektoratet har i 1992 fått utført en studie som har sett på mulighetene for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene fra petroleumsvirksomheten. En viktig del av studien har vært kartlegging og vurdering av eksisterende og framtidig teknologi for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene, og kostnadene relatert til dette.
- oppfølging av forskningsprogram om virkningen på fisk av seismiske undersøkelser.
- vurdering av eventuelle klimaendringer og deres virkning på værforholdene som har betydning på petroleumsvirksomheten.

#### 4.6 TEKNOLOGIUTVIKLING

Det drives en utstrakt forskning og teknologiutvikling for å øke energieffektiviteten på eksisterende og planlagte innretninger i petroleumsvirksomheten. Utstyr og metoder som er energieffektive represen-

terer ofte en teknologi som også medfører andre fordeler, som høy driftssikkerhet, vedlikeholdsvennlighet og god totaløkonomi. Oljedirektoratet følger derfor nøye opp denne utviklingen og operatørselskapenes beslutningsprosesser i forbindelse med valg av tekniske løsninger og utstyr.

Oljedirektoratet ga i 1990 ut forskrifter om gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten. Et viktig prinsipp i disse er operatørselskapenes plikt til selv å fastsette sikkerhetsmål og akseptkriterier for risiko. Direktoratet har i 1992 fulgt opp næringens aktiviteter som er rettet mot å utvikle akseptkriterier for miljørisiko.

Petroleumsloven og de underliggende forskriftene setter i tillegg til krav til tekniske løsninger og aktiviteter, også krav til at sikkerhet og teknologi blir kontinuerlig videreutviklet i samsvar med den teknologiske utvikling og utviklingen i samfunnet for øvrig. Oljedirektoratet følger opp dette på en lang rekke områder. I 1992 har det vært rettet oppmerksomhet mot:

- tiltak for å redusere utslipp av flyktige gasser (VOC) ved bøyelasting,
- utvikling av bedre rensemetoder for produsert vann,
- utvikling av brenner som reduserer utslipp av nitrose gasser.
- utvikling og bruk av nye typer boreslam, og arbeid for å overflødiggjøre eller minimalisere bruken av oljebasert boreslam,
- vurdering av ulike metoder for behandling og lagring av oljeforurenset borekaks,
- utvikling av mer effektive dreneringssystemer,
- utvikling av nye brannslukningsmidler i forbindelse med utfasing av haloner,
- arbeid i forbindelse med å redusere behovet for brenning av gass (fakling) under produksjon og i forbindelse med brønntesting,
- brenning av avfall på innretninger,
- merking av containere og andre lagringsformer for å sikre trygg oppbevaring og transport av miljøskadelige stoffer til land,
- aktørenes meldeplikt ved forsøpling av havbunnen,
- undersøkelser, inspeksjon og opprydding av havbunnen,
- bruk og håndtering av biocider, tungmetaller og lavradioaktivt materiale,
- utvikling av metoder for utskilling av tungmetaller i produsert vann,
- sammensetning av offer-anoder for korrosjonsbeskyttelse.

Når det gjelder rensing av produsert vann, har Oljedirektoratet sett på vannbehandlingskapasiteten på de enkelte innretningene, og vurdert denne i forhold til mengden produsert vann. På flere innretninger har operatørselskapene gjennomført tiltak for å øke vannbehandlingskapasiteten som følge av at vannproduksjonen har økt. Mengden av produsert vann i 1992 var 22.9 millioner m<sup>3</sup>; en økning på 31,7 % fra

1991. Både mengden produsert vann og oljeinnholdet i vannet varierer fra felt til felt. Totalt vil vannproduksjonen på norsk sokkel øke betydelig i årene framover, og det vil stilles store krav til behandlingsutstyr og kapasitet for å overholde utslippskravene.

#### 4.7 ANNEN MILJØRETTET VIRKSOMHET

Oljedirektoratet deltar i en rekke nasjonale og internasjonale fora som har betydning for beskyttelsen av miljøet. Denne virksomheten bidrar til å påvirke slike fora og organer i ønsket retning, men også til å bygge opp den kompetansen direktoratet behøver for å ivareta sitt ansvar på dette området. I denne sammenheng nevnes blant annet:

- Aksjonsutvalget (AKU)
- Pariskommisjonens arbeidsgruppe for beskyttelse mot oljeforurensning
- International Maritime Organization (IMO)
- North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)
- Environmental Northern Seas (ENS)
- Standardiseringsorganisasjonene CEN og ISO

Oljedirektoratet har i 1992 deltatt i fagutvalget for NTNFs forskningsprogram MUST, som er et program for miljøvennlig og lønnsom utbygging av små petroleumsfelt. Selve programmet vil gå over en femårsperiode fra 1993, og har en total kostnadsramme på 111 millioner kroner.

Direktoratet forestår også administrasjon og gjennomføring av skrotopprydding i Nordsjøen. I 1992

har denne aktiviteten hatt et budsjett på 4.5 millioner kroner.

#### 4.8 SAMARBEID MED STATENS FORURENSNINGSTILSYN

I samsvar med forutsetningene i tilsynsordningen for petroleumsvirksomheten, koordinerer Oljedirektoratet den praktiske gjennomføringen av Statens forurensningstilsyns og Oljedirektoratets tilsyn etter henholdsvis forurensningsloven og petroleumsloven, herunder koordinering i forbindelse med utstedelse av samtykker og utslippstillatelser. Direktoratet forestår tilsynet med operatørens systematiske tiltak for å ivareta kravene i forskrift om rettighetshavers internkontroll, samt risikoanalyse- og beredskapsforskriften, som er felles mellom de to etatene.

Den koordinerende rollen som er tillagt Oljedirektoratet, innebærer at direktoratet vurderer de kostnads- og sikkerhetsmessige sider ved mulige tiltak fra miljøvernmyndighetenes side som har betydning for petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har videre, i samarbeid med Statens forurensningstilsyn, arbeidet med å påvirke industrien til erfaringsoverføring i miljøspørsmål. Siktemålet med dette engasjementet er å bidra til utvikling av løsninger som er effektive og med best mulig økonomi.

Videre har direktoratet bistått Statens forurensningstilsyn i forbindelse med oljevernøvelser.

## 5. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1992 disponert totalt kr 19 745 363 til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 6 450 262 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kr 12 174 752 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kr 4 503 062 til prosjektet «Opprydding av havbunnen i Nordsjøen».

Til innsamling av meteorologisk og oceanografiske data i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kr 4 120 458.

PROFIT-programmet har i tillegg forvaltet kr 21 325 404 i 1992.

Prosjekttitlene med utførende institusjon, er ført opp nedenfor.

### 5.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

#### 5.1.1 Leteavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Videreutvikling av ressursdatabase	Opheim Data A/S
3D innsamlingsparametre	Seismograph Service Inc.
Database for forseglende forkastninger	GEO-RECON
Tilleggsdateringer biostratigrafi	IKU K.Perch-Nilsen, Inst. for energiteknikk CB Magneto
Isotopanalyse permiske rev Bjørnøya	Institutt for energiteknikk
Feltarbeid Kong Karls Land	Universitetet i Oslo, Statoil, Norsk Hydro, Oljedirektoratet
Geokjemiske undersøkelser	Universitetet i Oslo, University of Nottingham
Studie av metaller i oljer korrelert mot kildebergarter	Rogalandsforskning
Laboratoriestudier av dannelse og primærmigrasjon av hydrokarboner	IFP
Laboratoriestudier av sekundær migrasjon	IKU
Ulike prosjekter innenfor sen tertiær landheving og erosjon :	
– Svalbardtraversen og Ponamprosjektet	Polarinstituttet
– Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplatået	Universitetet i Bergen
– Paleolandskap og landheving	Universitetet i Bergen

#### Videreutvikling av ressursdatabase

Føringen av ressursregnskapet er en av leteavdelingens viktigste oppgaver. Den siste EDB-baserte versjonen av dette kalles PROFF. Prosjektet har hatt som formål å forbedre rapporteringsmulighetene fra PROFF samt koble denne opp mot andre relevante databaser.

#### 3D innsamlingsparametre.

Et av de viktigste geofysiske verktøy innenfor oljevirkomheten er tredimensjonale (3D) seismiske undersøkelser. Prosjektet, som er utført i samarbeid med Statoil, hadde som formål å optimalisere datainnsamlingsmetodikken på en slik måte at datakvaliteten blir tilstrekkelig uten at kostnadene blir for høye.

**Database for forseglende forkastninger.**

Forkastningers forseglende egenskaper er en kritisk komponent i evaluering av prospekter, funn og felt. En sammenstilling av relevante data vil bidra til å øke forståelsen for denne type geologiske problemstillinger. Prosjektet er et samarbeid mellom Statoil, Norsk Hydro, Saga og Oljedirektoratet.

**Tilleggsdateringer, biostratigrafi**

Dette er prosjekter hvor det utføres dateringer med dateringsmetoder som Oljedirektoratet selv ikke har kompetanse på (for eksempel magnetostratigrafi og strontium-isotop-analyser).

**Isotopanalyser av tidlig perm rev karbonater i Barentshavet og på Bjørnøya**

For å kartlegge diagenesehistorien til sedimentene, er det utført isotopstudier av tidlig perm revavsetninger på materiale fra borehull i Barentshavet og på materiale innsamlet av Oljedirektoratet på Bjørnøya.

**Feltarbeid Kong Karls Land 1992**

Oljedirektoratet gjennomførte i august 1992 et 10 dagers vitenskapelig feltarbeid på Kong Karls Land med deltakere fra Oljedirektoratet, Universitetet i Oslo, Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum. Målsettingen var å få en bedre forståelse av øygruppens geologi og ekstrapolere denne inn mot marin seismikk.

Ekspedisjonen gjennomførte et meget bredt sammensatt geologisk feltarbeid som dekket sedimentologi, makropaleontologi, strukturgeologi og vulkanologi.

Fire hundre prøver fra sen trias til tidlig kritt ble innsamlet på Kongsøya og Svenskøya.

Et omfattende etterarbeid er igangsatt der det norske oljemiljøet og ulike forskningsmiljøer samarbeider. Resultatene vil bli publisert.

**Geokjemiske analyser**

Prosjektet innebærer en fullstendig geokjemisk analyse av geologiske prøver fra Kong Karls Land-ekspedisjonen samt fra boringen av hull 6607/5-2 rett vest av Sandnessjøen, på det som kalles Bodøhøgda.

**Studier av metaller i oljer korrelert mot kildebergarter**

Metallinnholdet i oljer og skifre fra brønner på Haltenbanken er analysert for å studere om det er mulig

å benytte denne typen analyser i forsøket på å korrelere ulike oljesammensetninger og oljer mot kildebergarter. Dette er et supplement til andre geokjemiske korrelasjonsmetoder.

**Laboratoriestudier av dannelsen og primærmigrasjon av hydrokarboner**

Ved hjelp av en trykkcelle som er konstruert for å undersøke hvordan hydrokarboner dannes og trenger ut av en kildebergart, er det utført tester på hvilken betydning trykk, temperatur og tid har på denne prosessen. Likedan vurderes type og metning av organisk materiale. Studiet er et samarbeidsprosjekt med Statoil.

**Laboratoriestudier av sekundærmigrasjon**

Ved hjelp av en forsøksrigg er det utført et eksperimentelt studie på å kvantifisere migrasjonshastigheter og oljemetninger ved sekundær migrasjon av olje i en vannmettet bergart. Det er også undersøkt hvordan den sekundære migrasjon påvirkes av bergartens poresterrelse og permeabilitet. Studiet er et samarbeidsprosjekt med Statoil.

**Ulike prosjekter innenfor sen tertiær landheving og erosjon**

- **Svalbardtraversen og Ponamprosjektet:** Oljedirektoratet er deltaker i dette prosjektet som er et samarbeid mellom flere norske og utenlandske forskningsinstitusjoner. Hensikten er å studere den sen kenozoiske utviklingen av det nordlige Atlanterhavet. Det norske bidraget vil kunne gi en økt forståelse av mekanismene bak heving og erosjon i Barentshavet.
- **Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplatået:** Hensikten med prosjektet er å dokumentere temperaturutviklingen i Norskehavet i de siste 6-10 millioner år for å finne ut hvordan nedkjølingen av den nordlige halvkule foregikk og effekten av dette på erosjons- og sedimentasjonsratene.
- **Paleolandskap og landheving:** I et utvalgt antall grotter i Nordland er sedimenter og kjemiske utfellinger studert. Ved å korrelere disse avsetningene med avsetninger på sokkelen, har en fått informasjon om ratene for heving av fastlands-Norge tilbake i tid.

### 5.1.2 Utbyggingsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Seismisk tolkning av 15/12-Beta	Badly Earth Sciences Ltd
VAG-injeksjon , Heidrun	INTERA
Simuleringsstudie, Sleipner Øst	PETEC
Petrofysisk tolkning av Embla og Visund	PETEC
PVT-analyse for gass/kondensatfelt	SSI
Reservoarstyring Sleipner Vest	PETEC
Dataverktøy for dipmeter-tolkning	Z&S Consult
Gassmarked i Øst-Europa	Fr Nansen stiftelsen
Utvikling av gassprismodell	SNF
Prosess simuleringsprogram	HYPROTECH
Modellsimulering av strømning i rørledningsnett	SSI
Videreutvikling INVERS	Cap Computas

#### Seismisk tolkning av 15/12-Beta

Det er utført en seismisk tolkning av 15/12-Beta og nærliggende område. Hovedmålet har vært å kartlegge ressursene i dette området. Kartleggingen vil bli benyttet videre i reservoarteknisk arbeid og vurdering av utbyggingsplaner for 15/12.

#### VAG-injeksjon, Heidrun

INTERA har gjennomgått kritiske reservoarparametre ved analyse av vann-alternerende-gass injeksjon (VAG) for Fangst-gruppen på Heidrun. En sektormodell fra feltet er benyttet til å vurdere potensiale for økt utvinning ved VAG i Fangst. Hovedmålet har vært å identifisere kritiske reservoarparametre ved analyse av VAG på Heidrun, og å kvantifisere potensiale for økt utvinning.

#### Simuleringsstudie, Sleipner Øst

En ny simuleringmodell basert på ny kartlegging av Sleipner Øst er bygget opp for å vurdere nærmere gassinjeksjon i Sleipner Øst. Tidligere studier har vist at detaljert modellering av reservoaret er viktig. Målet har vært å analysere ulike injeksjonsstrategier på Sleipner Øst basert på en ny reservoarmodell. Resultatene vil bli benyttet i gassallokeringsarbeidet og oppfølging av utbyggingen av Sleipner Øst.

#### Petrofysisk tolkning av Embla og Visund

PETEC har utført loggtolkning av brønnene på feltene Embla og Visund. Arbeidet har inkludert per-

meabilitetskartlegging. Resultatene vil inngå i Oljedirektoratets kartlegging av disse feltene.

#### PVT-analyse for gass/kondensatfelt

Scientific Software Intercom har gjennomgått prosedyrer for valg av og analysemetode for gass/kondensatprøver. Målet med studien var å sikre at valgte PVT-prøver fra slike felt representerer reservoarfluidet best mulig. Konsulenten har spesielt vurdert prøvene fra Sleipner Øst-feltet.

#### Reservoarstyring Sleipner Vest

Det er blitt foretatt en gjennomgang av reservoardata på Sleipner Vest for å se på hvordan usikkerheten i reservoarbeskrivelsen kan avdekkes med god reservoarstyring. Konsulenten har utarbeidet forslag til datainnsamlingsprogram. Målet med studien har vært å utarbeide en strategi for datainnsamling fra fremtidige produksjonsbrønner på Sleipner Vest.

#### Dataverktøy for dipmeter-tolkning

Oljedirektoratet har gått til innkjøp av programpakken INCLINE-2 for analyse av dipmeterlogg. Dette er et verktøy for strukturgeologisk tolkning basert på dipmeterlogger.

#### Gassmarked i Øst-Europa

Formålet er å innhente informasjon om utviklingen i Øst-Europa om forhold som kan påvirke den norske eksport av naturgass. Både politiske og økonomiske forhold som kan ha relevans for gassmarkedet er inkludert.

**Utvikling av gassprismodell**

SNF har utviklet en modell som tar hensyn til sammenhengen mellom gasspris og etterspurt gassvolum. Modellen vil danne grunnlag for videre gassplanlegging på norsk sokkel med utgangspunkt i bruk av porteføljemodellen.

**Prosess-simuleringsprogram**

Oljedirektoratet har i 1992 gått til anskaffelse av dataprogrammet HYSIM for vurdering av ulike behandlingsprosesser ved utbygging av nye forekomster i Nordsjøen.

**Modellsimulering av strømning i rørledningsnett**

I tilknytning til vurdering av nye gassalgskontrakter har Oljedirektoratet gått til anskaffelse av dataprogrammet TG Net. Dette er et program for modellsimulering av fremtidige gassalg i eksisterende og fremtidig rørledningsnett.

**Videreutvikling INVERS**

Oljedirektoratet har i 1992 videreført arbeidet med analyseverktøyet rundt kostnadsdatabasen INVERS. Dataverktøy benyttes blant annet ved vurdering av kostnadsanslagene for nye prospekter.

**5.1.3 Driftsavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Kalkforskning	Oljedirektoratet
Reservoarstudie – Eldfisk	Petec a.s.
Reservoarsimulering – Ekofisk	Rogalandsforskning, Petec a.s.
Økt utvinning – sandsteinsfelt	Intera, Scandpower, IKU, Rogalandsforskning
Seismisk tolkning – Ekofisk-området	Petrolet
Kjerneanalyse – Tor-feltet	Res Lab A/S
Laegerdorf	Geo-Recon A/S
SAFARI	Oljedirektoratet, Saga, Statoil, Norsk Hydro Konsulenter: Norsk Regnesentral, Universitetet i Bergen, Geo-Recon A/S, Universitetet i Liverpool
ISO-arbeide	Oljedirektoratet
Vanninjeksjon og reservoarforurning	Capcis Manchester
Strømningsmåler olje/gass/vann	Christian Michelsens Institutt
Ultralyd væskestrømsmålere	Christian Michelsens Institutt
Flerfasemåling	National Laboratories
Coriolis Mass Flowmeter	National Laboratories
Computerdel fiskale målesystemer	Simrad Albatross
On-line gass kromatografer	Oljedirektoratet
Reduksjon av NOx-utslipp fra petroleumsvirksomheten	R.M. Parsons LTD
Miljørammer for petroleumsvirksomheten i andre land	DNV Technica LTD

**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. Energistyrelsen har hatt formannsvervet i 1992. Oljedirektoratet har deltatt i de seks tekniske komiteene og styringskomiteen.

**Reservoarstudie – Eldfisk**

Prosjektet er en videreføring av prosjektet i 1991. Det er utført reservoarsimuleringer av den nordlige strukturen på feltet. Ulike utvinningsmekanismer som gassinjeksjon og vanninjeksjon er simulert. Resultatene viser at det er gode muligheter for økt utvinning på feltet.

**Reservoarsimulering – Ekofisk**

I forbindelse med oppbygging og historietilpassing av simuleringmodell for Ekofisk, er Petec a.s. og Rogalandforskning brukt som konsulenter. Simuleringmodellen vil bli brukt under arbeidet med evaluering av produksjonsstrategier i forbindelse med gjennomgangen av utvidet feltstudie (UFS) for feltet.

**Økt utvinning – sandsteinsfelt**

Prosjektets formål var å få belyst potensialet for økt utvinning på noen av sandsteinsfeltene. Det ble sett på VAG for Gyda, Ula og Statfjord, og det ble sett på ulike metoder for økt utvinning for Cook fase II på Gullfaks.

**Seismisk tolkning – Ekofisk-området**

Prosjektet har omfattet tolkning av 3D-seismikk fra feltet i Ekofisk-området, med spesiell vekt på forkastningsmønster. Petrolet A/S har gjennomført prosjektet som ble avsluttet i 1992.

**Kjerneanalyser – Tor-feltet**

Res Lab A/S har i 1992 utført spesielle kjerneanalyser på Tor-feltet for Oljedirektoratet. Hensikten var å forbedre datagrunnlaget. (Imbibering, kapillærtrykk, vætningsegenskaper og relativ permeabilitetsmålinger)

**Laegerdorf**

Oljedirektoratet har samarbeidet med åtte selskaper i dette prosjektet. Prosjektet ble startet i 1990 og er avsluttet i 1992. Konsulentfirmaet Geo Recon A/S utførte prosjektet som gikk ut på å etablere en database med 3-dimensjonale sprekkedata. Dataene ble innsamlet i kalkbruddet i Laegerdorf, Tyskland. Prosjektet hadde som målsetting å bedre forståelsen og beskrivelsen av sprekkgeometrien i kalkfeltene i Nordsjøen.

**SAFARI**

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom Saga, Statoil, Norsk Hydro og Oljedirektoratet. Prosjektet omfat-

ter 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 sedimentære og tektoniske reservoarheterogeniteter. Målsettingen er å redusere usikkerhet i reservoarbeskrivelse og reservoarsimulering for felt på norsk sokkel.

**ISO-arbeid**

Prosjektet gjelder deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid vedrørende måling og analyse av olje og gass. Dette arbeidet har stor betydning ifm overgang til EFs indre marked, da CEN standarder som etableres i stor grad bygger på ISO standarder.

**Vanninjeksjon og reservoarforurning**

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom norske og britiske oljeselskaper og myndigheter. Prosjektet utføres av Capcis ved Universitetet i Manchester, og har som siktemål å utforske mulige tiltak for å redusere/forhindre reservoarforurning i vannflømmede reservoarer. Prosjektet lager også en database for prediksjon av forurning av enkelte brønner. Prosjektet startet i 1991, og avsluttes i 1993.

**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 multiklient prosjekt der BP, Saga, Elf og Oljedirektoratet deltar.

**Ultralyd væskestrømsmålere**

Tre forskjellige ultralydmålere testes i laboratorium ved Hydro i Porsgrunn og ved Christian Michelsen Institutt for å finne ut hvilken målenøyaktighet instrumentene har, og for å finne hvilken innflytelse små mengder gass og vann i væsken har på instrumentenes nøyaktighet og bruksområde. Dette er et multiklient prosjekt med Statoil, Saga, Hydro og Oljedirektoratet som deltakere.

**Flerfasemåling**

Oljedirektoratet har deltatt i en prosjektgruppen sammen med representanter fra åtte oljeselskap. Prosjektets målsetting har vært å utvikle et konsept for flerfasemåling basert på kjent teknologi. Arbeidet har bestått av tre faser:

- 1) Konstruksjon/testing av utstyr
- 2) Fabrikasjon av prototyp
- 3) Felttesting av prototyp

Etter å ha testet en rekke delkomponenter med varierende resultat, har en ikke greid å konstruere en brukbar prototyp. Forskningsinstituttet National Laboratories (NEL) i Skottland ønsker å videreføre prosjektet, men pga manglende støtte fra sponsorene er prosjektet avsluttet.

**Coriolis Mass Flowmeter**

Prosjektet har bestått i oppfølging av et tidligere avsluttet prosjekt der Oljedirektoratet, Statoil, Phillips, Kodak og britiske myndigheter har deltatt. Det er testet instrumenter fra flere utstysleverandører som baserer målingene på registrering av coriolisefekten. En har undersøkt instrumentene med hensyn på nøyaktighet, installasjonseffekter og vedlikeholdsrutiner etc.

**Computerdel fiskale målesystemer**

Phillips bygger nytt målecomputersystem for Ekofisk 2/4 T. Systemet baserer seg på ny og komplisert teknologi, og Oljedirektoratet har tegnet kontrakt med Simrad Albatross for å følge opp computersystemet i testfasen.

**On-line gass kromatografer**

Prosjektet har hatt som målsetting å kartlegge hvilke erfaringer ulike brukermiljø har når det gjelder valg av tekniske løsninger, analysenøyaktighet og driftspålitelighet ved bruk av on-line gasskromatografer. Ulike brukermiljø både i Norge og utlandet er kontaktet.

Prosjektet ble aktuelt etter at operatørselskap og utstysleverandører har påbegynt evalueringsprosjekter med sikte på å kvalifisere slike instrumenter til fiskale formål.

**Reduksjon av NOx -utslipp fra petroleumsvirksomheten**

Prosjektet ble utført for å se på potensialet for å redusere NOx-utslippene fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. En viktig del av studiet var kartlegging av eksisterende og framtidig teknologi for å redusere NOx-utslippene, samt en vurdering av de ulike teknologienes nytteverdi og kostnadene med å ta teknologien i bruk.

**Miljørammer for petroleumsvirksomheten i andre land**

Studien viser hvilke miljøproblemer i tilknytning til offshore-virksomheten representative land i forskjellige geografiske områder har, og hvilke miljørestriksjoner de enkelte landene har innført. Den innsamlede informasjonen ble kritisk gjennomgått, og kostnadene med reguleringene sammenlignet med reguleringsens virkning for å beskytte miljøet, ble vurdert.

**5.1.4 Dataforvaltningsavdelingen**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Konsulenttjenester frigivning	Proffshore, Allservice, TK-Service
Petrofysisk kvalitetskontroll	Petec
Behandling av våtprøver	Geco-Prakla
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Vedlikehold/leie av programvare	Se nedenfor
Videreutvikling/anskaffelse av programsystem	Se nedenfor

**Konsulenttjenester frigivning**

Dette prosjektet omfatter en rekke aktiviteter som knytter seg til bearbeidelse og forberedelse av materiale for frigivning. En konsulent har vært engasjert for å gjennomføre en kontroll/oppretting av databasen for brønnbaner/brønnidentifikasjon. Det er også benyttet ekstern bistand til kopiering/trykking av kataloger og publikasjoner som er utarbeidet.

**Petrofysisk kvalitetskontroll**

I forbindelse med forberedelsene til gjennomføringen av en total kvalitetsoppgradering av alle loggdata fra de norske letebrønnene, er det benyttet eksterne konsulenter. Hovedarbeidet i 1992 har vært å skrive ut detaljert kravspesifikasjon som skal benyttes ved gjennomføringen av hovedprosjektet i 1993.

**Behandling av våtprøver**

Oljedirektoratet mottok i 1992 en rekke ekstra våtprøver fra Statoil fra brønner hvor Oljedirektoratets lagerbeholdning var i ferd med å bli oppbrukt til vitenskapelige analyser. Det er benyttet eksternt konsultentselskap for å gjennomføre forskriftsmessig pakking og merking av disse, slik at lagring og gjenfinning kan foregå på en effektiv måte.

**Well Data Summary Sheet (WDSS)**

Etter at Oljedirektoratets de siste årene var kommet på etterskudd mht å utarbeide WDSS-datasamlinger for frigitte brønner, er en i 1992 kommet ajour igjen ved å ferdigstille WDSS nr 16 og WDSS nr 17 samt utarbeide materialet til WDSS nr 18, som skal publiseres i januar 1993. Da vil alle letebrønner som er mer enn 5 år være dekket i WDSS-serien som Oljedirektoratet publiserer.



**Vedlikehold av programvare**

For at Oljedirektoratet programvaresystem skal være operativt og tilgjengelig for Ressursdivisjonens faglige og administrative oppgaver, er det inngått vedlikeholdskontrakter med følgende firma: OIS Contracting, Andersen Consulting, Geodata A/S, IPEC, Intera, Calcep, Cap Computas, Sintef, Rogalandsforskning, Current Software og Geomatic.

**Videreutvikling/anskaffelse av programvare**

For å øke tilgangen på effektiv og moderne programsystem, er det anskaffet eller utviklet program fra følgende firma: Opheim Data, InfoPass, Geomatic og ISI A/S.

Noen av disse firmaene ble også benyttet for å konvertere enkelte av Oljedirektoratet eldre system fra SIBAS til UNIX operativsystem.

**5.1.5 RUTH**

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Bruk av surfaktanter	Rogalandsforskning (RF)
Bruk av polymer/gel	Rogalandsforskning (RF)
Mikrobielle metoder	Rogalandsforskning (RF)
Kombinert gass/vann injeksjon	IKU Petroleumsforskning a.s
Bruk av skum	RF/IKU
Gassflømming	IKU Petroleumsforskning a.s

Forskningsprogrammet RUTH (Reservoar Utnyttelse ved avansert Teknologisk Hjelp) ble startet i 1992 og vil gå over 4 år (1992-1995). Målsettingen er primært å bidra til økt oljeutvinning, men også å styrke og videreutvikle norske forskningsmiljø. Totalbudsjettet vil bli ca 110 millioner kroner. Av dette vil staten (NTNF) bidra med 60 millioner kroner. Resten kommer fra oljeselskapene. Per desember 1992 er det 17 deltagende oljeselskap.

RUTH er organisert i seks delprogram, som vist i tabellen ovenfor, svarende til seks utvinningsmetoder som kan bidra til økt oljeutvinning på norsk sokkel. Rogalandsforskning og IKU Petroleumsforskning a.s er gitt hovedansvar for delprogrammene, men det er etablert samarbeid med en rekke andre forskningsmiljø. Hvert delprogram er inndelt i flere delprosjekter.

I 1992 ble det brukt ca 20 millioner kroner innenfor programmet. Det første av de planlagte årlige fagseminarene ble arrangert i Oljedirektoratet i desember. Dette samlet ca 120 deltakere fra 6 land.

RUTH er et NTNF-program hvor programledelsen er tillagt Oljedirektoratet. Det foreligger en egen informasjonsbrosjyre.

**5.1.6 PROFIT**

Forskningsprogrammet 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. Forskningsarbeidet foregår hovedsakelig ved norske forskningsinstitutt.

PROFIT har en maksimal ramme på 90 millioner kroner. Hittil er følgende to prosjekter initiert, med en økonomisk ramme på 68 millioner kroner over fem-årsperioden 1990-94:

- Reservoarbeskrivelse
- Nær-brønn strømming

I 1992 ble det utført forskning for ca 18 millioner kroner. Resultater fra de to første års forskning ble presentert på et seminar i Oljedirektoratet i februar 1992. Administrasjonen av PROFIT er tillagt Oljedirektoratet. Det foreligger egen informasjonsbrosjyre for programmet.

## 5.2 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'	Oljedirektoratet
Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere	SINTEF
Prosedyrer for vurdering av jack-ups (Jack-Up Site Assessment Procedures)	Noble Denton
WOAD (World Offshore Accident Databank)	DnV
Hydrostatisk og dynamisk trykkmodellering for dype, varme høytrykkshull	Rogalandsforskning
Gass-sikkerhetsprogram	CMI
Teknisk-operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner	Oceaneering
Internkontroll i virksomheter i Norge	SINTEF
Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer	SINTEF
Vedlikehold av planleggingsverktøyet Formula-PS	Norsk Data
Innstrømningsforsøk – horisontale brønner	Rogalandsforskning
Vedlikeholdsstyring	SINTEF
Høyfast betongs seighet	SINTEF
Kvalifisering av sveiseforbindelser	SINTEF
Høyfast betong – fase 3	SINTEF
Korrosjon og erosjon i rørsystemer for prosess- og støttesystemer	SINTEF
Datakommunikasjon, implementering av ny løsning	Info Pass Software
Ulykkesrapportering	Rogalandsforskning
Revisjon av DnVs Offshore Standard RP B 401	DnV
Utnyttelsesfaktor for tillatt spenning i høylegert rørmateriale	SINTEF
Gassutslipp – sikkerhets- og miljømessige forhold	Thule Engineering
Pålitelighetsbaserte designkoder for offshore rørledningssystemer	SINTEF
Trykk og temperatur ved boring under ekstreme forhold	Rogalandsforskning
Boring på store havdyp	Rogaland Consultants
Arbeidstidsordninger på sokkelen	Rogalandsforskning
Deltakelse i FUDT – Forskning og Utvikling i DykkeTeknologi	SINTEF/Nutec
Branntekniske egenskaper hos overflatematerialer	SINTEF/NBL
Sikring av boligkvarter mot røyk	Partner Consult
Prosjekt om flerfaseforskning – PROFF	NTH/SINTEF m.fl.
Bruk av kveilerørsteknikk	Smedvig IPR
Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten	Cranfield Institute
Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi	Oljedirektoratet
Ekofisk-feltene i et langsiktig perspektiv	SINTEF
Vurdering av standard for pusteutstyr for dykkere	Nutec

### **Welding Institute**

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritania siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innenfor forskning, undervisning og konsulenttjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innenfor material- og sveiseteknikk.

### **Marine Technology Directorate**

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 driftsinspeksjoner 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 bestrebelsene på å etterkomme forpliktelsene etter avtalen om handelshindre 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 startet med å utrede sannsynligheten for tilstedeværelse av drivis på utvalgte posisjoner i Barentshavet. I tillegg er avstanden fra hver posisjon til nærmeste iskant og varigheten av isfrie perioder analysert. I tidligere fase av prosjektet er kollisjonsrisiko med isfjell og sannsynlig størrelse på isfjell i området vurdert. I 1992 er det vurdert hvilke tilsynsmuligheter som foreligger og eventuelle nødvendige ekstra tiltak i tilsynet.

### **Internasjonalt samarbeid – undervannsoperasjoner**

Prosjektet tar sikte på å videreføre og utvide det etablerte internasjonale samarbeid innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø, standardisering av forskriftskrav og veiledninger, samt forbedring av tekniske løsninger for bemannede undervannsoperasjoner. Prosjektet har gått over flere år, gitt verdifulle resultater og er av stor betydning for pågående og framtidige undervannsoperasjoner.

### **Arbeidsmiljø for dykkere**

Tidligere prosjekter i Oljedirektoratets regi har, med bruk av relativt beskjedne ressurser, gitt verdifulle

resultater med betydelig nytteverdi innenfor området arbeidsmiljø for dykkere. I 1992 har man i prosjektet utarbeidet retningslinjer for ergonomiske forhold i kontrollrom for dykkerklokke, og i den sammenheng særlig konsentrert seg om menneske-maskinforholdet i kontrollrommet.

### **Prosedyrer for vurdering av jack-up (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 oppgjekkbare innretninger. I dette prosjektet er det et overordnet mål å komme fram 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.

### **WOAD – Worldwide Offshore Accident Databank**

Oljedirektoratet er abonnent på databasen WOAD, som inneholder systematiserte ulykkeshendelser fra petroleumsvirksomhet over hele verden. Grunndatabasen forvaltes av Veritec, som sørger for fortløpende innsamling og oppdatering av data om ulykkeshendelser.

### **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 bunnhullstrykket ved hjelp av hulltetthet og rheologi i brønnen. Arbeidet i 1992 har vært konsentrert om sikkerhetsmessig akseptable rammer for såvel leteboring som produksjonsboring.

### **Gass-sikkerhetsprogram**

Christian Michelsens Institutt (CMI) i Bergen har utført forskning omkring eksplosjonsrisiko i forskjellige moduler til havs. Arbeidet er videreført i 1992 med støtte fra flere operatørselskaper og myndigheter. Arbeidet er delt i tre deler:

- eksperimentelt testprogram
- forbedring av FLACS (simuleringsprogram for flammeakselerasjon)
- 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. Prosjektet fokuserer på

problemområder ved nødsystemer for dykkere. Stikkord for prosjektet er, foruten nødsystem for dykkere, batterikapasitet for dykkerklokke i nødsituasjoner, nødtrening for dykkepersonell og dybde-monitorering av dykker.

#### **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 har vært gjennomført som et større samarbeidsprosjekt med NHO og NTNf.

#### **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 utmattingslevetiden til sveisede rørknutepunkter. Designkurven for katodisk beskyttede konstruksjoner i forskrift for bærende konstruksjoner vil bli vurdert revidert på bakgrunn av resultatene fra prosjektet.

#### **Vedlikehold av planleggingsprogrammet Formula-PS**

Det er utviklet et internt edb-basert planleggingsprogram som kan gi organisasjonen den nødvendige oversikt over planlagte aktiviteter og deres innbyrdes avhengigheter. Hjelpemiddelet effektiviserer allokering og bruk av personalressurser i tilsynsvirksomheten og de øvrige aktiviteter. Programmet er blitt vedlikeholdt ved hjelp av ekstern ekspertise.

#### **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 om brønnens oppførsel under innstrømning og metoder for deteksjon og håndtering av situasjonen.

#### **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 vedlikeholdsfunksjonen 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 innenfor 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 sveisearbeid. 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 innenfor sveise- og materialteknologi.

Norsk Sveiseteknisk Forening og SINTEF har tatt initiativ til prosjektet, som foruten NTNf og Oljedirektoratet også har bidragsyttere fra verkstedsindustrien, engineeringselskaper og operatørselskaper.

#### **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 1992 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.

Resultatene fra fase 1 og 2 har utgjort en vesentlig del av dokumentasjonen som ble lagt til grunn for 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 7,1 millioner kroner i 1992.

### **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 har behandlet spørsmål som hvor og når korrosjon og erosjon oppstår, og hvordan problemene kan håndteres. Prosjektet har gått over to år, og har gitt verdifull kunnskap om mekanismene bak korrosjon og erosjon i rørsystemer.

### **Datakommunikasjon – implementering av ny løsning**

I et tidligere forprosjekt ble det utredet ulike alternativer for oppgradering av Oljedirektoratets datakommunikasjon når det gjelder rapportering av data fra operatørselskapene. I dette prosjektet er det arbeidet med implementering av ny programvare for datakommunikasjon. Det er benyttet konsulentbistand i tillegg til intern ekspertise.

### **Ulykkesrapportering**

Etter et internt forprosjekt ble et hovedprosjekt gjennomført for å komme fram til et bedre og mer enhetlig system for operatørenes rapportering av forskjellige typer fare- og ulykkesituasjoner til Oljedirektoratet. Rogalandsforskning har gjennomført prosjektet i samarbeid med direktoratets fagmiljø.

### **Revisjon av DnV Offshore Standard RP B 401**

I samarbeid med flere operatørselskap har Oljedirektoratet sammen med DnV gjennomgått og korrigert de standarder for katodisk beskyttelse som går under betegnelsen Veritas RP B401. Driftserfaringer gjennom 10 år sammen med forskningsresultater er innarbeidet i den reviderte utgaven. Oljedirektoratets veiledning om katodisk beskyttelse bygger på denne standarden.

### **Utnyttelsefaktor for tillatt spenning i høylegert rørmaterialer**

I Oljedirektoratets forskrift om rørledningssystemer er stilt krav til maksimale utnyttelsefaktorer for tillatt spenning for stive stålrør. De oppgitte faktorene er basert på karbonstål. I de senere år er det på norsk sokkel tatt i bruk rørledninger i høylegert materiale – dupleksstål, som har andre egenskaper ved strekkpåkjenning enn karbonstål. I prosjektet har SINTEF gjort en vurdering og anbefaling av krav til utnyttelsefaktor ved bruk av høylegert stålmateriale. Resultatet vil bli implementert i rørledningsforskriften.

### **Gassutslipp – sikkerhets- og miljømessige forhold**

Den økende fokusering på miljøskadelige effekter av utslipp fra petrolemsvirksomheten kan innebære en konflikt mellom sikkerhetsmessige og miljømessige målsettinger. Operatørselskapene utreder forskjellige alternativer for å redusere utslippene. Det er i den forbindelse nødvendig å avklare de sikkerhets- og miljømessige aspektene ved forskjellige metoder for å

skape en forsvarlig basis for Oljedirektoratets vurdering av løsninger som foreslås. Prosjektet har behandlet både sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold ved aktuelle løsninger. Oljedirektoratets konsulent i prosjektet har vært Thule Engineering.

### **Pålitelighetsbaserte designkoder for rørledninger**

Ved design av rørledninger må det blant annet tas hensyn til veggtykkelse, spenning og tøyning under installasjon, samt stabiliteten av rørledningen på havbunnen. Kriteriene i dagens standarder inneholder en sikkerhetsmargin som i visse tilfeller er for konservativ, slik at sikkerhetsnivået ikke blir konsistent. Faktorer som påvirker sikkerhetsnivået kan være vanndybde, havbunnens jevnhet og motstandsevne mot erosjon, hvilket medium som transporteres, samt hvilke ulykkeslaster som kan forekomme.

Prosjektet har utviklet forslag til en pålitelighetsbasert designmetode. Det innebærer at det tas utgangspunkt i de forskjellige grensetilstander for de ulike uregelmessigheter som kan oppstå. SINTEF har stått for gjennomføringen av prosjektet.

### **Trykk og temperatur ved boring under ekstreme forhold**

Boring av høytrykksbrønner innebærer spesielle operasjonelle og sikkerhetsmessige problemstillinger. Blant annet er kick-frekvensen vesentlige høyere enn vanlig. Prosjektet vil kunne bidra til å øke forståelsen av problemstillingene, slik at sikkerhetsnivået ved boring av slike brønner kan økes.

Prosjektet er delt i fire faser. I fase 1 har prosjektet påbegynt feltnmålinger på aktuelle høytrykksbrønner hvor det er brukt både vannbasert og oljebasert boreslam. I fase 2 er det påbegynt laboratoriemålinger av 10 typer boreslam og bygget opp en database. Fase 1 og 2 videreføres, og fase 3 og 4 påbegynnes i 1993.

I prosjektet som utføres av Rogalandsforskning deltar 6 oljeselskap, NTNF, Health and Safety Executive (UK) og Oljedirektoratet. Resultater fra prosjektet vil bidra til å videreutvikle Oljedirektoratets veiledning om boring av dype høytrykksbrønner på flere sentrale områder.

### **Boring på store havdyp**

I løpet av 90-årene kan det ventes tildeling av blokker på store havdyp (1000 – 2000 meter). Boring på slike dyp er på yttergrensen av det som er mulig med kjent teknologi. Før slike tildelinger skjer må problemstillingene knyttet til boring kartlegges, slik at rammebetingelse for operasjonene kan fastsettes i forkant.

I dette prosjektet er det redegjort for de problemstillingene en ser for seg ved boring på store havdyp. De særegne klimatiske og geologiske forhold på de aktuelle deler av norsk sokkel er tatt med i vurderingene. Oljedirektoratets konsulent i prosjektet har vært Rogaland Consultants.

### Arbeidstidsordninger på sokkelen

Formålet med prosjektet har vært å kartlegge hvilke konsekvenser ulike arbeidstidsordninger kan ha for arbeidstakere i petroleumvirksomheten til havs. I prosjektet har Rogalandforskning kartlagt hvilke arbeidstidsordninger som eksisterer, hvilken forskning som allerede er gjennomført på området, og hvilke hovedkonklusjoner som foreligger fra slik forskning. Med bakgrunn i denne kartleggingen vil det bli vurdert om det er behov for et større prosjekt som mer inngående belyser konsekvenser av ulike arbeidstidsordninger for sikkerhet, helse og arbeidsmiljø.

### Forholdet mellom risiko- og beredskapsanalyser

Det er nær forbindelse mellom risikoanalyseforskriftens og beredskapsforskriftens krav til henholdsvis risiko- og beredskapsanalyse med tilhørende krav til utarbeidelse av akseptkriterier for risiko og spesifikke krav til beredskap. Analyseforskriften krever at sannsynlighetsreducerende tiltak så langt mulig skal prioriteres fremfor konsekvensreducerende tiltak. Beredskapsanalysen har som formål å finne fram til de mest egnede tiltak for å oppfylle virksomhetenes spesifikke krav til beredskap.

I prosjektet er det blitt redegjort for samspillet mellom akseptkriterier for risiko og spesifikke krav til beredskap. Prosjektet har også gitt en utfyllende beskrivelse av metoder som kan anvendes for å ivareta kravene i de to forskriftene. Videre gir prosjektet viktige bidrag til opplæring såvel i næringen som i Oljedirektoratet, og til at miljøer som utfører risikoanalyser, også opparbeider forståelse for intensjonene i beredskapsforskriften. Oljedirektoratets konsulent i prosjektet har vært DnV-Technica.

### Deltakelse i FUDT – Forskning og Utvikling i Dykketeknologi

Oljedirektoratet deltar sammen med Statoil, Norsk Hydro og Saga i et forskningsprogram innenfor dykketeknologi/-medisin (FUDT). Hovedmålsettingen i prosjektet er å utvikle nødvendig kompetanse innenfor dykketeknologi for å sikre at fremtidige undervannsoperasjoner kan foregå på en sikker og kostnadseffektiv måte. Den totale kostnadsrammen for prosjektet er på ca 15 mill kroner per år, og både ressursinnsatsen og prosjektopplegget tilsier betydelige resultater innen prosjektet avsluttes.

### Branntekniske egenskaper hos overflatematerialer

Etter brannen på «Scandinavian Star» ble det utført prøving av plastlaminerte plater som var montert i skott og under tak, og som var utført i såkalt ubrennbart materiale. Prøvene viste at overflatematerialet ga betydelige tilskudd til brannutbredelsen og varmeutviklingen, og at røykgassene inneholdt betydelige mengder giftige gasser.

Platene var sertifisert og godkjent i forhold til internasjonalt anerkjente standarder. På denne bakgrunn gjorde SINTEF-NBL i dette prosjektet prøver under like betingelser med overflatematerialer som

benyttes i boligkvarter offshore. Oljedirektoratet aksepterer dokumentert overensstemmelse med anerkjente normer eller standarder som tilstrekkelig dokumentasjon for brannteknisk materialkvalitet, og har derfor deltatt i prosjektet for å få avklart problemstillinger i denne sammenheng.

### Sikring av boligkvarter mot røyk

Erfaringer fra Piper Alpha-katastrofen på britisk sokkel indikerer at sikring av luftkvalitet i boligkvarter ved branner utenfor dette ikke har vært tilstrekkelig. Partner Consult har i dette prosjektet undersøkt eksisterende tilstand når det gjelder ventilasjonsforhold ved brann, og vurdert behovet for løsninger for å sikre akseptabel luftkvalitet under en brann.

### PROFF – prosjekt om flerfaseforskning

PROFF er et prosjekt som utføres av NTH/SINTEF, Veritec, Universitetet i Oslo, m fl, for å utvikle kunnskap om og metoder for flerfasetransport over middels og lange avstander. Prosjektet er inndelt i delprosjekter om flerfase strømmingsteknologi, strømningsrelaterte effekter, materialvalg og utstyr. Prosjektet styres gjennom NTNF, og har betydelig støtte fra operatørselskap og annen industri. Budsjettet for 1992 var på 16.6 mill. kroner. Målet med prosjektet er å utvikle pålitelige metoder for å forutsi effekten av nedstenginger og oppstart på strømningsmønstre, korrosjon/erosjon, hydrat- og voksdannelse.

### Bruk av kveilerørsteknikk

Omfanget av bruk av kveilerørsteknikk er økende, og det er nødvendig å være løpende oppdatert om utviklingen av utstyr, systemer og bruk. Prosjektet har særlig konsentrert seg om overflateutstyret, kveilerøret med tilhørende styrkeberegninger, opprigging av utstyret, trykktesting og barriereproblematikk.

### Høyfase stål i petroleumsvirksomheten

Prosjektet er utført ved Cranfield Institute of Technology i Storbritannia, og er et stort samarbeidsprosjekt med deltakelse fra flere land. Prosjektet har på bred basis undersøkt egenskapene til moderne høyfaste stål med hensyn til praktisk anvendelse offshore. Også typer av høyfast stål som er utviklet de senere år er undersøkt, f eks japanske titanoksydstål og europeiske akselerert avkjølte stål. Moderne høyfaste stål har et høyere forhold mellom flytegrense og strekkfasthet, slik at materialene kan utnyttes i høyere grad i forhold til bruddgrensen. Prosjektet har undersøkt stål med en flytegrense på 500 MPa og høyere, mens Oljedirektoratets veiledning for tiden gjelder inntil 500 MPa.

Prosjektet har blant annet undersøkt virkningene av sulfatreduserende bakterier på høyfaste stål, og har også sett på egenskapene ved sveisematerialer som benyttes ved sveising på høyfaste stål.

### Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi

Oljedirektoratet har valgt en edb-strategi som innebærer overgang fra terminaler til kraftige pc-er. Overgangen fører til enklere tilgang til informasjon fra andre interne maskiner, og til at informasjon kan bli presentert på en mer hensiktsmessig måte. Prosjektet bidrar til å bygge opp kompetanse om tilgjengelig edb-teknologi med sikte på å kunne ivareta interne behov for edb-baserte informasjonssystemer som danner grunnlag for regelverksutvikling, tilsyn og informasjonsvirksomhet knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø. Målet med prosjektet er å gjøre eksisterende informasjon lettere tilgjengelig, og å optimalisere bruken av edb i saksbehandlingen ved hjelp av integrerte og lett tilgjengelige verktøy.

### Ekofisk-feltene i et langsiktig perspektiv

Oljedirektoratet har behov for bistand til vurdering av langsiktige og helhetlige planer for Ekofisk-feltene. Prosjektet konsentrerer seg spesielt om 2/4-T (Ekofisk-tanken) som det mest sentrale knutepunktet for norsk olje- og gasseksport. Prosjektet gjennomfører en utredning som skal inngå i grunnlaget for myndighetenes krav og kriterier til valg av langsiktige løsninger med hensyn til:

- akseptkriterier for risiko som reflekterer innretningens knutepunktfunksjon i eksportsammenheng
- krav til driftsregularitet som ivaretar interessene til operatør, tredjeparts brukere og staten.

SINTEF har stått for gjennomføring av dette prosjektet i 1992.

### Vurdering av standard for pusteutstyr for dykkere

The International Association of Underwater Engineering Contractors (AODC) ga høsten 1992 ut et utkast til en utvidet industristandard for vurdering av pusteutstyr for dykkere. Britiske myndigheter har stilt seg positive til utkastet. AODC planlegger å foreslå standarden utgitt som EF-standard under direktiv om personlig verneutstyr. Oljedirektoratet ønsker å engasjere seg i arbeidet med sikte på å øve påvirkning på det endelige produktet, og har engasjert Nutec for å foreta en detaljert gjennomgang av utkastet for å sikre at det tilfredsstiller Oljedirektoratets krav til pusteutstyr, og foreslå eventuelle tilleggsforhold som bør tas med eller dekkes bedre i den nye standarden.

## 5.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

### Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1992 i området Tampen med deler av Snorrefeltet, rett vest av Florø. Området som er 1 202 km<sup>2</sup> stort, ble valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Det har foregått leteboring i området siden 1978. Erstatningsnemnda for tap av fiskeredskaper har behandlet flere erstatningssaker for tapt og ødelagt redskap ved fiske i dette området

Vaier av forskjellige dimensjoner, fiskebruk og diverse kjettinger til en samlet vekt på ca 100 tonn ble fjernet fra havbunnen.

En har også i 1992 benyttet Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble gitt til Stolt-Nielsen Seaway A/S, Haugesund. Styringskomiteén for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

## 6. Internasjonalt samarbeid

### 6.1 BILATERALT SAMARBEID

Oljedirektoratet er engasjert i bilateralt samarbeid innenfor sikkerhets- og ressursforvaltning med andre lands myndigheter gjennom oppfølging av gjeldende traktater.

Det er inngått avtaler med relevante myndigheter hva angår prosedyrer for tilsynet med rørledninger innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. I de land hvor olje og gass ilandføres fra norsk kontinentalsokkel, er det inngått avtaler om gjennomføring av måleteknisk tilsyn.

Oljedirektoratet har i tillegg etablert et generelt bilateralt samarbeid med andre lands myndigheter for erfaringsutveksling mv både innenfor sikkerhets- og ressursforvaltning. Dette omfatter spesielt sokkelmyndighetene i Storbritannia og Danmark.

#### 6.1.1 NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjøland er representert.

NSOAF etablerte i mai 1992 to arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet er representert. En av gruppene skal vurdere om det bør etableres en NSOAF-plan med sikte på gjensidig aksept av metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav, som feks «Safety Case» som er spesifikke for den enkelte flyttbare innretning. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Den andre gruppen, som har dansk formann, skal søke å harmonisere kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene.

### 6.2 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

#### 6.2.1 Bistand gjennom NORAD

Samarbeidet mellom Oljedirektoratet og NORAD startet allerede i 1975 i forbindelse med en henvendelse fra Tanzania om norsk faglig hjelp til å vurdere et gassfunn på øya Songo Songo. Samarbeidet har utviklet seg til å omfatte forskjellige former for faglig assistanse på petroleumssektoren til land der Norge gjennom NORAD har bistandsprogrammer. For å oppnå fleksibilitet og effektivitet i samarbeidet mellom mottakerland og Norge, og mellom de norske institusjoner, ble det i 1986 inngått en samarbeidsavtale mellom Oljedirektoratet og NORAD der de faglige og administrative rammer ble fastsatt. Et viktig element i avtalen er at Oljedirektoratet kan yte assistanse innenfor hele sin faglige kompetanse. For mottakerlandene har det stor betydning at Oljedirektoratet har en høy faglig kompetanse og er forretningsmessig nøytral. Det årlige omfang av assistan-

sen har i en periode vært på 4 årsverk, men var i 1992 totalt på 3 årsverk.

Fram til idag har Oljedirektoratet gitt assistanse som har omfattet ca 20 forskjellige land. Assistansen har dekket de fleste av Oljedirektoratets forvaltningsområder, men det har vært en klar fokusering på aktiviteter innenfor leting etter petroleum. Dette har omfattet alt fra rådgivning av overordnet organisering av letevirkomheten og kontroll av denne, til rent faglig assistanse angående innsamling, lagring, tolkning, evaluering og salg av geofysiske og geologiske data. Det har i stigende grad blitt ytt assistanse innenfor prosjekter knyttet til utbygging og transport av petroleumforekomster samt på sikkerhetssiden. Dette er en utvikling som trolig vil fortsette i årene framover.

En del av assistansen fra Oljedirektoratet omfatter opplæring av personell innenfor avgrensede fagområder. Slik opplæring er rettet spesielt mot ett land og gis både i de samarbeidende institusjoner i et nært samarbeid med fagfolk fra Oljedirektoratet ved kortere opphold, og i Oljedirektoratet ved jobberelatert opplæring av personell fra mottakerinstitusjonene. Oljedirektoratet arrangerer ikke faste kurs som dekker denne typen opplæring, men utvikler spesielle opplegg tilpasset den enkelte situasjon og særlige behov. Mer generell opplæring av administrativt personell ytes gjennom PETRADs kurs og seminarer.

Oljedirektoratet har i 1992 deltatt i bistandsarbeid i Tanzania, Namibia, Yemen, Bangladesh, Nicaragua og Costa Rica. I tillegg har Oljedirektoratet gitt bistand til Committee for Co-ordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas (CCOP), en organisasjon som omfatter i alt 11 land i Syd-øst Asia, samt til Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP), også dette i samarbeid med CCOP.

Oljedirektoratets innsats har i 1992 bestått i oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk innsamling, prosessering og reprosessering, seismisk tolkning og vedlikehold av datautstyr, overføring og lagring av seismiske data, utvikling og implementering av arkivsystem og -rutiner samt opplæring av personell til dette, rådgivning i forbindelse med resursevaluering, vurdering og rådgivning i forbindelse med utvikling av forskrifter innenfor petroleumsvirkomhet til lands og til havs og generell rådgivning i forbindelse med gjennomføring av prosjekter.

Hovedinnsatsen til Oljedirektoratet har vært konsentrert om følgende land:

#### a) Bangladesh

Oljedirektoratet samarbeider med Bangladesh Petroleum Institute (BPI) i oppbygging og utvikling av



instituttet til å bli et faglig, rådgivende organ for Ministry of Energy and Mineral Resources. Arbeidet har bestått i assistanse ved drift og vedlikehold av maskinvare, samt utarbeidelse av opplegg for opplæring i bruk av det seismiske prosesseringsanlegget og gjennomføring av dette. I den forbindelse har Oljedirektoratet engasjert en medarbeider i Bangladesh i en 2-års periode fra sommeren 1991. Oljedirektoratet har videre forestått kontraktsinngåelse med firma for vedlikehold og reparasjon av maskinvarene. Videre har Oljedirektoratet vært rådgiver ved prosessering av seismiske data, samt kartlegging og evaluering av et gassfelt.

#### b) Namibia

Oljedirektoratet samarbeider med National Petroleum Corporation of Namibia (NAMCOR). En vesentlig del av arbeidet har vært knyttet til utvikling og implementering av arkivsystem for administrative data og opplæring av personell i bruk av dette. Oljedirektoratet har vært teknisk rådgiver i forbindelse med innsamling av flymagnetiske data, repressering av seismiske data, innsamling og prosessering av seismiske data samt kontraktsforhandlinger og oppfølging av kontraktørers arbeid.

Oljedirektoratet har deltatt på Safety Seminar i Windhoek angående utvikling av lover og forskrifter for petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har også mottatt en delegasjon fra Namibia med representanter fra Ministry of Mines and Energy (MME) og NAMCOR.

#### c) Nicaragua

Oljedirektoratet samarbeider med det nasjonale energikontoret Instituto Nicaraguense de Energia (INE) om gjennomføringen av en kampanje for petroleumssøking på den nicaraguanske kontinentalsokkel. Arbeidet utføres av GECO - PRAKLA og Oljedirektoratet følger opp dette arbeidet på vegne av INE. Arbeidet med å sammenstille datapakker til kampanjen følges også opp av Oljedirektoratet.

#### d) Tanzania

Oljedirektoratet samarbeider med Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC). Arbeidet har i 1992 vært konsentrert om reformatering av seismiske data som er lagret ved Rockall Ltd, Tananger, til et mer lagringsvennlig format for permanent overføring og lagring ved TPDC i Tanzania. Oljedirektoratet har assistert og fulgt opp repressering av eldre seismiske data fra Rufiji-området. De represserte data er seinere tolket av personell fra TPDC under et lengre opphold ved Oljedirektoratet i forbindelse med kontroll av de reformaterte data. Oljedirektoratet har assistert i forbindelse med tolkingen og med bearbeiding og presentasjon av dataene. Oljedirektoratet har på forskjellig vis vært involvert i forbindelse med at Nopec a.s. på oppdrag fra NORAD har evaluert den norske assistansen til petroleumssektoren i Tanzania.

#### e) Yemen

Oljedirektoratet avsluttet tidlig i 1992 prosjektet med Yemen som har bestått i opplæring av personell (gjennomført i 1991) og vurdering av miljømessige og sikkerhetsmessige problemer i forbindelse med oljevirkosomheten. Vurderingen av de miljømessige og sikkerhetsmessige problemer ble rapportert til Ministry of Oil and Mineral Resources, og arbeidet ble utført i et samarbeid mellom Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn, SFT.

#### f) Costa Rica

Oljedirektoratet har samarbeidet med statsoljeselskapet Refinadora Costaricense de Petroleo S.A. (Recope), i forbindelse med at Costa Rica vurderer å omorganisere oljevirkosomheten. En delegasjon fra Recope og Ministry of Planification har i den forbindelse bl a besøkt Oljedirektoratet. Et regionalgeologisk kartleggingsprogram mellom Costa Rica og Nicaragua blir koordinert av Recope og fulgt opp av INE og Oljedirektoratet.

#### g) CCOP

Oljedirektoratet fungerer som faglig rådgiver for Committee for Co-ordination of Joint Prospecting for Mineral Resources in Asian Offshore Areas (CCOP) i forbindelse med at NORAD støtter et delprosjekt innen petroleumssressurvaluering i regionen. Personell fra Oljedirektoratet har deltatt som ekspert på en workshop innenfor letemodellanalyse i Pukhet i Thailand. Videre har Oljedirektoratet deltatt på et seminar om fjerning av gamle offshore installasjoner i Jakarta, Indonesia. Seminaret ble arrangert av CCOP og Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP) i samarbeid.

#### 6.2.2 PETRAD – Internasjonalt program for petroleumssforvaltning og administrasjon

Oljedirektoratet har i perioden 1.1.1989 til 31.12.1992 gjennomført et prøveprosjekt for Norad med hensikt å se på mulighetene av å etablere et norsk tilbud som kan bidra til å styrke ledelse i petroleumssektoren. Målgruppen har vært ledere innenfor petroleumssforvaltning og nasjonale oljeselskap i utviklingsland.

Prosjektet har vært direkte tillagt oljedirektøren og ble gitt navnet PETRAD – Internasjonalt program for petroleumssforvaltning og administrasjon.

Basert på informasjon om behovet for lederopplæring innenfor petroleumssektoren i Afrika, Asia og Latin-Amerika har Petrad gjennomført 33 seminarer og kurs fra en dag til åtte ukers varighet. Disse har vært arrangert både i Afrika, Asia og i Norge. Totalt har 1250 ledere fra 42 land deltatt. Budsjettet for prosjektperioden har vært 27 millioner kroner.

For å utvikle og gjennomføre virksomheten har Petrad søkt å trekke på den totale norske kompetanse innenfor petroleumssektoren. Til sammen har representanter fra 32 norske institusjoner bidratt som ressurspersoner og forelesere. I tillegg har Petrad in-

volvart 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 petroleumsaktiviteten både oppstrøms og nedstrøms. Opplæringen har vært strukturert innenfor fire områder:

- Petroleums rolle i bærekraftig utvikling
- Ressursforvaltning og administrasjon
- Sikkerhets- og miljøforvaltning og administrasjon
- Forvaltning og administrasjon av import, markedsføring, distribusjon og bruk av petroleumsprodukter

Basert på erfaringen med kurs og seminarer har Petrad utviklet to åtte ukers utdanningsprogram:

- Petroleumsforvaltning og ledelse
- Ledelse av petroleumsoperasjoner

Disse er utviklet med bistand av 50 eksperter fra norsk undervisningsmiljø, konsulent- og operatørselskaper.

Kursene ble for første gang avholdt i perioden 9.9 – 1.11.1991, med til sammen 40 deltakere fra 19 land, deriblant Norge. Kursene ble gjentatt i perioden 4.5 – 26.6.1992, med 40 deltakere fra 20 land. Kursene har vært svært etterspurte, og deltakerne har representert et høyt nivå innenfor statsoljeselskaper og myndigheter.

Av andre aktiviteter i 1992, må to betydningsfulle seminarer fremheves.

Seminarer «Securing Petroleum Supplies in Eastern Africa» ble holdt i Tanzania i perioden 7 – 11 september. Dette tok opp spørsmål som påvirker effektiviteten innenfor innkjøp, transport, raffinering, distribusjon, markedsføring og substitusjon med naturgass i regionen som forsynes over Dar es Salaam og Mombasa havner. Nøkkelpersoner fra Tanzania, Kenya, Zambia, Uganda, Ruanda og Malawi deltok sammen med observatører og bidragsytere fra Angola, Canada, Danmark, Norge, England og Verdensbanken.

Enhver ineffektivitet ved forsyning av petroleum, som i enkelte av disse landene krever 40 – 60 % av eksportinntektene, har stor betydning også målt i forhold til den bistand landene mottar. Seminarer bidro effektivt til å identifisere effektiviserings tiltak og til å få disse på dagsordenen.

Den 30.11 og 1.12 arrangerte Petrad et seminar i Moskva om rammeverk for petroleumsvirksomheten. Seminarer åpnet aktiviteten under Norsk/Russisk Forum for energi og miljø som er etablert av den russiske og norske energiminister. I alt 44 deltakere fra ledelsen av sentrale forvaltningsmiljø, produksjonsheter og utredningsinstitusjoner deltok.

Behovet for Petrad kurs og seminarer er blitt stadig mer merkbart etter hvert som de er blitt kjent. De legger også grunnlag for et mer effektivt og produktivt industrielt samarbeid.

### 6.3 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk-faglige 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 myndighetssamarbeid i Europa og i FN-organer, men også mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnere i 1992 har vært:

- a) NSOAF – North Sea Offshore Authorities Forum
- b) EF-kommisjonen, i samarbeid med Kommunaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- c) FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- d) European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet under dykking,
- e) Marine Technology Directorate (MTD), UK, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- f) Welding Institute, UK, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- g) American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- h) National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling,
- i) CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK),

#### 6.3.1 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 Europa-

parlamentet. Parlamentets kommentarer er bearbejdet av ovennevnte EF-kommisjon, og nytt høringsutkast ble utsendt i EF. Direktivet ble fastsatt høsten 1992, og vil tre i kraft ved årsskiftet 1993/94.

### 6.3.2 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 Off-shore 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.

### 6.3.3 Foredragsvirksomhet

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1992 vært engasjert som foredragsholdere og møteledere 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.

### 6.3.4 ILO-engasjement

Oljedirektoratet har siden høsten 1990 hatt en medarbeider tilknyttet ILO-sekretariatet i Geneve for å arbeide med prosjekt om arbeidstilsynets rolle i den petroleumsproduserende industrien. Engasjementet

går fram til sommeren 1993. Oljedirektoratet har også bidratt økonomisk til prosjektet.

### 6.4 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 det bli lagt øket vekt på kravet til standardisering. Den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN bygger her på eksisterende ISO-standarder der disse finnes.

Nasjonalt er det dannet arbeidsgrupper som følger opp standardiseringsarbeidet i ISO, også innenfor olje- og gassmåling. Norsk Verkstedsindustri Standardiseringssentral, NVS, organiserer dette arbeidet, og har sekretariatet. Oljedirektoratet deltar aktivt i disse arbeidsgruppene.

### 6.5 INFOIL/SESAME DATABASEN

Oljedirektoratet samarbeider med NTNf og Health and Safety Executive, England om forskningsdatabasen Infoil/Sesame, der Oljedirektoratet har redaktøransvaret. Databasen inneholder informasjon om pågående og avsluttede forskningsprosjekter innenfor petroleumsvirksomhet. Siden 1990 har en samarbeidet med EF gjennom Directorate Generale XVII, slik at databasen også inneholder EF forskningsprosjekter innenfor hydrokarbonteknologi. Samarbeidet med EF medvirket til at databasen hadde plass på EF-standen under ONS-92. Basen er tilgjengelig på diskett, på CD-ROM og hos vertssentralen ved STN (The Scientific and Technical Network), Karlsruhe og fra EFs egen datasentral Eurobases i Brussel. Bruken av databasen økte betydelig i 1992.

## 7. Statistikk og oversikter

### 7.1 MÅLENHETER FOR OLJE OG GASS

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

Olje- og gassmengder oppgis også ofte i toe (tonn olje-ekvivalenter), når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser. Denne enheten brukes når en summerer eller sammenlikner olje- og gassmengder.

Konverteringen til toe er basert på den energimengde som blir frigjort ved forbrenning av olje og gass. For svært mange olje- og gass-sammensetninger på norsk sokkel vil energien i 1 tonn olje tilsvare energien i 1000 Sm<sup>3</sup> gass. Følgende sammenheng anvendes derfor:

1 tonn olje = 1 toe olje, og  
1000 Sm<sup>3</sup> gass = 1 toe gass

Tettheten for olje varierer mellom 0.8 g/cm<sup>3</sup> og 0.9 g/cm<sup>3</sup>, avhengig av oljens sammensetning. Når denne er ukjent anslår man normalt en tetthet på 0.85 g/cm<sup>3</sup>. Dette vil si at 1 Sm<sup>3</sup> tilsvarer 0.85 toe.

### 7.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGSAKTIVITETEN

Det er per 31.12.1992 påbegynt i alt 752 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 535 undersøkelses- og 217 avgrensingsbrønner.

695 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 50 brønner er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, videre boring eller senere plugging.

Den nordligste brønnen på norsk sokkel er 7316/5-1 som ble boret i 1992 med Hydro som operatør, den østligste er 7228/6-1, boret av Conoco og den vestligste er 6201/11-2, boret av Statoil, begge de siste i 1991.

Letebrønnene er boret av 19 forskjellige operatør-

selskaper. Regional fordeling av antall letebrønner per operatør er vist i figur 7.2.a.

Antatt operasjonsdager per selskap i 1992 er vist i figur 7.2.b. Figur 7.2.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31.12.1992 er det boret 2 428 213 m ved leteboring; av dette er 140 651 boret i 1992.

Gjennomsnitt totaldyp for letebrønner som har nådd planlagt dyp i 1992 er 3560 meter.

Letebrønn 1/6-6, som ble boret til planlagt dyp i 1992, er den dypeste letebrønnen som hittil er boret på norsk sokkel. Shell var operatør, og totaldypet for denne brønnen var 5 567 meter RKB (5 542 m msl).

Den lengste brønnen hittil boret er 2/12-2 S, som ble boret av Norsk Hydro i 1990. Brønnen hadde en lengde på 5 757 meter, men var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som 1/6-1. Gjennomsnittlig vanddyp for letebrønner boret i 1992 var 225 meter.

Det største vanddyp det er boret på hittil i norsk sektor, er 523 meter. Letebrønnen var 6607/5-2, og ble boret i 1991 med Esso som operatør.

Figur 7.2.d viser det gjennomsnittlige vanddypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1992.

For boring på norsk sokkel er det benyttet 72 forskjellige boreinnretninger, 9 under 2 forskjellige navn. Av disse er 52 av typen halvt nedsenkbare, 12 oppjekkbare, 5 boreskip og 3 faste innretninger.

I 1992 har 16 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring sokkelen.

Tabell 7.2.a til 7.2.e inneholder statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

### 7.3 STATISTIKKER OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt i alt 764 utvinningsbrønner i norsk sektor av Nordsjøen. 383 er produksjonsbrønner (olje, gass eller kondensat), 115 er vann- eller gassinjeksjonsbrønner, og 1 er observasjons-/produksjonsbrønn. 247 er ute av drift, suspendert for senere komplettering eller nedstengt av andre grunner.

Tabell 7.2.a  
Borehull påbegynt per 31. desember 1992

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	Sum
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	26	24	36	32	35	30	26	24	18	21	26	34	29	535
Avgrensning				2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	8	12	20	10	12	11	7	10	13	217
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	43	752
Utvinning								1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	86	764
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	129	1516

**Tabell 7.2.b**  
**Letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)**

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	61	48	109	36	4	40	18	1	19	115	53	168
Norsk Hydro	72	33	105	11	02	13	18		18	101	35	136
Saga	43	10	53	14		14	3		3	60	10	70
Elf	44	17	61	2	2	1		1	47	17	64	
Phillips	41	20	61	1		1			42	20	62	
Esso	29	19	48	2		2	4		4	34	20	54
Shell	26	11	37	5	5	10	2		2	33	16	49
Amoco	25	14	39							25	14	39
Conoco	19		19	3	8	11	1		1	23	8	31
Mobil	17	9	26	2		2	2		2	21	9	30
BP	12	14	26	2		2				14	14	28
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	3		3							3		3
Fina	1		1							1		1
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Undersøkelse	407			78			50			535		
Avgrensning		197			19			1			217	
Letebrønner			604			97			51			752

U = undersøkelsesbrønner

A = avgrensingsbrønner

L = letebrønner

**Tabell 7.2.c**  
**Letebrønner påbegynt i 1992 (Regionalt fordelt)**

OPERATØR	NORDSJØEN			NORSKEHAVET			BARENTSHAVET			TOTALT		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	5	2	7	2		2				7	2	9
Norsk Hydro	4	7	11	1		2	2		2	7	7	14
Phillips	1		1							1		1
Elf	3		3							3		3
Saga	4	1	5				1		1	5	1	6
Esso	1		1							1		1
Shell	1		1	1		1				2		2
Conoco	1		1							1		1
Mobil	2	2	4	1		1				2	2	4
BP		1	1	1		1				1	1	2
Undersøkelse	21			5			3			29		
Avgrensning		14									14	
Letebrønner			35			5			3			43

U = undersøkelsesbrønner

A = avgrensingsbrønner

L = letebrønner

**Tabell 7.2.d**  
**Gjennomsnitt vanddyb og boredyp**

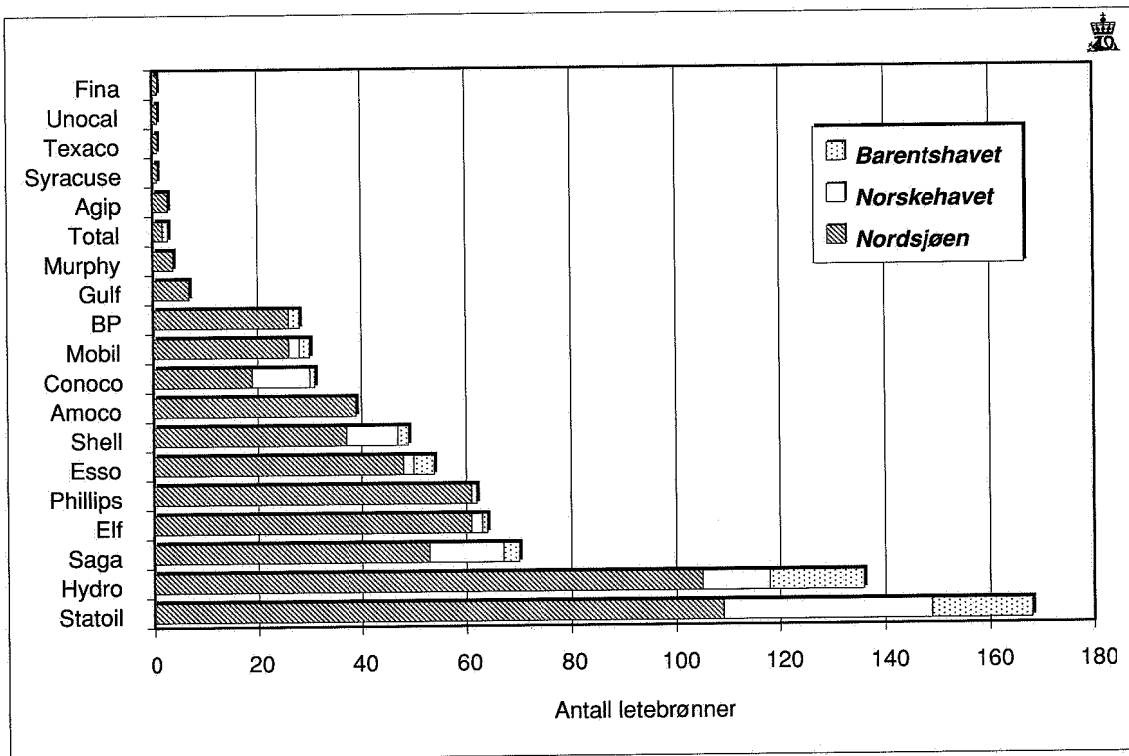
År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)	År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)
1966	94	3 015	1980	170	3 209
1967	100	2 682	1981	164	3 243
1968	81	3 303	1982	163	3 457
1969	74	3 276	1983	192	3 287
1970	92	2 860	1984	212	3 247
1971	79	3 187	1985	224	3 367
1972	78	3 742	1986	234	3 248
1973	85	3 075	1987	236	3 383
1974	106	3 163	1988	248	3 598
1975	106	3 173	1989	188	3 331
1976	108	3 314	1990	156	3 619
1977	104	3 450	1991	194	3 639
1978	110	3 432	1992	225	3 560
1979	157	3 444			

Tabell 7.2.e

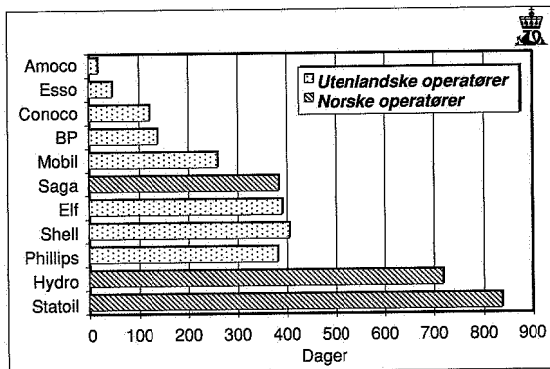
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel pr 31.12.1992

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (var Norjarl)	6		«
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	32	3	«
Deepsea Saga	16	3	«
Drillmaster	5	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Stena	20	1	Halvt nedsenkbar
Endeavour	2		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (var Norskald)	39	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		«
Henry Goodrich	2		«
Hunter (var Treasure Hunter)	6	3	Halvt nedsenkbar
Kolskaya		1	«
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Guardian	2		«
Mærsk Jutlander	4	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 Traveller	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		«
Ocean Viking	28	1	«
Ocean Voyager	2		«
Odin Drill	3		«
Orion	7		Oppjekkbar
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	26	3	«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	29	7	«
Ross Rig	30		«
Ross Rig (ny)	19	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	3	1	«
Transocean 8	15	2	«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Prospect	1		«
Treasure Saga	43	4	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	24	5	«
Vildkat Explorer	23	4	«
Vinni	5		«
Waage Drill I	2		«
West Alpha (var Dyvi Alpha)	22	2	«
West Delta (var Dyvi Delta)	34	2	«
West Vanguard	27	6	«
West Venture	12	2	«
West Vision	1		«
Yatzy	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		«
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
	749	76	
I tillegg er 3 letebrønner boret fra faste innretninger:			
Cod plattformen	1	1	
Ekofisk B	1		
Veslefrikk A	1		
	752	77	

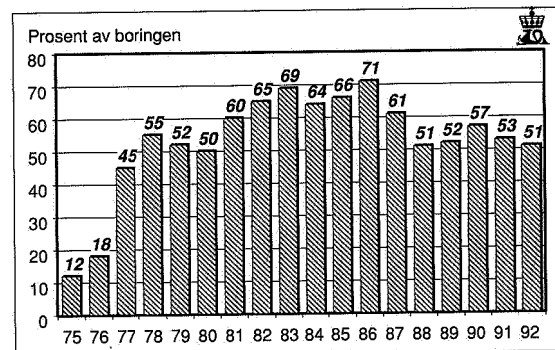
**Fig. 7.2.a**  
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



**Fig. 7.2.b**  
Operasjonsdager per selskap i 1992



**Fig. 7.2.c**  
Norske operatørers andel av leteboringen



18 utvinningsbrønner var under boring per 31.12.1992.

Figur 7.3.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1992.

Det produseres/injiseres per 31.12.1992 fra 23 felt med 34 innretninger; 4 av disse er undervannsinnretninger (Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, TOGI og Tommeliten).

Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper.

De første utvinningsbrønnene på Lille-Frigg-,

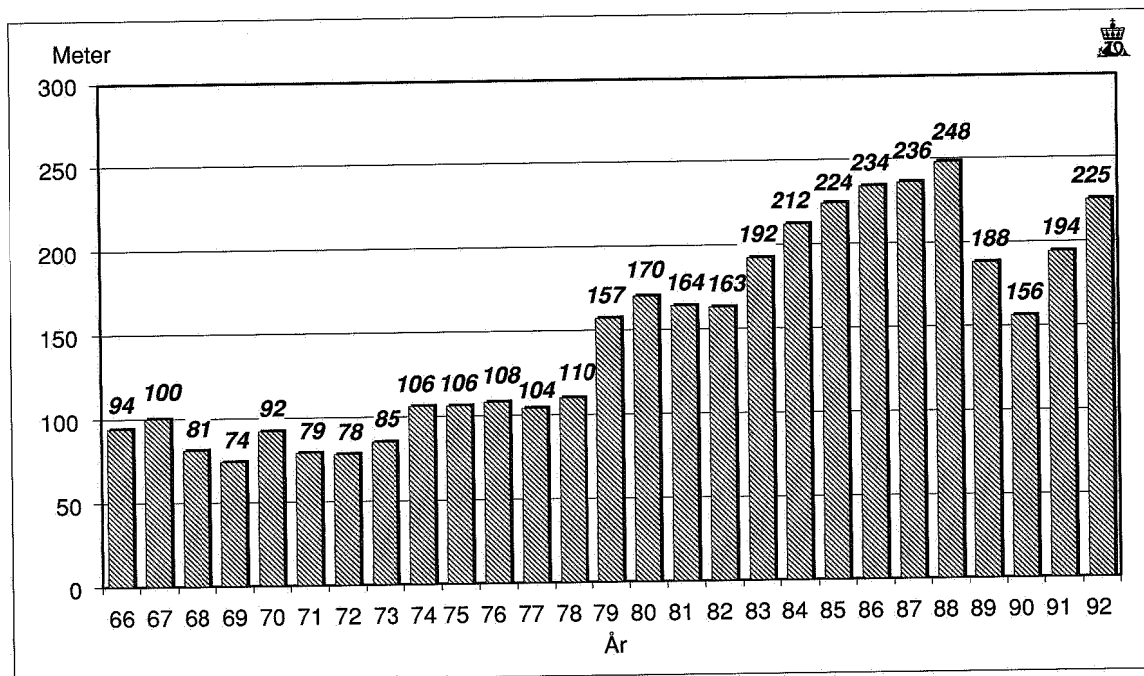
Loke- og Heidrun-feltene ble påbegynt i 1992. Boringen utføres med halvt nedsenkbare borefartøyer. Henholdsvis Mærsk Jutlander, Treasure Prospect og Transocean 8.

Det var en ny milepæl i utvinningsboringen da Conoco 16. november 1992 startet boringen av den første utvinningsbrønner nord for 62° N.

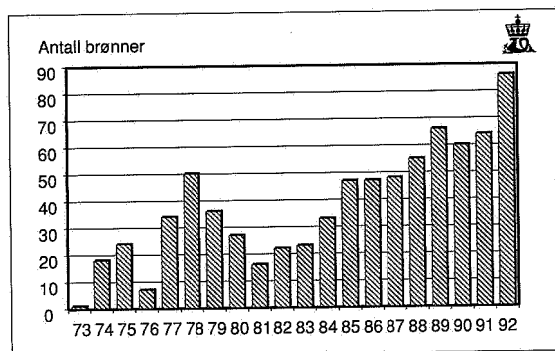
Brønn 6507/7-A-20 er den første brønnen på Heidrun-feltet.

Per 31.12.1992 er det påbegynt 86 utvinningsbrønner fordelt på 16 felt. 14 av disse er boret fra flyttbare boreinnretninger. Utvinningsbrønner fordelt på innret-

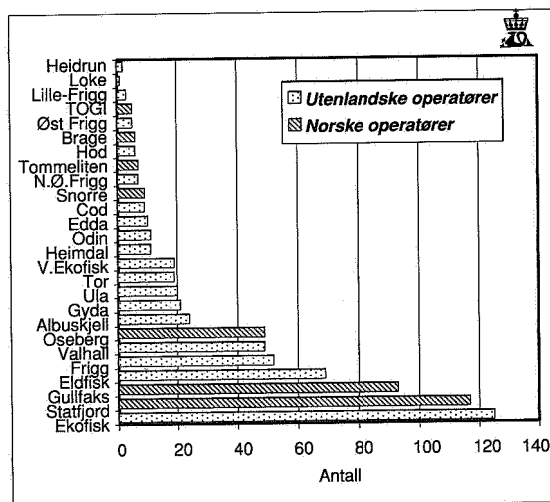
**Fig. 7.2.d**  
Gjennomsnitt vanddyb for letebrønner 1966–1992



**Fig. 7.3.a**  
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973–1992



**Fig. 7.3.b**  
Utvinningsbrønner per felt



**Fig. 7.3.c**  
Utvinningsbrønner fordelt på operatørselskap

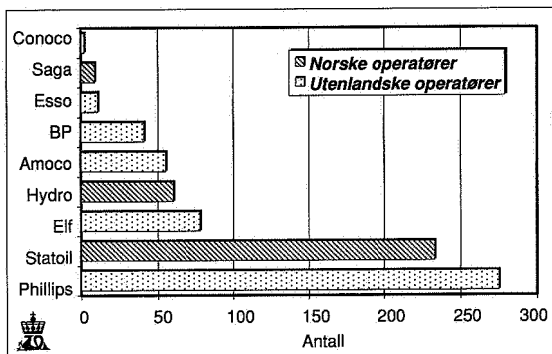




Fig. 7.3.d  
Utvinningsbrønner boret i 1992 fordelt på innretninger

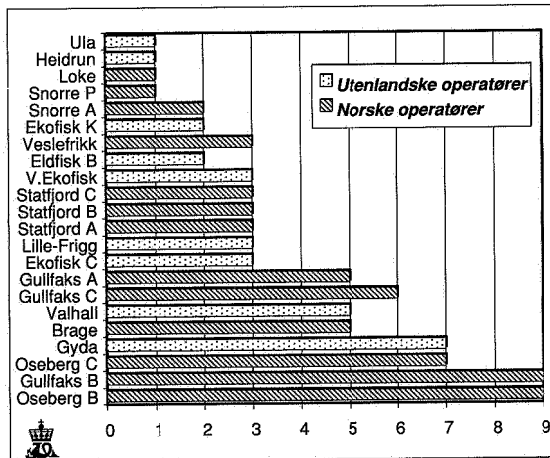
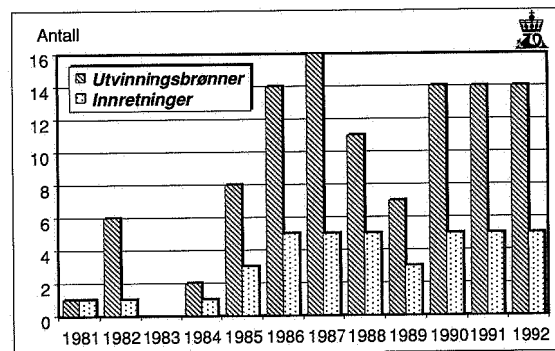


Fig. 7.3.e  
Utvinningsbrønner boret fra flyttbare innretninger



Tabell 7.3.a Utvinningsboring (per 31.12.92)

FELT	HC	TOTALT BORET	PÅB. 1992	PRODU-SERER	INJEK-SJON/ (OBSERV.)	BORER	PLUGGET/ STENGT/ SUSP.
ALBUSKJELL A +	kond	11		7			4
ALBUSKJELL F	kond	13					13
BRAGE	olje	6	5			1	5
COD +	kond	9		3			6
EDDA +	olje	10		7			3
EKOFISK A +	olje	27	1	21		1	5
EKOFISK B +	olje	35		21			13
EKOFISK C +	olje	27	3	17	1*		4
EKOFISK K +	v.inj.	28	2		6**		2
EKOFISK W +	v.inj.	8			26		
ELDFISK A +	olje	38		23	8		15
ELDFISK B +	olje	31	2	20		1	10
FRIGG (UK)	gass	24					24
FRIGG +	gass	28		9			19
GULLFAKS A +	olje	47	5	26	9	1	11
GULLFAKS B +	olje	30	9	16	8	1	5
GULLFAKS C +	olje	16	6	9	3	1	3
GYDA +	olje	21	7	11	5	1	4
HEIDRUN	olje	2	2			1	1
HEIMDAL +	kond	11		7			4
HOD +	olje	6		5			1
LILLE-FRIGG	gass	3	3			1	2
LOKE	gass	1	1				1
N.Ø.FRIGG +	gass	7		2			5
ODIN +	gass	11		9			2
OSEBERG B +	olje	33	9	15	7	1	10
OSEBERG C +	olje	16	7	7	4	1	4
SNORRE A	olje	2	2			1	1
SNORRE P	olje	7	1	6		1	
STAFFJORD A +	olje	45	3	24	11	1	9
STAFFJORD B +	olje	37	3	23	9		5
STAFFJORD C +	olje	35	3	21	8	1	5
TOGI +	gass	5		5			
TOMMELITEN +	kond	7		6			1
TOR +	olje	19		12			7
ULA +	olje	20	1	9	6	1	4
VALHALL +	olje	49	5	22		1	26
V. EKOFISK +	kond	19	3	6			13
VESLEFRIKK +	olje	15	3	9	5	1	
ØST FRIGG +	gass	5		5			
		764	86	383	110	18	247
+ FELTET PRODUSERER/INJISERER					(1)*		
* OBSERVASJONS/PRODUKSJONS BRØNN(ER)					5**		
** PROD./INJ. BRØNNER, AVHLAV GASS SALG							

383 hull produserer (324 olje, 29 kondensat og 30 gass)  
217 hull er nedstengt/plugget  
115 hull er injeksjonsbrønner (hvorav 5 inj./prod.)  
1 hull er observasjons-/produksjonsbrønn  
18 hull borer (2/1-A-24 A, 2/4-A-13 A, 2/7-B-2 A, 2/8-A-29,  
7/12-A-14 A, 25/2-C-2 H, 30/3-A-15, 30/6-C-4,  
30/9-B-32, 31/4-A-4, 33/9-A-23 A, 33/9-C-2, 34/7-A-4 H,  
34/7-P-25, 34/10-A-39 A, 34/10-B-26, 34/10-C-15 A,  
6507/7-A-52)

21 hull er susp. på TD: (2/1-A-14 A, 2/4-D-1 A, 2/4-D-13 A,  
2/7-A-7 A, 25/2-C-1 AH, 30/6-C-15 A, 30/9-B-18 A,  
30/9-B-32, 31/4-A-1, 31/4-A-2, 31/4-A-3, 31/4-A-5,  
31/4-A-6, 33/9-A-10, 33/12-B-2 A, 34/7-P-28, 34/10-A-38,  
34/10-A-39, 34/10-B-22 A, 34/10-C-14, 6507/7-A-20)  
2 hull er susp. ved 9 5/8": (33/12-B-2 A, 34/10-C-9)  
3 hull er susp. ved 13 3/8": (2/7-A-15, 2/7-A-22, 30/9-B-42)  
3 hull er susp. ved 20": (25/4-A-1, 33/12-B-29, 34/10-C-14)  
1 hull er susp. m/fisk i 36" åpent hull: (2/4-K-3)

**Tabell 7.3.b**  
**Utvinningsbrønner avsluttet eller påbegynt 1992**

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
463	30/09-B-04	92.06.27	92.08.04	HYDRO	OSEBERG B
616	2/04-K-16	90.12.26	92.01.17	PHILLIPS	EKOFISK K
627	2/04-K-25	92.04.26	92.07.18	PHILLIPS	EKOFISK K
653	2/04-E-06 A	91.11.14	92.05.01	PHILLIPS	TOR
660	33/09-A-24	91.08.14	92.03.11	STATOIL	STATFJORD A
663	2/07-B-03 A	91.09.28	92.01.06	PHILLIPS	ELDFISK B
665	33/12-B-02	91.08.17	92.02.07	STATOIL	STATFJORD B
667	34/10-C-09	91.08.19	92.01.17	STATOIL	GULLFAKS C
673	30/09-B-46	91.10.16	92.01.30	HYDRO	OSEBERG B
676	2/01-A-16	91.10.26	92.01.09	BP	GYDA
677	34/10-B-19	91.11.22	92.01.07	STATOIL	GULLFAKS B
678	34/10-C-10	91.10.22	92.03.27	STATOIL	GULLFAKS C
679	34/10-A-35	91.11.17	92.01.21	STATOIL	GULLFAKS A
681	2/07-B-07 A	92.02.01	92.04.09	PHILLIPS	ELDFISK B
682	33/09-C-27	91.11.27	92.04.05	STATOIL	STATFJORD C
683	31/04-A-01	91.12.30	92.01.31	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
684	2/04-C-20	92.01.11	92.03.15	PHILLIPS	EKOFISK C
685	30/06-C-14	92.01.01	92.03.23	HYDRO	OSEBERG C
686	2/08-A-05 A	92.01.03	92.01.31	AMOCO	VALHALL
687	2/04-D-07 A	92.05.11	92.06.29	PHILLIPS	EKOFISK D
688	30/09-B-38	92.02.16	92.05.05	HYDRO	OSEBERG B
689	34/07-P-13	91.12.29	92.03.06	SAGA	SCARABEO 5
690	2/04-K-18	92.01.17	92.04.26	PHILLIPS	EKOFISK K
691	2/01-A-19	92.01.10	92.04.09	BP	GYDA
692	34/10-A-36	92.01.22	92.06.26	STATOIL	GULLFAKS A
693	34/10-B-20	92.01.08	92.02.28	STATOIL	GULLFAKS B
694	34/10-C-11	92.01.18	92.03.05	STATOIL	GULLFAKS C
695	30/03-A-13	92.01.29	92.04.28	STATOIL	VESLEFRIKK A
696	2/04-C-21	92.03.16	92.05.14	PHILLIPS	EKOFISK C
697	25/02-C-01 H	92.02.25	92.06.24	ELF	MÆRSK JUTLANDER
698	31/04-A-02	92.01.31	92.04.15	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
699	2/08-A-26	92.02.01	92.04.01	AMOCO	VALHALL
700	33/12-B-11	92.02.27	92.06.18	STATOIL	STATFJORD B
701	30/06-C-25	92.03.24	92.05.04	HYDRO	OSEBERG C
702	34/10-B-21	92.02.28	92.04.17	STATOIL	GULLFAKS B
703	33/09-A-35	92.03.24	92.08.27	STATOIL	STATFJORD A
704	33/09-C-20	92.03.02	92.05.04	STATOIL	STATFJORD C
705	34/07-P-34	92.03.06	92.04.01	SAGA	SCARABEO 5
706	34/10-C-12	92.03.27	92.05.17	STATOIL	GULLFAKS C
707	2/01-A-27	92.04.23	92.06.23	BP	GYDA
708	34/10-B-19 A	92.04.17	92.05.13	STATOIL	GULLFAKS B
709	34/10-A-37	92.07.01	92.09.10	STATOIL	GULLFAKS A
710	31/04-A-03	92.04.17	92.05.24	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
711	2/08-A-14 B	92.05.09	92.07.16	AMOCO	VALHALL
712	30/09-B-01	92.05.05	92.06.01	HYDRO	OSEBERG B
713	30/06-C-03	92.05.04	92.06.01	HYDRO	OSEBERG C
714	34/10-B-22	92.05.14	92.06.12	STATOIL	GULLFAKS B
715	2/04-C-14 A	92.07.07	92.09.23	PHILLIPS	EKOFISK C
716	34/10-C-13	92.05.17	92.06.28	STATOIL	GULLFAKS C
717	31/04-A-05	92.05.25	92.06.27	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
718	33/09-C-24	92.05.30	92.10.13	STATOIL	STATFJORD C
719	30/09-B-01 A	92.06.01	92.07.09	HYDRO	OSEBERG B
720	30/06-C-01	92.06.01	92.09.14	HYDRO	OSEBERG C
721	25/02-C-01 A H	92.06.26	92.09.05	ELF	MÆRSK JUTLANDER
722	2/01-A-15	92.06.24	92.08.02	BP	GYDA
723	34/10-B-23	92.06.13	92.09.10	STATOIL	GULLFAKS B
724	34/10-B-22 A	92.06.21	92.07.15	STATOIL	GULLFAKS B
725	2/04-D-13 A	92.07.23	92.09.20	PHILLIPS	EKOFISK D
726	30/09-B-18	92.07.10	92.09.26	HYDRO	OSEBERG B
727	2/08-A-28	92.07.26	92.10.06	AMOCO	VALHALL
728	2/07-B-02 A	92.11.01		PHILLIPS	ELDFISK B
729	34/10-A-38	92.09.10	92.11.16	STATOIL	GULLFAKS A
730	30/06-C-15	92.09.19	92.10.17	HYDRO	OSEBERG C
731	33/09-A-10	92.09.04	92.11.17	STATOIL	STATFJORD A
732	2/01-A-26	92.08.03	92.09.18	BP	GYDA
733	34/10-C-14	92.08.11	92.11.13	STATOIL	GULLFAKS C
734	31/04-A-06	92.08.15	92.11.20	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
735	30/03-A-14	92.08.15	92.08.21	STATOIL	VESLEFRIKK A
736	33/12-B-02 A	92.09.09	92.11.22	STATOIL	STATFJORD B
737	34/07-A-04 H	92.09.01		SAGA	SCARABEO 5
738	34/10-B-24	92.09.10	92.11.20	STATOIL	GULLFAKS B

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt/innretning
739	2/04-D-01 A	92.10.12	92.11.27	PHILLIPS	EKOFISK D
740	2/01-A-24	92.09.18	92.11.14	BP	GYDA
741	30/09-B-18 A	92.09.27	92.11.02	HYDRO	OSEBERG B
742	2/08-A-29	92.10.24		AMOCO	VALHALL
743	15/09-C-02 H	92.10.12	92.11.18	STATOIL	TREASURE PROSPEC
744	34/07-A-05 H	92.10.15	92.10.18	SAGA	SCARABEO 5
745	30/06-C-15 A	92.10.17	92.11.19	HYDRO	OSEBERG C
746	6507/07-A-20	92.11.16	92.12.17	CONOCO	TRANSOCEAN 8
747	34/10-A-39	92.11.16		STATOIL	GULLFAKS A
748	25/02-C-02 H	92.10.19		ELF	MÆRSK JUTLANDER
749	30/09-B-05	92.11.02	92.11.18	HYDRO	OSEBERG B
750	33/09-C-02	92.10.29		STATOIL	STATFJORD C
751	34/10-C-15	92.11.13	92.12.03	STATOIL	GULLFAKS C
752	30/09-B-32	92.11.20		HYDRO	OSEBERG B
753	34/10-B-25	92.11.21	92.12.05	STATOIL	GULLFAKS B
754	30/06-C-04	92.11.20		HYDRO	OSEBERG C
755	31/04-A-04	92.11.20		HYDRO	VILDKAT EXPLORER
756	2/01-A-14	92.11.16	92.12.19	BP	GYDA
757	33/12-B-29	92.11.29	92.12.13	STATOIL	STATFJORD B
758	33/09-A-23 A	92.12.23		STATOIL	STATFJORD A
759	30/03-A-15	92.12.02		STATOIL	VESLEFRIKK A
761	2/04-A-13 A	92.12.27		PHILLIPS	EKOFISK A
762	34/10-C-15 A	92.12.03		STATOIL	GULLFAKS C
763	6507/07-A-52	92.12.18		CONOCO	TRANSOCEAN 8
765	7/12-A-14	92.12.08		BP	ULA
768	2/01-A-24 A	92.12.25		BP	GYDA
772	34/10-B-26	92.12.14		STATOIL	GULLFAKS B

**Tabell 7.3.c**  
Utvinningsbrønner boret med flyttbare boreinnretninger

Till.nr	Utvinningsbrønn	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Innretning
743	15/09-C-02 H	92.10.12	92.11.18	STATOIL	TREASURE PROSPEC
697	25/02-C-01 H	92.02.25	92.06.24	ELF	MÆRSK JUTLANDER
721	25/02-C-01 A H	92.06.26	92.09.05	ELF	MÆRSK JUTLANDER
748	25/02-C-02 H	92.10.19		ELF	MÆRSK JUTLANDER
698	31/04-A-02	92.01.31	92.04.15	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
710	31/04-A-03	92.04.17	92.05.24	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
755	31/04-A-04	92.11.20		HYDRO	VILDKAT EXPLORER
717	31/04-A-05	92.05.25	92.06.27	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
734	31/04-A-06	92.08.15	92.11.20	HYDRO	VILDKAT EXPLORER
737	34/07-A-04 H	92.09.01		SAGA	SCARABEO 5
744	34/07-A-05 H	92.10.15	92.10.18	SAGA	SCARABEO 5
705	34/07-P-34	92.03.06	92.04.01	SAGA	SCARABEO 5
746	6507/07-A-20	92.11.16	92.12.17	CONOCO	TRANSOCEAN 8
763	6507/07-A-52	92.12.18		CONOCO	TRANSOCEAN 8

ninger er vist i figur 7.3.d. Opplysninger om utvinningsbrønnene er satt opp i tabellene 7.3.a, 7.3.b og 7.3.c.

Figur 7.3.e viser en oversikt over utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger.

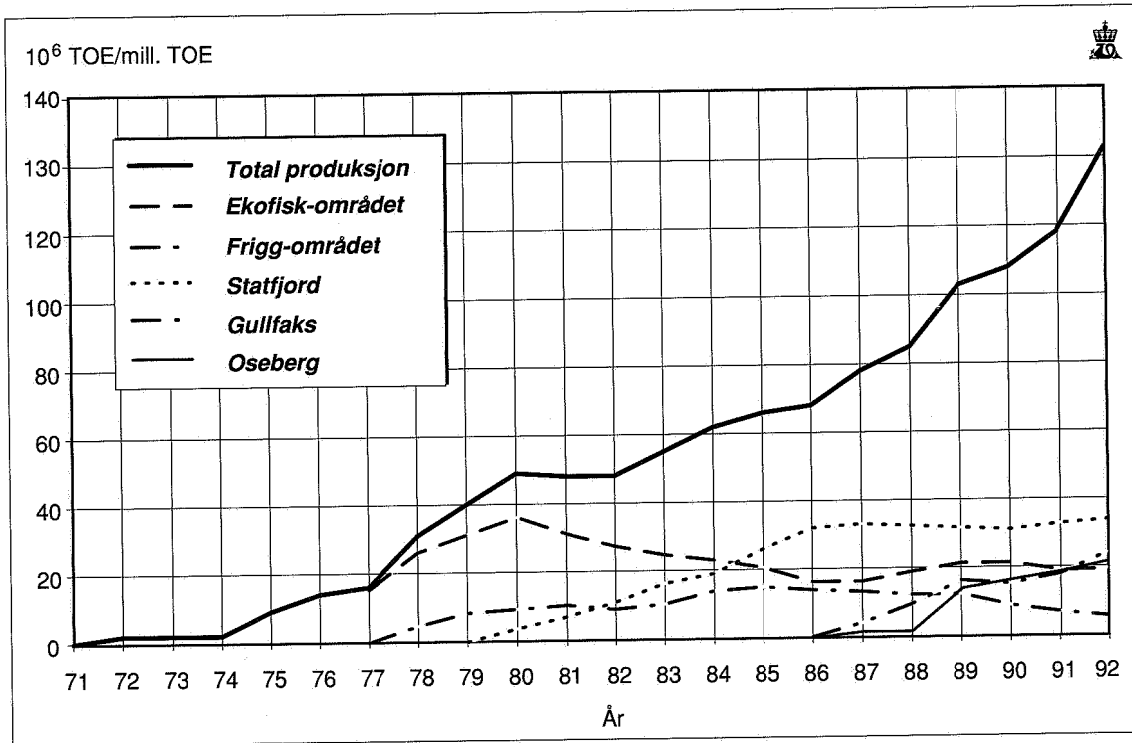
#### 7.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1992  $132.7 \times 10^6$  t.o.e. Produksjonen i 1991 var  $118.8 \times 10^6$  t.o.e. I tabellene 7.4.a – 7.4.r og i figurene 7.4.a og 7.4.b er produksjonen nærmere framstilt. Tallene i tabell 7.4.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, Veslefrikk, Gyda og Snorre. Tallene for gass i tabell 7.4.a angir solgte mengder for alle felt. I tallene for Statfjord, Frigg-området, Heimdal og Gullfaks er kondensat inkludert.

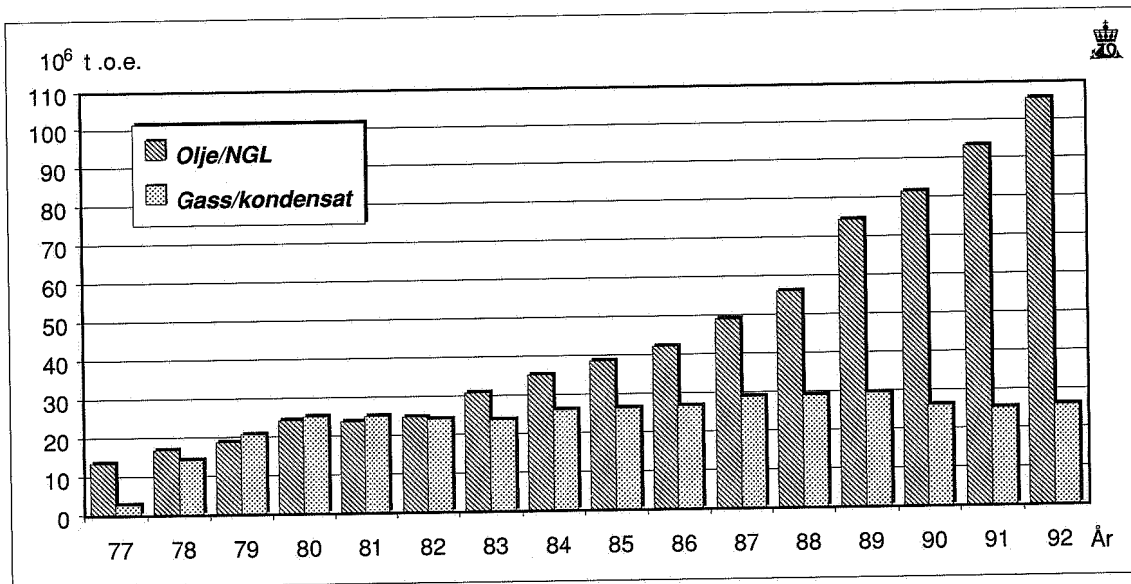
**Tabell 7.4.a**  
Produksjon i mill. tonn oljeekvivalenter

	Olje	Gass	Sum
1992			
Ekofisk-området	10.985	8.686	19.671
Frigg-området	0.000	5.563	5.563
Gamma Nord	0.267	0.000	0.267
Gullfaks	21.992	1.850	23.842
Gyda	3.146	0.479	3.625
Heimdal	0.000	3.914	3.914
Hod	1.099	0.250	1.349
Mime	0.104	0.028	0.132
Murchison	0.396	0.003	0.399
Oseberg	21.789	0.000	21.789
Snorre	1.335	0.009	1.344
Statfjord	31.522	3.131	34.653
Togi	0.053	0.000	0.053
Tommeliten	0.419	1.171	1.590
Ula	6.282	0.457	6.739
Valhall	3.446	0.928	4.374
Veslefrikk	3.463	0.011	3.474
Sum 1992	106.250	26.480	132.730
Sum 1991	93.124	25.639	118.763
Sum 1990	81.446	26.118	107.564
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. 7.4.a**  
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1992



**Fig. 7.4.b**  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–1992



**Tabell 7.4.b**  
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofisk-feltene

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	1246.	977.	.5	93.	1105.	128.	778.
FEB	1111.	886.	4.3	87.	1013.	115.	724.
MAR	1154.	902.	2.4	89.	1041.	114.	748.
APR	1201.	970.	.9	92.	1074.	129.	801.
MAI	1045.	829.	2.2	82.	938.	107.	655.
JUN	1255.	939.	2.1	96.	1106.	123.	711.
JUL	1167.	922.	2.4	97.	1108.	122.	664.
AUG	1201.	925.	2.6	97.	1080.	126.	690.
SEP	1124.	856.	1.1	90.	1011.	114.	688.
OKT	1125.	908.	1.0	98.	1043.	87.	754.
NOV	1088.	852.	1.3	93.	989.	97.	718.
DES	1140.	889.	.7	98.	1039.	113.	755.
ÅRSSUM	13857.	10855.	21.6	1112.	12547.	1375.	8686.

**Tabell 7.4.c**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1992	Gass produksjon	Kondensat produksjon	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	609.	2.	28.	9.	601.	6.
FEB	597.	2.	19.	7.	592.	3.
MAR	606.	2.	25.	7.	600.	5.
APR	516.	2.	23.	6.	504.	3.
MAI	385.	1.	15.	6.	376.	3.
JUN	497.	2.	100.	9.	498.	2.
JUL	433.	2.	106.	9.	428.	3.
AUG	422.	1.	93.	7.	415.	5.
SEP	403.	1.	46.	6.	394.	1.
OKT	317.	1.	79.	6.	324.	4.
NOV	348.	1.	155.	4.	337.	5.
DES	466.	1.	63.	7.	459.	3.
ÅRSSUM	5599.	18.	751.	83.	5528.	43.

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82%, NØ-Frigg, Odin og Øst-Frigg 100%.

**Tabell 7.4.d**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gamma Nord

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	41.	17.	.2	.0	39.
FEB	29.	13.	.1	.0	28.
MAR	33.	30.	.3	.3	32.
APR	33.	40.	.2	.2	30.
MAI	32.	51.	.3	.1	29.
JUN	29.	53	.3	.1	25.
JUL	27.	61.	.4	.2	23.
AUG	24.	49.	.2	.0	21.
SEP	22.	48.	.1	.0	19.
OKT	22.	44.	.1	.0	19.
NOV	25.	62.	.1	.0	24.
DES	28.	71.	.1	.0	26.
ÅRSSUM	345.	539.	2.5	.9	315.

**Tabell 7.4.e**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1992	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kond. Kårstø	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>	Mill. Sm <sup>3</sup>
JAN	2143.	220.	6.	26.	20.	155.
FEB	1940.	202.	4.	24.	24.	115.
MAR	2066.	214.	6.	25.	23.	129.
APR	1996.	216.	4.	25.	32.	153.
MAI	2124.	234.	10.	26.	32.	166.
JUN	1614.	173	6.	19.	25.	128.
JUL	2059.	217.	7.	25.	29.	152.
AUG	2114.	225.	15.	26.	24.	143.
SEP	2059.	217.	11.	26.	13.	140.
OKT	2217.	239.	3.	27.	33.	180.
NOV	2272.	248.	3.	26.	32.	174.
DES	2423.	268.	5.	28.	49.	164.
ÅRSSUM	25027.	2673.	80.	303.	336.	1799.

**Tabell 7.4.f**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gyda

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	159.	22.	1.0	2.	148.	16.	18.
FEB	328.	47.	.5	2.	303.	35.	40.
MAR	345.	50.	.6	3.	322.	36.	42.
APR	361.	52.	.2	3.	335.	39.	45.
MAI	281.	41.	.2	2.	261.	30.	35.
JUN	330.	47.	.6	3.	307.	34.	39.
JUL	337.	48.	.2	3.	313.	35.	41.
AUG	337.	48.	.1	3.	314.	36.	41.
SEP	328.	48.	.8	3.	306.	34.	41.
OKT	357.	54.	.2	3.	333.	34.	48.
NOV	342.	52.	.2	3.	317.	34.	45.
DES	353.	53.	.1	4.	329.	36.	44.
ÅRSSUM	3858.	562.	4.7	34.	3588.	399.	479.

**Tabell 7.4.g**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1992	Gass produksjon	Kondensat produksjon	Gass brent	Gass brensel	Gass 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	310.	50.	107.	4.	326.	46.
FEB	287.	47.	70.	4.	293.	46.
MAR	295.	48.	16.	4.	311.	44.
APR	246.	40.	61.	4.	264.	36.
MAI	265.	43.	60.	4.	286.	39.
JUN	250.	41.	27.	4.	265.	37.
JUL	242.	39.	7.	4.	257.	40.
AUG	285.	46.	40.	4.	303.	44.
SEP	250.	41.	101.	4.	266.	37.
OKT	279.	45.	6.	4.	313.	42.
NOV	254.	41.	21.	4.	309.	38.
DES	288.	47.	14.	4.	317.	43.
ÅRSSUM	3251.	528.	531.	48.	3510.	491.

**Tabell 7.4.h**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Hod

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	131.	19.	.1	1.	126.	6.	18.
FEB	115.	17.	.1	1.	109.	7.	17.
MAR	111.	21.	.1	2.	107.	6.	19.
APR	121.	23.	.1	2.	116.	7.	22.
MAI	100.	19.	.1	1.	95.	6.	18.
JUN	121.	5.	.3	2.	115.	7.	18.
JUL	121.	11.	.1	2.	115.	7.	24.
AUG	117.	17.	.3	2.	111.	7.	25.
SEP	108.	5.	.4	2.	102.	6.	19.
OKT	110.	25.	.1	2.	105.	6.	25.
NOV	97.	21.	.5	1.	91.	6.	22.
DES	99.	24.	.1	2.	95.	5.	23.
ÅRSSUM	1351.	205.	2.3	19.	1288.	77.	250.

**Tabell 7.4.i**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Mime

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	13.	3.	13.	1.	3.
FEB	12.	2.	11.	1.	3.
MAR	10.	2.	10.	1.	2.
APR	9.	2.	8.	1.	2.
MAI	10.	2.	9.	1.	2.
JUN	11.	2.	11.	1.	2.
JUL	11.	2.	11.	1.	2.
AUG	11.	2.	11.	1.	2.
SEP	10.	2.	10.	1.	2.
OKT	11.	2.	11.	1.	2.
NOV	10.	2.	10.	1.	2.
DES	9.	2.	9.	1.	2.
ÅRSSUM	127.	25.	124.	12.	26.

**Tabell 7.4.j**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	NGL S.Voe/St.Fer	Gass 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>	1000 Sm <sup>3</sup>	Mill. Sm <sup>3</sup>
JAN	55.	7.	1.2	1.1	51.	2.	0.0
FEB	54.	7.	1.2	1.0	49.	2.	.4
MAR	33.	4.	.5	.7	30.	1.	.3
APR	54.	7.	.9	1.1	49.	2.	.4
MAI	52.	7.	.5	1.3	47.	2.	.5
JUN	43.	6.	.5	1.3	40.	1.	0.0
JUL	37.	5.	.2	1.2	35.	1.	.3
AUG	34.	5.	.8	.9	31.	1.	.2
SEP	35.	5.	.4	1.1	32.	1.	.2
OKT	39.	5.	.3	1.3	36.	1.	.3
NOV	37.	5.	.3	1.2	35.	0.	.3
DES	37.	5.	.1	1.3	34.	1.	.3
ÅRSSUM	510.	68.	6.9	13.5	469.	15.	3.2

Tallene er norsk andel av Murchison.

**Tabell 7.4.k**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	2214.	333.	2.	17.	2202.
FEB	1426.	197.	8.	9.	1416.
MAR	2170.	287.	13.	7.	2162.
APR	2193.	298.	1.	17.	2184.
MAI	2268.	308.	1.	16.	2265.
JUN	2192.	299.	2.	15.	2183.
JUL	2253.	295.	5.	15.	2248.
AUG	2252.	294.	2.	18.	2248.
SEP	2208.	292.	2.	17.	2204.
OKT	2240.	303.	4.	17.	2232.
NOV	2174.	295.	5.	17.	2167.
DES	2287.	306.	1.	20.	2280.
ÅRSSUM	25877.	3507.	46.	185.	25791.

**Tabell 7.4.l**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Snorre

1992	Olje prod. Stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kondensat 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>
JAN					
FEB					
MAR					
APR					
MAI					
JUN					
JUL					
AUG	78.	9.	7.	0.0	3.
SEP	223.	25.	12.	0.0	6.
OKT	317.	32.	5.	0.0	15.
NOV	479.	45.	1.	3.	22.
DES	472.	44.	2.	3.	41.
ÅRSSUM	1569.	155.	27.	6.	87.

**Tabell 7.4.m**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord

1992	Olje prod. stabilisert	Gass produksjon	Gass brent	Gass brensel	NGL/kond. Kårstø	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>	Mill. Sm <sup>3</sup>
JAN	3454.	707.	9.	38.	95.	286.
FEB	3243.	677.	7.	35.	148.	270.
MAR	3314.	700.	6.	37.	128.	266.
APR	3291.	704.	6.	36.	144.	234.
MAI	2527.	511.	6.	27.	115.	219.
JUN	3225.	686.	7.	35.	125.	235.
JUL	3199.	693.	5.	36.	117.	215.
AUG	2639.	579.	9.	29.	145.	266.
SEP	2665.	564.	8.	30.	68.	225.
OKT	3256.	694.	5.	37.	140.	265.
NOV	2994.	630.	5.	34.	128.	240.
DES	3184.	647.	5.	37.	179.	259.
ÅRSSUM	36991.	7792.	78.	411.	1532.	2980.

Tallene er norsk andel av Statfjord.

Tallene for olje inneholder mengde tilbakebetalt ifm. refordeling per september 1991.



**Tabell 7.4.n**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	59.	118.	44.	12.	109.
FEB	51.	107.	38.	11.	98.
MAR	55.	113.	42.	11.	105.
APR	54.	110.	41.	11.	102.
MAI	41.	89.	31.	9.	82.
JUN	33.	69.	24.	7.	64.
JUL	55.	114.	40.	12.	106.
AUG	54.	117.	39.	12.	108.
SEP	48.	103.	35.	11.	95.
OKT	40.	93.	31.	7.	86.
NOV	48.	111.	35.	10.	104.
DES	52.	121.	37.	12.	111.
ÅRSSUM	590.	1265.	437.	125.	1170.

**Tabell 7.4.o**  
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Togi

1992	Gass produksjon	Kondensat produksjon	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	337.	6.	1.0	4.	5.
FEB	191.	3.	.0	3.	3.
MAR	372.	6.	.4	9.	5.
APR	386.	7.	.0	5.	6.
MAI	315.	6.	.0	5.	5.
JUN	246.	5.	.0	4.	4.
JUL	363.	6.	.1	5.	6.
AUG	402.	7.	.0	5.	7.
SEP	377.	7.	.1	4.	6.
OKT	360.	6.	.1	4.	6.
NOV	290.	6.	.0	4.	5.
DES	284.	6.	.2	3.	5.
ÅRSSUM	3923.	71.	1.9	55.	63.

**Tabell 7.4.p**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	703.	54.	1.3	6.	672.	50.	41.
FEB	653.	50.	.6	6.	622.	46.	38.
MAR	707.	54.	.9	6.	679.	50.	41.
APR	687.	53.	.4	6.	656.	51.	40.
MAI	539.	42.	.4	5.	516.	39.	31.
JUN	671.	53.	1.1	5.	639.	48.	39.
JUL	676.	54.	.5	6.	646.	47.	41.
AUG	642.	52.	.6	6.	615.	45.	39.
SEP	587.	47.	.9	5.	561.	41.	36.
OKT	579.	47.	1.1	5.	557.	34.	37.
NOV	580.	46.	.9	5.	557.	39.	36.
DES	620.	50.	.6	6.	596.	41.	37.
ÅRSSUM	7644.	602.	9.4	67.	7316.	531.	456.

**Tabell 7.4.q**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	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	383.	84.	.3	6.	367.	22.	80.
FEB	322.	74.	.4	5.	307.	18.	69.
MAR	341.	74.	.3	5.	327.	19.	71.
APR	317.	72.	.4	5.	304.	17.	69.
MAI	291.	64.	.4	4.	280.	15.	61.
JUN	381.	86.	1.2	5.	365.	21.	81.
JUL	368.	85.	.4	5.	351.	20.	82.
AUG	368.	88.	.9	5.	353.	20.	84.
SEP	343.	86.	1.1	5.	327.	18.	82.
OKT	357.	85.	.3	5.	342.	18.	81.
NOV	364.	86.	1.7	5.	348.	19.	81.
DES	395.	90.	.3	5.	376.	21.	87.
ÅRSSUM	4231.	973.	7.5	62.	4046.	228.	928.

**Tabell 7.4.r**  
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Veslefrikk

1992	Olje prod. ustabilisert	Gass produksjon	Gass Brent	Gass Brensel	NGL/Kond. Kårstø	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>	1000 Sm <sup>3</sup>
JAN	339.	37.	1.	3.	13.	343.
FEB	254.	24.	2.	3.	17.	257.
MAR	355.	38.	1.	4.	19.	356.
APR	343.	41.	2.	3.	25.	346.
MAI	356.	42.	2.	4.	23.	357.
JUN	341.	39.	1.	3.	22.	341.
JUL	334.	37.	1.	4.	21.	334.
AUG	341.	42.	1.	4.	22.	342.
SEP	248.	27.	2.	3.	10.	250.
OKT	343.	42.	2.	4.	22.	342.
NOV	338.	41.	1.	4.	21.	338.
DES	346.	42.	1.	4.	30.	348.
ÅRSSUM	3938.	452.	17.	43.	245.	3954.

## 7.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET 1992

### LOVER, FORSKRIFTER OG VEILEDNINGER

- Supplementsbind til Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1992.
- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1992. En ajourført samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1992.
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om bærende konstruksjoner i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.

- Forskrift om merking av innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Grenseflater til sokkelovgivningen.
- Likhetsstudien.

**STUDIER – RAPPORTER**

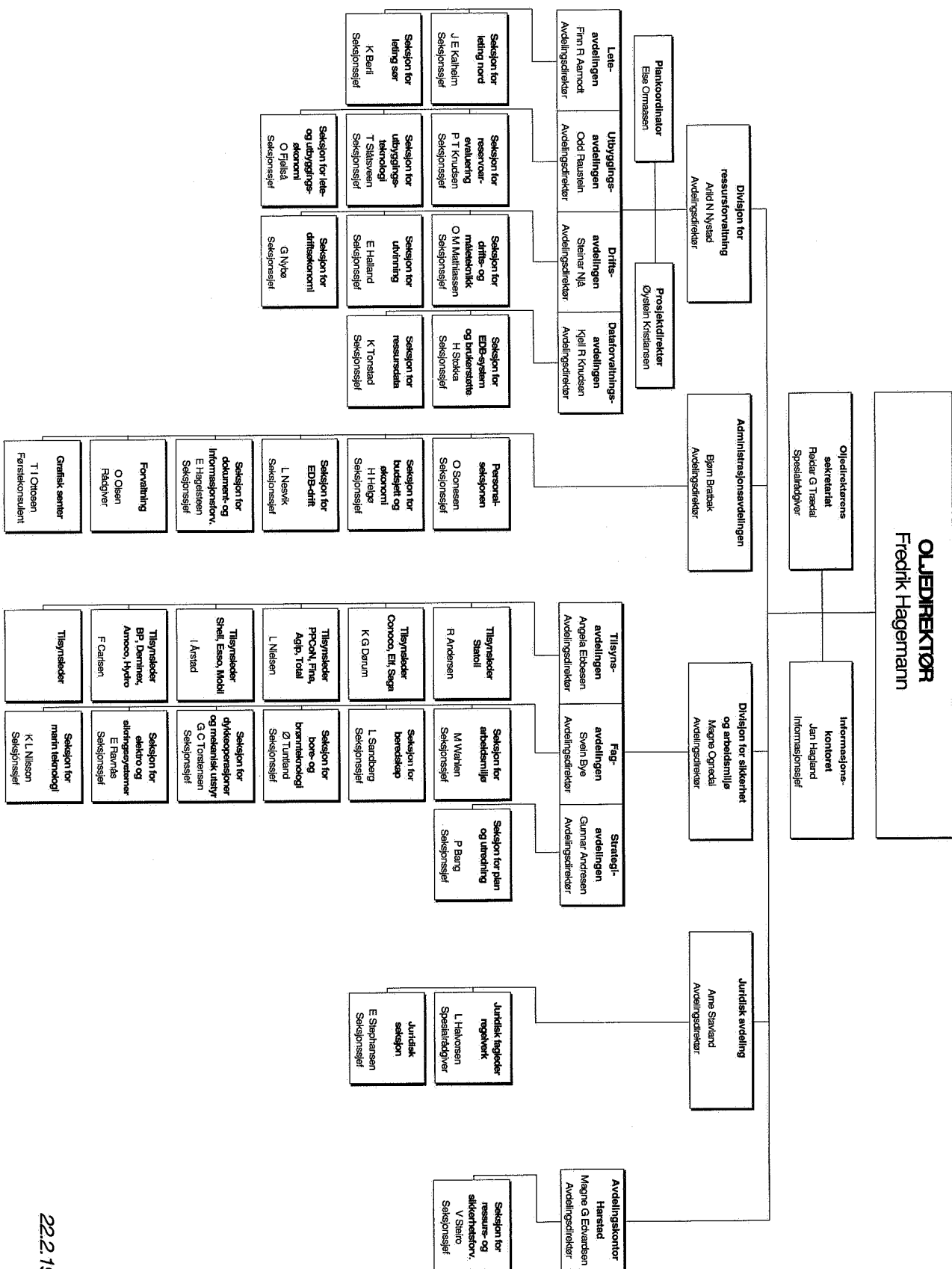
- Prosjektrapport «Forholdet mellom risiko- og beredskapsanalyse».

**ANDRE PUBLIKASJONER**

- Well Data Summary Sheets, vol 16.
- Well Data Summary Sheets, vol 17.
- NPD – Contribution no. 32.
- NPD – Contribution no. 33.
- Oljedirektoratets årsberetning 1991.
- NPD Annual report 1991.
- Norges kontinentalsokkel (geologisk kart).

- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole list.
- Borehole list – Exploration Drilling.
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1991.
- Rapport fra dykkedatabasen – DSYS.
- Oljedirektoratet – Spesifikke krav til beredskap.
- Released Seismic Surveys.
- Russisk-engelsk-norsk petroleumsteknisk ordliste.
- Safety and Working Environment in the Offshore Petroleum Industry.
- Well Data Published by NPD.

7.6 ORGANISASJONSTABLA



22.2.1993