

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1995

Oljedirektoratet
Prof. Olav Hanssensvei 10
Postboks 600
4001 Stavanger

Telefon: 51 87 60 00
Telefaks: 51 55 15 71
" 51 87 19 35
Internett: <http://www.npd.no>

Innhold

	OLJEDIREKTØRENS BERETNING	5		
1.	OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER OG ADMINISTRASJON			
1.1	Oljedirektoratets oppgaver	7	2.5.17	Statfjordområdet
1.2	Oljedirektoratets målsetting	7	2.5.18	Murchison
1.3	Administrasjon	7	2.5.19	Snorre
1.3.1	Organisasjon	7	2.5.20	Draugen
1.3.2	Personale	7	2.5.21	Heidrun
1.3.3	Budsjett/økonomi	7	2.6	Felt med avsluttet produksjon
1.3.4	Informasjon	8	2.6.1	Mime
1.3.5	Dokument- og informasjonsforvaltning	8	2.6.2	Nordøst Frigg
			2.6.3	Odin
2.	RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK SOKKEL		2.7	Transportsystem for olje og gass
2.1	Ressursregnskapet	9	2.7.1	Eksisterende transportsystem
2.1.1	Produksjonsprognoser	19	2.7.2	Planlagte transportsystem
2.2	Kartlegging og leteboring	21	2.8	Slutfase og disponering av innretninger ved bruksopphør
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	21	2.9	Petroleumsøkonomi
2.2.2	Leteboring	22	2.9.1	Lete- og planleggingsaktivitet
2.2.3	Letemål	23	2.9.2	Aktivitetsnivå mot år 2010
2.2.4	Nye funn i 1995	23	2.9.3	Statens Direkte Økonomiske Engasjement
2.2.5	Nærmere beskrivelse av boringene i 1995	24	2.9.4	Petroleum i norsk økonomi
2.3	Funn	28	2.9.5	Råoljemarkedet
2.3.1	Funn uten konkrete utbyggingsplaner	28	2.9.6	Gassmarkedet
2.3.2	Funn med konkrete utbyggingsplaner	31	2.9.7	Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel
2.4	Felt besluttet utbygd	34	2.9.8	Produksjonsavgift
2.4.1	Yme	34	2.9.9	Arealavgift på utvinningstillatelser
2.4.2	Gungne	34	2.9.10	CO ₂ -avgift
2.4.3	Sleipner Vest	35	2.10	Regelverksutvikling
2.4.4	Troll	35		
2.4.5	Tordis Øst	37	3.	SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING
2.4.6	Vigdis	37	3.1	Regelverksutvikling
2.4.7	Njord	38	3.2	NORSOK-arbeidet
2.4.8	Norne	39	3.3	Arbeidet i MILJØSOK
2.5	Felt i produksjon	40	3.4	Tilsynsvirksomheten
2.5.1	Hod	40	3.4.1	Samtykker
2.5.2	Valhall	40	3.4.2	Prioriterte satsingsområder
2.5.3	Tommeliten Gamma	41	3.5	Samtykkeordning for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten
2.5.4	Ekofiskområdet	42	3.6	Personskader
2.5.5	Gyda Sør	45	3.6.1	Innledning
2.5.6	Gyda	46	3.6.2	Dødsulykker
2.5.7	Ula	46	3.6.3	Skadetyper og årsaksforhold
2.5.8	Sleipnerområdet	47	3.6.4	Personskader på faste innretninger
2.5.9	Heimdal	49	3.6.5	Personskader på flyttbare innretninger
2.5.10	Friggområdet	49	3.6.6	Oppsummering
2.5.11	Osebergområdet	52	3.6.7	Skadeoversikt for dykkeaktiviteter
2.5.12	Brage	54	3.7	Arbeidsbetingede sykdommer
2.5.13	Troll	55	3.8	Arbeidsmiljø
2.5.14	Veslefrikk	55	3.8.1	Næringens tiltak for etterlevelse av SAM-forskriften
2.5.15	Gullfaks og Gullfaks Vest	56	3.8.2	Samarbeidsklima
2.5.16	Tordis	59		

3.8.3	Kjemikalier i petroleumsvirksomheten	98	5.2	Prosjekter innenfor	
3.8.4	Helsefare ved bruk av boreslam	98		ressursforvaltning	111
3.8.5	Bruk av radioaktive kilder	99	5.2.1	FORCE	111
3.8.6	Arbeidstid og oppholdsperiode	99	5.2.2	PROFIT	112
3.8.7	Registrering, melding og oppfølging av arbeidsbetingede sykdommer	99	5.2.3	RUTH	112
3.9	Beredskap	99	5.2.4	«Joint chalk research»	112
3.9.1	Beredskapstiltak ved fare for kollisjoner	99	5.2.5	DISKOS	113
3.9.2	Erfaringsoverføring til landbasert virksomhet på beredskaps-etablering	99	5.2.6	Etablering av norske geokjemiske standardprøver for olje- og kildebergartsanalyser	113
3.9.3	Øvelse Myndex	99	5.2.7	Nomenklatur for strukturelementer i Norskehavet	113
3.10	Boring	100	5.2.8	Geologisk feltarbeid på Svalbard	113
3.10.1	Oversikt over bore- og brønnaktiviteter	100	5.2.9	Paleotektonikk på land langs norskekysten	113
3.10.2	Boring og brønnvedlikehold	100	5.2.10	Biostratigrafiske studier utført ved Oljedirektoratets laboratorium	114
3.10.3	Grenboringer	100	5.2.11	Ressursrapport	114
3.10.4	Fallende gjenstander	100	5.2.12	Nyhetsbulletin om økt oljeutvinning	114
3.11	Naturdata	100	5.2.13	Internett	114
3.12	Konstruksjoner og rørledninger	100	5.3	Prosjekter innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø	115
3.12.1	Internasjonal standardisering	100	5.4	Opprydding av havbunnen	119
3.12.2	Kollisjoner	101	6.	INTERNASJONALT SAMARBEID	
3.12.3	Beregning av bølgehøyder	101	6.1	Samarbeid med Norad	121
3.12.4	Erosjon og sedimentasjon på havbunnen	101	6.2	Samarbeid med Petrad	122
3.12.5	Stormskader i 1995	102	6.3	Samarbeid innenfor ressursforvaltning	123
3.12.6	Beskyttelse av betongunderstellet på Troll A	102	6.4	Samarbeid innenfor sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning	124
3.12.7	Konstruksjoner på store havdyp	102	7.	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	
3.12.8	Marin begroing	102	7.1	Undersøkelser- og utvinningstillatelser	127
3.12.9	Fleksible rørledninger	102	7.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	127
3.12.10	«Titan-saken»	103	7.1.2	Vitenskapelige undersøkelser	127
3.13	Løfteinnretninger	103	7.1.3	Nye utvinningstillatelser	127
3.14	Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp	103	7.1.4	Andelsoverdragelser og operatørendringer	130
3.14.1	Hydrokarbonlekkasjer	103	7.1.5	Tilbakeleveringer/oppgivelser	131
3.14.2	Branner og branntilløp	104	7.1.6	Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser	132
3.15	Elektriske anlegg	104	7.2	Salg og frigivning av data	141
3.16	Dykking	105	7.2.1	Rapportering og frigivning av data og materiale fra sokkelen	141
3.16.1	Dykkeaktivitet	105	7.2.2	Solgt seismikk	142
3.16.2	Opplæring av dykkere	105	7.3	Statistikk over leteboringsaktiviteten	143
3.16.3	Forskning og utvikling	105	7.4	Statistikk over utvinningsboring	149
3.16.4	Harmonisering av regelverk innenfor dykking	105	7.5	Målenheter for olje og gass	158
4.	MILJØTILTAK I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN		7.6	Produksjon av olje og gass	158
4.1	Rammesettende virksomhet	107	7.7	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1995	160
4.2	Tilsyn med operatørselskapene	108	7.8	Organisasjonstablå	161
4.3	CO₂-avgiften	108			
4.4	Teknologiutvikling	108			
4.5	Annen miljørettet virksomhet	109			
4.6	Samarbeid med Statens forurensningstilsyn	109			
5.	SPESELLE PROSJEKTER				
5.1	NORSOK - INTSOK - MILJØSOK	111			

Oljedirektørens beretning

Sokkelåret 1995 preges av mange små funn og lav oljeandel. Totalt er det gjort 10 funn - 9 i Nordsjøen og ett i Norskehavet. Dette gir en høy, teknisk funnrate - 48 % - men de fleste funnene er små sammenlignet med de felt som i dag er i produksjon på vår kontinentalsokkel.

Det eneste store funn som er påvist i 1995, ligger i blokk 6406/2 på Haltenbanken, hvor Saga er operatør. Funnet er beregnet til å ligge i størrelsesorden 50-100 millioner Sm³ o.e. gass.

De 9 funnene i Nordsjøen er alle små, men de fleste vil likevel være aktuelle for utbygging og produksjon fordi de ligger nær eksisterende produksjonsanlegg. Samtidig er NORSOK-prosessen påbegynt der myndigheter og industri går sammen for å finne fram til kostnads-effektive løsninger som vil gjøre det mulig å bygge ut flere av våre små oljefunn de nærmeste år. Oljedirektoratet deltar med observatørstatus i NORSOK-prosessen. Foreløpige vurderinger peker i retning av at en rekke av forslagene ligger innenfor rammen av gjeldene regelverk og overordnede rammer for sikkerhet og arbeidsmiljø. Direktoratet vil medvirke til at NORSOKs anbefalinger blir innarbeidet i regelverket, blant annet ved at det i veiledninger til forskriftene skal kunne vises til NORSOK-standardene som eksempel på akseptable løsninger.

Basert på vår kunnskap om uoppdagede ressurser på norsk sokkel, er det sannsynlig at vi vil ha et tilsvarende funnbilde som i 1995 i årene som kommer, i hvert fall for Nordsjøens vedkommende, mens det kan forventes større funn i Norskehavet.

Samlet ressurstilvekst i 1995 har Oljedirektoratet beregnet til 130 millioner Sm³ o.e. Omkring 40 % eller 50 millioner Sm³ er olje. Til sammenligning var oljeproduksjonen for året, 157 millioner Sm³. Produksjonen var med andre ord tre ganger høyere enn tilveksten av olje i 1995.

For gass er situasjonen annerledes. Det ble påvist tre ganger så mye gass gjennom nye funn i forhold til det som ble produsert gjennom året.

Den totale produksjon fra norsk sokkel i 1995 var 193 millioner Sm³ o.e. Oljeproduksjonen, inkludert NGL og kondensat, var 165 millioner Sm³, mens gassproduksjonen var 28 milliarder Sm³.

Om ressurstilveksten er relativt beskjeden gjennom nye funn i 1995, er de totale oppskrivninger av ressursene betydelige og større enn produksjonen. Oljedirektoratets beregninger for samlede oppdagede utvinnbare ressurser på norsk sokkel var ved årsslutt kommet opp i 7,56 milliarder Sm³ o.e., fordelt med 55 % olje/NGL og 45 % gass. Til sammen har økningen i anslagene for de totale oppdagede ressurser vært 348 millioner Sm³ o.e., fordelt på 188 millioner Sm³ olje/NGL og 160 milliarder Sm³ gass.

I totalbildet hører også med at Oljedirektoratet nå inkluderer 234 millioner Sm³ olje av potensialet for forbedret ressursutnyttelse. Forbedret boreteknologi, nye utvinningsteknikker og bedre forståelse av reservoarene i blant annet feltene Troll, Åsgard, Ekofisk, Valhall, Gullfaks, Eldfisk, Snorre, Heidrun og Oseberg, er forklarings-

gen på at disse tilleggsressurser nå er med i det totale ressursregnskapet.

Selv om gode resultater er oppnådd gjennom vår forvaltningsstrategi allerede, vil det også i fremtiden være nødvendig å satse ytterligere på forbedret ressursutnyttelse fra felt som allerede er i produksjon. Som et ledd i denne satsningen, tok Oljedirektoratet initiativ til å opprette et samarbeidsforum, FORCE, mellom oljeselskapene og myndighetene. Formålet er å fokusere på brukernes behov innenfor utvikling og anvendelse av ny teknologi for å forbedre ressursutnyttelsen i eksisterende felt. 17 oljeselskap, Norges forskningsråd og Oljedirektoratet er medlemmer i samarbeidsforumet og Oljedirektoratet har i tillegg sekretariatsfunksjonen.

Petroleumsvirksomheten medførte dessverre en dødsulykke i 1995. Olje- og gassvirksomhet til havs har i seg et stort farepotensial. Målet må likevel alltid være å arbeide for at menneskeliv ikke går tapt eller ødelegges av måten virksomheten drives på.

Antall ulykker med personskader har holdt seg på omtrent samme nivå som de siste tre år. Selv om skadefrekvensen i petroleumsvirksomheten er lavere enn i annen sammenlignbar industri, mener Oljedirektoratet at skadefrekvensen skal ned. Direktoratet registrerer, gransker og følger opp ulykker, skader og hendelser, og bruker resultatene som en viktig del av grunnlaget for å prioritere tiltakene. Disse prioriteringene gir føringer for tilsynet, regelverksarbeidet, informasjonsvirksomhet og videreutvikling av egen kompetanse.

Antall innmeldte tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer har fortsatt å øke i 1995, men direktoratet har grunn til å tro at dette henger sammen med at rapporteringen av slike sykdommer er blitt bedre etter at det har vært fokusert på selskapenes rapporteringsplikt i flere år. I tillegg til å påføre den enkelte lidelser, koster arbeidsbetingede sykdommer bedriftene og samfunnet store summer, og det er derfor viktig at operatørene gjennom god rapportering bidrar til et bedre grunnlag for prioritering av innsatsen på dette området.

Det er gledelig at det heller ikke i 1995 har inntruffet noen ulykker som har ført til alvorlig skade på miljøet eller til betydelige materielle tap eller produksjonsavbrudd. Fremdeles inntreffer det imidlertid mange gasslekkasjer på innretningene. Dette opptar Oljedirektoratet, først og fremst på grunn av det store skadepotensialet ved denne type uønskede hendelser. Direktoratet ser det derfor som positivt at næringen viser et økende engasjement og vilje til å iverksette systematiske tiltak for å redusere omfanget av gasslekkasjer mest mulig.

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumvirksomheten ble ferdigstilt og trådte i kraft i 1995. I arbeidet med å utarbeide forskriften har direktoratet lagt vekt på en aktiv medvirkning fra de berørte parter i næringen. Det har ikke vært et mål å innføre nye og strengere krav til arbeidsmiljø, men å klargjøre og systematisere krav som allerede eksisterte. Direktoratet mener at det nye regelverket vil være et godt verktøy både

for næringen og for myndighetene til å etablere og videreutvikle et godt arbeidsmiljø på en kostnadseffektiv måte.

I 1995 sendte Oljedirektoratet forslag til mindre justeringer i detaljregelverket til høring. Endringene omfatter blant annet krav som følge av innarbeidelse av EØS-avtalen, og for å innarbeide enkeltvedtak og lignende. Det er også gjennomført et prosjekt for å kartlegge brukernes erfaringer med det nye regelverket. Resultatene av denne kartleggingen vil bli brukt ved utarbeidelsen av plan for revisjon av regelverket. Oljedirektoratet har likeledes i 1995 kartlagt regelverksbehov innenfor ressursforvaltning samt igangsatt aktivitet for utarbeiding av strategi for utforming av regelverket. Resultatet av dette arbeidet vil bli brukt for utarbeiding av plan for revisjon av regelverket på ressursiden.

Erfaringene fra tilsynet viser at petroleumsvirksomheten totalt sett skjer innenfor forsvarlige rammer og i all hovedsak i samsvar med regelverkskrav til sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynet har imidlertid påvist svakheter i enkelte aktørers styringssystemer. Det er en forutsetning for en tilsynsordning med basis i internkontroll at disse systemene er på plass, at de fungerer som forutsatt og at de bidrar til en kontinuerlig forbedring som fører til målbare resultater.

Utviklingstrekkene i årene som kommer innebærer en rekke utfordringer for industrien, blant annet knyttet til utbygging på større vanddyp og dype borer ved høye reservoartrykk, samtidig som kravene til kostnadseffektiv utbygging og drift øker. I framtidige utbygginger vil det i økende grad bli tatt i bruk flyttbare innretninger, også for produksjonsformål. Direktoratet har satt i gang en intern utredning for om mulig å kunne imøtekomme næringens behov for økt forutsigbarhet for flyttbare innretninger i forhold til sokkelregelverket.

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

Stavanger 22 april 1996



Fredrik Hagemann
oljedirektør

1. Oljedirektoratets oppgaver og administrasjon

1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1. oktober 1992. Videre er Oljedirektoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover/forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- a) Petroleumsloven, lov av 23. mars 1985 nr 11.
Herunder:
 - Petroleumsforskriften, kgl res av 14. juni 1985
 - Sikkerhetsforskriften, kgl res av 28. juni 1985
 - Internkontrollforskriften, kgl res av 28. juni 1985
 - Sikkerhetssoneforskriften, kgl res av 9. oktober 1987
- b) Arbeidsmiljøloven, lov av 4. februar 1977 nr 4.
Herunder:
 - Arbeidsmiljøforskriften, kgl res av 27. november 1992.
- c) CO₂-loven, lov av 21. desember 1990 nr 72.
- d) Røykeloven, lov av 9. mars 1973 nr 14.
- e) Svalbardloven, lov av 17. juli 1925 nr 11.
Herunder:
 - Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og letebo- ring etter petroleumsforekomster på Svalbard, kgl res av 25. mars 1988.
- f) Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og unyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster, lov av 21. juni 1963 nr 12.
Herunder:
 - Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel, kgl res av 31. januar 1969.
- g) Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, kgl res av 26. oktober 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 ADMINISTRASJON

1.3.1 ORGANISASJON

Det er ikke foretatt vesentlige organisasjonsendringer i Oljedirektoratet i 1995.

1.3.2 PERSONALE

Ved utgangen av beretningsperioden har Oljedirektoratet 354 stillingshjempler. I tillegg er fire stillinger lønnet av NORAD, to av Utenriksdepartementet, tre av Arbeidsformidlingen, og fem er oppdragsstillinger. Direktoratet fikk ingen nye stillinger i 1995. 379 tilsatte var i tjeneste ved utgangen av 1995. 12 medarbeidere har permisjon.

Det er tilsatt seks nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kommer en fra oljerelatert virksomhet, fire fra annen privat virksomhet og en er nyutdannet.

Fem medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Det utgjør 1,4 % av det totale antall stillingshjempler.

1.3.3 BUDSJETT/ØKONOMI

Til Oljedirektoratets forskjellige oppgaver er det i 1995 totalt benyttet kr 267 440 909,-.

Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 206 304 477,-
- Tilsynsutgifter	« 8 535 077,-
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	« 49 640 311,-
- Prosjekter vedr sikkerhet og arbeidsmiljø	« 2 961 044,-
Totalt	kr 267 440 909,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 126 609 650,- bygnings drift og leie av lokaler kr 26 741 572,-, konsulentbistand til Divisjon for ressursforvaltning kr 11 254 014,-, konsulentbistand til Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø kr 3 815 785,- og innsamling av meteorologiske og oceanografiske data i Barentshavet kr 3 138 309,-.

Den resterende delen dekker utgifter til reiser, opplæring, edb-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

Utover ordinær drift ivaretar Oljedirektoratet følgende:

- Opprydding av havbunnen	kr 4 438 128,-
- Administrering av forskningsprogrammet RUTH	« 1 704 633,-
- Tilskudd til stiftelsen PETRAD	« 1 000 000,-

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO₂-avgifter på til sammen kr 8 995 011 529,-, har direktoratet mottatt kr 114 624 366,- i inntekter.

For 1995 fordeler inntektene seg slik:

- Undersøkelsesgebyr	kr 1 553 014,-
- Oppdragsinntekter	« 1 714 108,-
- Refusjon av tilsynsutgifter	« 53 286 348,-
- Salg av publikasjoner	« 4 988 338,-

- Inntekter barnehage	« 2 490 688,-
- Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	« 453 984,-
- Refusjon fra Rikstrygdeverket	« 1 630 358,-
- Refusjon fra andre statsetater	« 3 579 105,-
- Salg av seismisk undersøkelsesmaterieill	« 37 695 986,-
- Inntekter fra samarbeidsprosjekter	« 6 087 602,-
- Renter av bankinnskudd	« 747 944,-
- Diverse inntekter	« 396 891,-

1.3.4 INFORMASJON

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

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1994 forelå i slutten av mai.

Oljedirektoratet fikk egen hjemmeside på Internett den 19. desember 1995.

Internettadressen er <http://www.npd.no>.

Internbladet Oss Direkte kom som planlagt med 4 utgaver i 1995.

I løpet av 1995 er det sendt ut 52 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner.

1.3.5 DOKUMENT- OG INFORMASJONS - FORVALTNING

Oljedirektoratet har i 1995 behandlet 560 begjæringer om dokumentinnsyn mot 180 i 1994. Behandlingstid på henvendelsene varierer, men gjennomsnittlig svartid er 6 dager.

Biblioteket har utgitt 8. reviderte utgave av Petroleumstesaurus. Den inneholder nå 6 200 termer. Nytt av året er engelsk oversettelse av termene og eget engelsk - norsk register.

Bruken av bibliotekets tjenester har vært stabil de siste to årene. Oljedirektoratet mottar fortsatt mange henvendelser fra andre bibliotek og eksterne kunder. Ny bibliotekadministrativ programvare er tatt i bruk på slutten av året. I høst tok en i bruk Internett for informasjonssøking til bibliotekets brukere.

I februar gikk en over til SIFT søkespråk for referanse-databasen OIL. Databasen oppdateres nå ukentlig. Etter omleggingen har OIL vært tilgjengelig for alle brukere av Infotorget ved Statens Datasentral. Det er gjennomført effektivisering ved produksjon av papirutgaven, blant annet ved at engelsk og norsk versjon er slått sammen til en publikasjon: Oljeindeks/Oil Index. Bruken av OIL har økt også dette året, men ikke så meget som forventet.

2. Ressursforvaltning på norsk sokkel

Innledning

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

Virksomheten innenfor ressursforvaltning på norsk sokkel er også for 1995 preget av høy aktivitet, både innenfor leting, utbygging og drift. Det er foretatt en betydelig oppjustering av ressursgrunnlaget for funn og felt, og det er påvist en rekke nye funn.

Innenfor ressursforvaltningens virksomhetsområde kan dessuten en rekke viktige aktiviteter trekkes fram slik som: forberedelse og behandling av 15. konsesjonsrunde, vurderinger og anbefalinger i forbindelse med gassallokering, arbeid innenfor forbedret ressursutnyttelse og igangsetting av FORCE, videreføring av DISKOS og revidering av petroleumsloven.

2.1 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet skyldes blant annet at funn blir gjort eller at ressursanslaget for eksisterende felt og funn justeres på grunn av ny kartlegging eller ny utvinningsteknologi. De gjenværende ressursene reduseres dessuten som følge av produksjon. Det samlede ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 2.1.a.

Klassifikasjonssystem for oppdagede ressurser

I Oljedirektoratets klassifikasjonssystem for oppdagede ressurser skilles det mellom 7 klasser:

- felt med avsluttet produksjon
- felt i produksjon
- felt besluttet utbygd
- funn med konkrete utbyggingsplaner
- funn uten konkrete utbyggingsplaner
- funn i tilbakeleverte områder
- små, tekniske funn og nye funn som ikke er ferdig evaluert.

For de siste to klassene er de enkelte ressursanslagene usikre og Oljedirektoratet publiserer derfor kun samlede anslag over ressursene.

Ressurser er et samlebegrep som brukes om alle typer petroleumsmengder. Reserver omfatter utvinnbare ressurser i henhold til godkjente planer for felt i drift og for felt under utbygging. Reserver fordeler seg altså på

de tre første klassene. Det kan skilles mellom opprinnelig utvinnbare og gjenværende reserver.

For å få betegnelsen funn må en brønn ha påvist bevegelige hydrokarboner i en separat geologisk struktur eller et separat stratigrafisk nivå. Dette kan gjøres både ved testing av formasjonens produksjonsegenskaper (DST), og ved bruk av diverse prøvetakingsutstyr (RFT/FMT, MDT etc). Et funn eller flere funn samlet, kalles et felt når plan for utbygging og drift (PUD) er godkjent av myndighetene. Ethvert funn og ethvert felt har kun én funnbrønn. Dette betyr at undersøkelsesbrønner som påviser ressurser som inngår, eller vil inngå, i ressurstallet for et eksisterende funn eller felt, ikke regnes som nye funnbrønner. Funnåret er det året funnbrønnen ble midlertidig forlatt eller avsluttet.

Uoppdagede ressurser

De uoppdagede ressursene omfatter både kartlagte prospekt og ikke-kartlagte ressurser i områder hvor det er definert letemodeller. Det er alltid stor usikkerhet knyttet til slike analyser. Størrelsen som er oppgitt for uoppdagede ressurser er den statistiske forventingsverdien.

Endringer i 1995

Eksisterende felt og funn

For eksisterende felt og funn (det vil si unntatt funn gjort i 1995), har oljeressursene økt med 338,6 millioner Sm³ og gassressursene med 80,3 milliarder Sm³, mens NGL-ressursene har økt med 25,6 millioner tonn (se tabell 2.1.b).

Endringene er basert på revisjoner av ressursanslagene for en rekke av feltene og funnene. Flere av de store oljefeltene har hatt betydelige oppjusteringer av oljeressursene i 1995. Dette skyldes først og fremst at prosjekter som har til hensikt å øke utvinningsgraden av olje, har blitt realisert eller er i ferd med å realiseres. Dermed har noe av det ressurspotensialet som kalles «forbedret ressursutnyttelse» (tidligere «økt oljeutvinning») blitt medregnet i oljefeltenes utvinnbare reserver. Ytterligere detaljer om ressursendringene for de enkelte felt er gitt i eget avsnitt.

Nye funn

I løpet av 1995 ble det gjort funn i 10 undersøkelsesbrønner. Disse er 15/5-5, 17/3-1, 25/5-5, 25/7-3, 25/8-8 S, 30/3-7 S, 30/8-1 S, 34/10-37, 34/10-40 S og 6406/2-1. Bare et fåtall av funnene er ferdig evaluert, men det er foreløpig anslått at ressurstilveksten fra nye funn i 1995 vil bli ca 130 millioner Sm³ o.e. Anslaget varierer mellom 85-180 millioner Sm³ o.e.

Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1995 var 157,2 millioner Sm³ olje, 27,8 milliarder Sm³ gass og 6,5 millioner tonn NGL (medregnet kondensat). Overføringen av ressurser fra Troll til Oseberg gjennom TOGI-prosjektet er ikke regnet med.

Ressursstatus

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i tabell 2.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 2.1. Ressursene i de enkelte felt og funn på norsk kontinentalsokkel er inndelt i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem.

Felt med avsluttet produksjon

Det var ingen felt som avsluttet produksjonen i 1995. De tre feltene med avsluttet produksjon på norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 2.1.c.

Reserver i felt som er i produksjon/besluttet utbygd

Per 31. desember 1995 er det besluttet å gjennomføre 47 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel (medregnet tre felt med avsluttet produksjon), fem flere enn ved forrige årsskifte. Dette inkluderer de to godkjente utbyggingsfasene på Trollfeltet, men ikke TOGI, som inntil videre holdes utenfor Oljedirektoratets ressursregnskap for kontinentalsokkelen. De nye utbyggingsprosjektene er Gungne, Njord, Norne, Tordis Øst og Yme. Det er imidlertid flere nye planer for utbygging og drift til behandling hos myndighetene, og flere større og mindre utbygginger vil bli godkjent i 1996.

I løpet av 1995 ble fem nye felt satt i produksjon. Dette er Frøy, Gyda Sør, Heidrun, Statfjord Nord og Troll Olje (fase II). Det var derfor ved årsskiftet 36 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel (tabell 2.1.d). 8 felt er besluttet utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 2.1.e). Dette er samme antall som i fjor.

De totale, opprinnelig utvinnbare reservene i felt besluttet utbygd, er 4831 millioner Sm³ o.e., som fordeler seg på 3025 millioner Sm³ o.e. olje/NGL og 1806 milliarder Sm³ gass. I tillegg er det identifisert et potensial for forbedret ressursutnyttelse på 267 millioner Sm³ olje.

Totalt er det fram til 31. desember 1995 produsert 1370 millioner Sm³ o.e. olje/NGL og 454 milliarder Sm³ o.e. gass. Dette utgjør 34% av oppdaget olje og 13 % av oppdaget gass. Da er potensialet for forbedret ressursutnyttelse tatt med.

Ressurser i funn med konkrete utbyggingsplaner

Det er ved årsskiftet 23 funn som vurderes til å ha konkrete utbyggingsplaner (tabell 2.1.f). Dette er blant annet funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene. I denne kategorien inkluderes også funn hvor det er signalisert at slik plan vil bli levert i nær framtid (2-3 år), og hvor det er betydelig aktivitet hos operatør og rettighetshavere. Petroleumsressursene for disse funnene utgjør tilsammen 1438 millioner Sm³ o.e. Tre av disse funnene ligger i Norskehavet og utgjør Åsgard.

Ressurser i funn uten konkrete utbyggingsplaner

Tabell 2.1.g gir en oversikt over funn på norsk sokkel som for tiden ikke har konkrete utbyggingsplaner. Denne

listen omfatter ikke funn i tilbakeleverte områder, små tekniske funn eller funn gjort i 1995, som er egne ressursklasser.

De til sammen 61 funnene er plassert i denne kategorien fordi de ikke vurderes av Oljedirektoratet til å ha tilstrekkelig konkrete utbyggingsplaner eller fordi aktiviteten hos operatørene er liten når det gjelder disse funnene. Dette innebærer ikke at Oljedirektoratet betrakter alle disse funnene som ulønnsomme. Flere av funnene ville kunne være lønnsomme å bygge ut i dag etter Oljedirektoratets vurdering. Det ligger derfor en stor utfordring i å utnytte infrastruktur og utvikle teknologi slik at ressursene i disse funnene kan bli realisert. Ressursmengden utgjør totalt 738 millioner Sm³ o.e. Av dette ligger 396 millioner Sm³ o.e. i Nordsjøen, 99 millioner Sm³ o.e. i Norskehavet og en betydelig mengde, ca 243 millioner Sm³ o.e., i Barentshavet.

Ressurser i funn i tilbakeleverte områder

I tillegg til funnene som er omtalt i avsnittene ovenfor, finnes det i Oljedirektoratets database 16 funn i områder med tilbakeleverte utvinningstillatelser. De fleste av disse er små, tekniske funn, men denne kategorien omfatter også større funn som 35/3-2 Agat, 35/8-1, 35/8-2, 7120/12-2 Alke Sør og 7226/11-1. Denne kategorien består hovedsakelig av gassfunn. Totalt utgjør ressursene i utvinningstillatelsene i de tilbakeleverte funnene ca 11 millioner Sm³ olje og 110 milliarder Sm³ gass (tabell 2.1.h).

Ressurser i små, tekniske funn og nye funn i 1995

Det er registrert til sammen 41 funn i denne kategorien. Av de nye funnene er kun et fåtall ferdig evaluert. Derfor er 34/10-37 det eneste funnet fra 1995 som er plassert i en av klassene ovenfor.

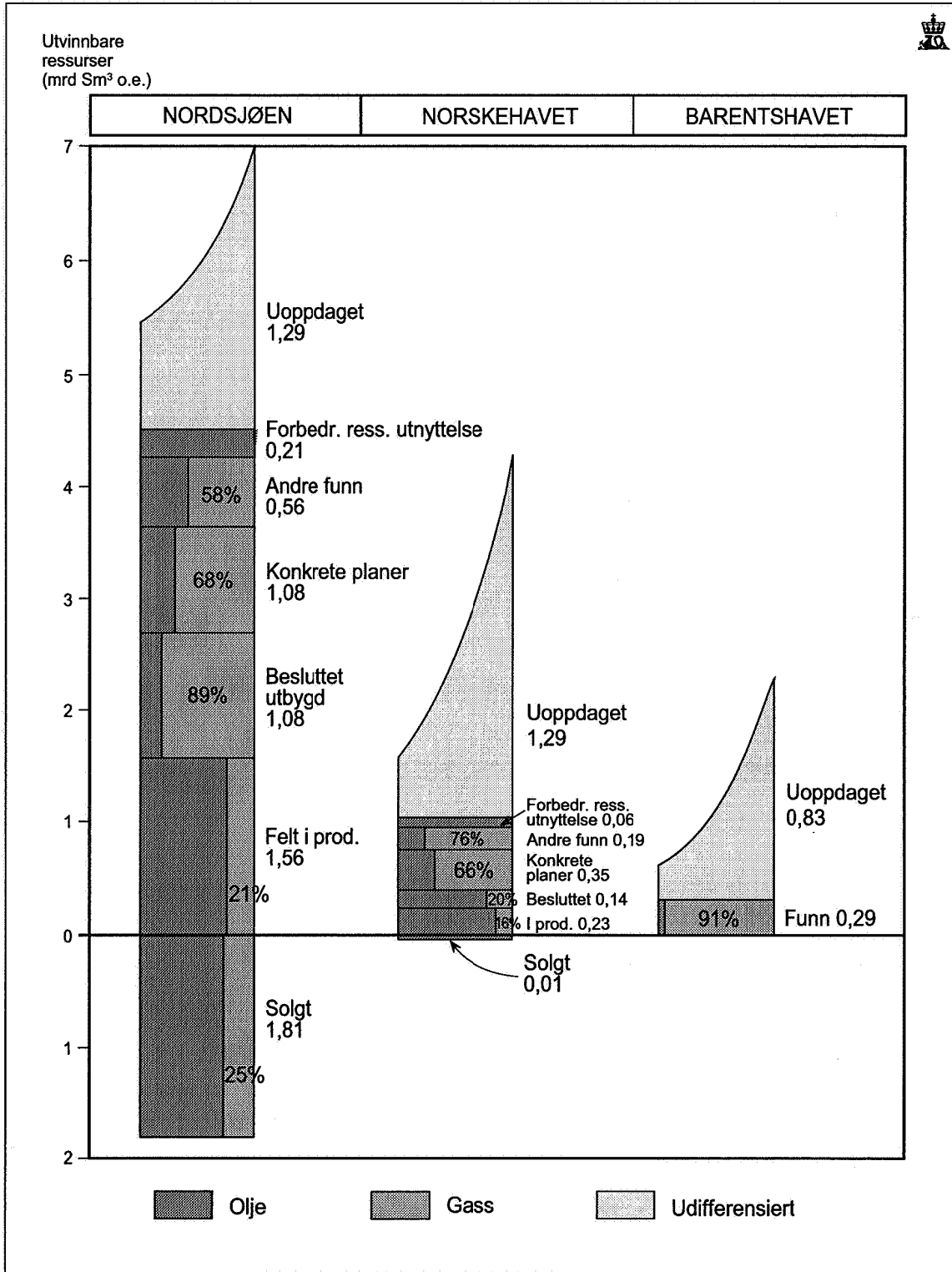
De små, tekniske funnene omfatter funn med dårlige eller ikke-konklusive formasjonstester samt funn som ikke ble testet.

Det er stor usikkerhet knyttet til ressursanslaget i denne funnkategorien, men Oljedirektoratet anslår en total forventningsverdi på ca 70 millioner Sm³ olje og ca 100 milliarder Sm³ gass.

Uoppdagede ressurser

Oljedirektoratet anslår at de uoppdagede ressursene utgjør mellom 1,4 - 7,3 milliarder Sm³ o.e. Den statistiske forventningsverdien er ca 3,4 milliarder Sm³ o.e. Figur 2.1 viser den geografiske fordeling av disse ressursene. Figuren forsøker også å illustrere usikkerheten ved å antyde et lavt og et høyt anslag for hvert område. Det antas at ca 60 % av de uoppdagede ressursene er gass.

Figur 2.1
Geografisk fordeling av petroleumsressursene på norsk sokel



Tabell 2.1.a
Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
3 felt med avsluttet produksjon	0	39	0	39
36 felt i produksjon	2672	781	90	3570
Nåværende plan				
Forbedret ressursutnyttelse	267			267
8 felt bestilt utbygd	164	987	55	1222
23 funn med konkrete utbyggingsplaner	462	891	65	1438
61 funn uten konkrete utbyggingsplaner	129	546	48	738
16 funn i tilbakeleverte områder	11	110		121
41 nye funn og små, tekniske funn	70	100		170
Sum felt og funn	3775	3454	258	7565
Uoppdagede ressurser	1385	2010		3395
Solgt mengde per 31. desember 1995	1317	454	41	1824

Reserver

Tabell 2.1.b
Endringer i de oppdagede ressursene

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Nye funn	50,0	80,0		130,0
Justeringer av felt og funn	338,6	80,3	25,6	452,3
Sum endringer i de opprinnelige, oppdagede ressursene	388,6	160,3	25,6	582,3
Endring i gjenværende potensial for forbedret ressursutnyttelse	-234,0			-234,0
Sum endring i totalanslag for felt og funn	154,6	160,3	25,6	348,3
Produksjon	-157,2	-27,8	-6,5	-193,4
Endring i uoppdagede ressurser	-50,0	-80,0		-130,0
Sum endring i de gjenværende, totale ressursene	-52,6	52,5	19,1	24,9

Tabell 2.1.c
Opprinnelige petroleumsreserver i felt med avsluttet produksjon

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Mime	0,4	0,1		0,5
Nordøst Frigg		11,8	0,1	11,9
Odin		26,6		26,6
Sum	0,4	38,5	0,1	39,1

Tabell 2.1.d
Petroleumsreserver i felt i produksjon

	OPPRINNELIG SALGBAR				GJENVÆRENDE			
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Nordsjøen:								
Albuskjell	7,4	16,1	1,0	24,8	0,2	1,1	0,0	1,3
Brage	46,2	1,9	0,8	49,1	33,6	1,5	0,6	35,8
Cod	2,9	7,4	0,5	11,0	0,1	0,5	0,0	0,6
Edda	4,9	2,1	0,2	7,3	0,4	0,2		0,6
Ekofisk	404,0	157,4	15,0	580,8	198,9	61,8	6,5	269,2
Eldfisk	79,2	58,3	4,7	143,6	20,7	32,3	2,0	55,6
Embla	7,3	4,8	0,5	12,8	4,0	3,8	0,4	8,3
Frigg ¹⁾		111,5	0,4	112,0		0,8	0,0	0,8
Frøy	15,8	3,2	0,2	19,3	14,9	3,0	0,2	18,3
Gullfaks	308,7	21,9	2,5	333,9	134,3	10,1	1,2	146,0
Gullfaks Vest	2,9	0,3		3,2	1,8	0,3		2,1
Gyda ²⁾	30,6	3,9	1,7	36,7	11,4	1,4	0,7	13,7

	OPPRINNELIG SALGBAR				GJENVÆRENDE			
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Gyda Sør ²⁾	1,5	0,9	0,2	2,7	1,5	0,9	0,2	2,7
Heimdal	6,8	40,6		47,4	2,0	7,6		9,6
Hod	9,3	2,3	0,3	11,9	4,3	1,3	0,2	5,8
Lille-Frigg	1,7	4,2	0,0	5,9	0,9	3,0	0,0	3,9
Loke ³⁾		3,4	1,4	5,2		3,4	1,4	5,2
Murchison ⁴⁾	12,5	0,4	0,4	13,4	0,8	0,1	0,0	0,9
Oseberg	325,0	90,9		415,9	159,2	90,9		250,1
Oseberg Vest	2,0	7,5		9,5	1,1	7,5		8,6
Sleipner Øst ³⁾		41,0	26,0	74,8		31,0	19,1	55,9
Snorre	189,2	10,1	5,5	206,5	159,5	8,8	4,5	174,1
Statfjord ⁵⁾	538,0	57,0	15,0	614,5	110,2	26,2	6,3	144,6
Statfjord Nord	27,6	1,9	0,4	30,0	25,1	1,8	0,4	27,3
Statfjord Øst	24,7	3,0	0,7	28,6	20,9	2,8	0,7	24,5
Tommeliten	3,8	9,5	0,6	14,0	0,4	1,6	0,1	2,0
Gamma								
Tor	25,0	11,3	1,2	37,8	5,3	1,0	0,1	6,4
Tordis	29,6	2,0	0,7	32,5	23,9	1,6	0,5	26,2
Troll Vest olje (fase II)	71,0	19,3		90,3	67,0	19,3		86,3
Ula	69,1	3,6	2,6	76,1	17,3	0,2	0,5	18,2
Valhall	130,9	32,0	5,1	169,5	88,1	23,4	3,4	116,0
Veslefrikk	54,4	2,7	1,0	58,4	31,3	1,9	0,3	33,5
Vest Ekofisk	12,2	27,0	1,5	41,1	0,2	1,5	0,1	1,7
Øst Frigg		9,3	0,1	9,4		0,8	0,0	0,8
Sum	2444,2	768,7	90,0	3329,9	1139,1	353,2	49,5	1556,6
Norskehavet:								
Draugen	94,5			94,5	83,5			83,5
Heidrun	133,0	12,5		145,5	132,1	12,5		144,6
Sum	227,5	12,5		240,0	215,6	12,5		228,1
Totalt	2671,7	781,2	90,0	3569,9	1354,7	365,7	49,5	1784,8

- 1) Dette er norsk andel: 60,82 %
 2) Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet.
 Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Gyda.

- 3) Produksjonen fra Sleipner Øst og Loke måles samlet.
 Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Sleipner Øst.
 4) Dette er norsk andel: 22,2 %
 5) Dette er norsk andel: 85,46869 %

Tabell 2.1.e
Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Nordsjøen:				
Gungne		2,1	0,9	3,3
Sleipner Vest		126,9	33,7	170,7
Tordis Øst	5,4	0,5	0,5	6,5
Troll Øst (fase I)		825,0	20,0	851,0
Vigdis	33,9	2,4		36,3
Yme	10,5			10,5
Sum	49,8	956,9	55,1	1078,3
Norskehavet:				
Njord	37,5	14,0		51,5
Norne	76,2	15,6		91,8
Sum	113,7	29,6		143,3
Totalt	163,5	986,5	55,1	1221,6

Tabell 2.1.f
Petroleumsressurser i funn med konkrete utbyggingsplaner

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Nordsjøen:				
15/9-19 SR	4,8	0,8		5,6
15/12-4 Varg	9,8			9,8
25/8-5 S	24,0	5,0		29,0
25/11-1 Balder	39,3			39,3
25/11-15 Hermod	60,0	0,9		60,9
30/2-1 Huldra	7,9	22,3		30,2
30/6-5 Oseberg Øst	19,0	1,0		20,0
30/9-3 Omega Nord	14,2	10,7		24,9
30/9-6	2,0	0,9		2,9
30/9-10 Omega Sør	12,5	1,8		14,3
30/9-13 S	8,1	3,2		11,3
30/9-16	3,8	1,2		5,0
31/2-1 Troll Vest gass (fase III)		407,0	11,0	421,3
31/2-1 Troll Vest olje (fase II B)	74,0	68,0		142,0
34/7-21	11,0			11,0
34/7-23 S	3,9			3,9
34/8-1 Visund	48,4	56,4	2,1	107,5
34/10-2 Gullfaks Sør	20,1	62,5	17,8	105,7
34/10-17 Rimfaks	20,3	17,0		37,3
34/10-37	2,1	0,7		2,8
Sum	385,2	659,4	30,9	1084,7
Norskehavet:				
Åsgard:				
6506/12-1 Smørbukkk	53,5	98,0	21,6	179,6
6506/12-3 Smørbukkk Sør	23,5	21,0		44,5
6507/11-1 Midgard		113,0	12,7	129,5
Sum	77,0	232,0	34,3	353,6
Totalt	426,2	891,4	65,2	1438,3

Tabell 2.1.g
Petroleumsressurser i funn uten konkrete utbyggingsplaner

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Nordsjøen:				
1/2-1 ¹⁾	2,9	0,4		3,3
1/3-3	1,2	0,3		1,5
1/3-6	3,3	5,8		9,1
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,2	3,5	0,3	7,1
2/2-5	0,9			0,9
2/4-17 Tjalve	0,9	2,4		3,3
2/5-3 Sørøst Tor	0,8	0,3		1,1
2/7-22		0,6		0,6
2/7-29	3,0			3,0
2/12-1 Mjølnar	1,5	0,7		2,2
3/7-4 Trym		3,0	0,6	3,8
6/3-1 Pi	0,8	0,4		1,2
7/7-2	2,7	0,1		2,8
7/8-3	3,6	0,2	1,1	5,2
15/3-1 S	4,6	19,4		24,0
15/3-4	2,2	1,3		3,5
15/5-1 Dagny		5,8	2,0	8,4
15/8-1 Alpha		4,1	0,9	5,2
15/12-8			1,0	1,3
16/7-2		1,8		1,8
16/7-4	1,4	8,0		9,4
24/6-1 Peik		9,1	3,0	13,0
24/9-6	4,0			4,0
25/2-5 Lille Frøy	1,2	1,5	0,3	3,1
25/4-6 S Vale	3,4	2,5		5,9
25/5-3 Skirne		5,2	0,4	5,7

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
25/5-4 Byggve	0,6	3,1	0,0	3,7
25/6-1	2,0			2,0
25/8-1	7,0			7,0
30/6-18 Kappa	3,1	3,4		6,5
30/7-2	1,5	0,4		1,9
30/7-6 R Hild	7,7	33,2		40,9
30/9-4 S	0,8	1,2		2,0
30/9-7	0,8	0,3		1,1
30/9-9	1,6	0,6		2,2
30/9-15	2,8			2,8
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		75,0
34/11-1		45,0	14,3	63,6
35/9-1 R	5,0	11,5		16,5
35/11-2	1,5	4,9	2,6	9,8
35/11-4 R	9,0	8,6		17,6
35/11-7	9,0	4,0		13,0
Sum	100,2	261,3	26,5	395,9
Norskehavet:				
6406/3-2 Trestakk	4,8	1,2		6,0
6407/1-2 Tyrihans Sør		11,5	3,8	16,4
6407/1-3 Tyrihans Nord	2,5	16,0	1,5	20,5
6407/6-3 Mikkel	1,0	17,4	2,6	21,8
6506/11-2 Lange		2,0	3,4	6,4
6507/2-2		6,8		6,8
6507/3-1 Alve	2,9	10,5	1,0	14,7
6507/8-4	3,2	1,8		5,0
6608/10-4	1,3			1,3
Sum	15,7	67,2	12,3	98,9
Barentshavet:				
7120/7-1		15,1		15,1
7120/7-2 Askeladd Sentral		10,4		10,4
7120/8-1 Askeladd		55,7		55,7
7120/9-1 Albatross		38,0		38,0
7121/4-1 Snøhvit	6,7	83,0	9,2	101,7
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,5		3,5
7121/5-2 Beta	3,1	0,5		3,6
7121/7-2 Albatross Sør		5,8		5,8
7122/6-1	3,2	3,7		6,9
7124/3-1		2,1		2,1
Sum	13,0	217,8	9,2	242,8
Totalt	128,9	546,3	48,0	737,5

1) Dette er norsk andel

Tabell 2.1.h

Petroleumsressurser i funn i tilbakelevert område, små tekniske funn og nye funn

	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Totalt mill Sm ³ o.e.
Funn i tilbakelevert område	11	110		121
Små, tekniske funn og nye funn i 1995	70	100		170
Sum	81	210		291

**ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE
ÅRSBERETNING**

Felt i produksjon/besluttet utbygd

Det har vært foretatt en rekke revurderinger av reserveanslagene i løpet av 1995, som vist i tabell 2.1.i. Årsakene til de viktigste endringene er omtalt under:

Draugen

Økningen i reserver skyldes høyere utviningsgrad på grunn av økt antall produksjonbrønner.

Ekofisk

Økningen i olje- og gassreservene skyldes forventet lavere restoljemetning etter vannflømming, mer optimal produksjon fra nye brønner samt framtidig nedblåsning av reservoaret.

Eldfisk

Økningen er basert på høyere utvinningsgrad ved produksjon fra horisontale brønner.

Embla

Økningen skyldes ny tolkning av reservoaret etter trykktesting av alle brønnene.

Frøy

Høyere reserveanslag er basert på informasjon fra de fire første brønnene på feltet.

Gullfaks

Økningen skyldes forventninger til bedre ressursutnyttelse og forlenget produksjonsperiode. Dessuten er ressursene i Lundeforماسjonen medregnet i reservene.

Heidrun

Økningen i reserveanslaget skyldes ny geofaglig og reservoarteknisk evaluering av hele feltet.

Hod

Økningen skyldes at reserver fra det såkalte «Sadelområdet» er medregnet.

Oseberg

Økningen skyldes at Oljedirektoratet har utarbeidet egne prognoser for forbedret ressursutnyttelse som tar hensyn til trykkstøtte, resirkulering av gass og ny brønnteknologi.

Sleipner Øst

Endringen skyldes at gassen som tidligere ble rapportert som våtgass, nå rapporteres som tørrgass.

Snorre

Høyere reserveanslag skyldes hovedsakelig en optimalisering av utvinningsstrategien.

Statfjord Øst

Økningen er basert på resultatene fra nye reservoarstudier.

Tor

Endringen skyldes at antatt produksjonsperiode er forlenget med 4 år til 2011.

Valhall

Økningen skyldes at et vanninjeksjonsprosjekt er medregnet. Det er forventet at rettighetshaverne vil ta beslutning om igangsetting av prosjektet i løpet av våren 1996.

Gungne

Reduksjonen skyldes ny kartlegging i forbindelse med PUD.

Njord

Økningen skyldes at det er gjennomført ny reservoar-simulering i forbindelse med PUD.

Funn

Endringer i ressursanslag fra 1994-1995 er gitt i tabell

2.1.i. Funn med større endringer er kommentert spesielt.

15/12-4 Varg

Etter operatørskiftet har den nye operatøren rapportert noe lavere ressurser enn den tidligere. Ressursene er nedjustert etter videre geofaglig og reservoarteknisk arbeid.

25/11-1 Balder

Økningen skyldes at nye studier viser lavere restoljemetning etter vannflømming, økt permeabilitet og mer tilstedeværende ressurser.

30/9-10 Omega Sør

Høyere ressursanslag skyldes ny kartlegging av funnet.

30/9-13 S

Ressurstillene er økt noe på grunn av ny kartlegging.

31/2-1 Troll Vest gassprovins (fase II B og III)

På bakgrunn av at PUD for oljesonen i Troll Vest gassprovins er under planlegging, inkluderer nå Oljedirektoratet disse ressursene i det totale ressursregnskapet. Oljedirektoratet benytter operatøren av Troll fase III sitt ressursanslag for utvinnbare gassressurser.

34/8-1 Visund

Høyere anslag for olje skyldes endringer i den planlagte reservoarstyringen, blant annet ved resirkulering av gass. Gassressursene er økt blant annet fordi tidligere anslag for brenngass nå er medregnet i de salgbare ressursene.

34/10-2 Gullfaks Sør

Økningen i gassvolum skyldes at gass som tidligere ble beregnet for leveranse til 34/10-17 Rimfaks, nå inngår i de salgbare ressursene. For øvrig skyldes endringen i ressurser en omlegging av beregningsmåten for dette funnet.

34/10-17 Rimfaks

Høyere ressursanslag skyldes at avgrensingsbrønn 34/10-38 S påviste nye ressurser og at det er foretatt ny kartlegging og mer utfyllende analyser av reservoaret i forbindelse med PUD.

6506/12-1 Smørbukk**6506/12-3 Smørbukk Sør****6507/11-1 Midgard**

Disse tre funngruppene, som til sammen vil utgjøre Åsgardfeltet, gjennomgår for tiden reevaluering i forbindelse med en samordnet utbygging. Ressursestimatene som er anvendt i denne årsberetningen, er operatørens anslag i forbindelse med PUD. Oljedirektoratets egne ressursestimater er ikke beregnet ut fra en samordnet utbygging og er derfor ikke direkte sammenlignbare. Neste år vil Oljedirektoratet rapportere ett samlet ressursestimater for feltet.

7/8-3

Endringen skyldes ny kartlegging basert på 3D-seismikk skutt i 1994.

15/3-1 S

Økningen skyldes rekartlegging og nye reservoar-simuleringer.

24/6-1 Peik

Operatøren har oppjustert ressursanslaget i forbindelse med en omlegging av rapporteringsrutinene.

25/4-6 S Vale

Endringen skyldes at operatøren har oppjustert ressursanslaget i forbindelse med en omlegging av rapporteringsrutinene.

30/6-18 Kappa

Endringen skyldes at en feil i innrapporteringen i 1994 nå er rettet opp.

34/7-21

Økningen skyldes en oppdatering av den geologiske modellen.

6507/2-2

Økningen skyldes rekartlegging og forbedret reservoarforståelse.

Navneendringer foretatt i 1995

Navneendringer foretas normalt etter søknad fra operatøren. Funn som har et godkjent feltnavn, endrer navn ved godkjenningen av plan for utbygging og drift ved at funnbrønnen foran navnet faller bort.

Enkelte funn har et uoffisielt navn som er i vanlig bruk. Dette er i enkelte tilfeller også brukt i denne årsberetningen sammen med funnbrønnen. Dersom operatøren søker om godkjenning av et annet navn, vil navnet bli endret. Funnbrønnen forblir imidlertid alltid den samme. I tillegg har Oljedirektoratet foretatt noen små endringer i benevnelsene til enkelte funn i forhold til tidligere årsberetninger.

De navneendringer som er foretatt i 1995 er:

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Gungne	15/9-15 My
Njord	6407/7-1 S Njord
Norne	6608/10-2 Norne
Oseberg Vest	30/6 Gamma Nord
Tordis Øst	34/7-22
Yme	9/2-1 Yme
15/12-4 Varg	15/12-4 Beta
15/3-1 S	15/3-1,3

Tabell 2.1.i**Endringer i reserve/ressursanslag i årsberetningene 1994-1995**

	Årsberetning 1994			Årsberetning 1995			Endringer fra 1994 til 1995		
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn
Felt i produksjon									
Albuskjell	7,4	15,8	1,0	7,4	16,1	1,0		0,3	
Brage	46,2	2,0	0,8	46,2	1,9	0,8		-0,1	
Cod	2,9	7,3	0,5	2,9	7,4	0,5	0,0	0,1	0,0
Draugen	92,0			94,5			2,5		
Edda	4,8	2,1	0,2	4,9	2,1	0,2	0,1		
Ekofisk	359,7	150,8	14,1	404,0	157,4	15,0	44,3	6,6	0,9
Eldfisk	70,7	44,9	3,7	79,2	58,3	4,7	8,5	13,4	1,0
Embla	5,0	3,0	0,3	7,3	4,8	0,5	2,3	1,8	0,2
Frigg		110,9	0,4		111,5	0,4		0,6	
Frøy	13,9	3,0	0,2	15,8	3,2	0,2	1,9	0,2	0,0
Gullfaks	281,0	21,5	2,2	309,0	21,9	2,5	27,7	0,4	0,3
Heidrun	87,3	37,8		133,0	12,5		45,7	25,3	
Heimdal	6,5	38,6		6,8	40,6		0,3	2,0	
Hod	7,9	2,0	0,3	9,3	2,3	0,3	1,4	0,3	0,0
Lille-Frigg	3,6	7,0		1,7	4,2	0,0	-1,9	-2,8	0,0
Loke	1,4	5,8	0,7		3,4	1,4	-1,4	-2,4	0,7
Murchison	12,0	0,4	0,3	12,5	0,4	0,4	0,5	0,0	0,0
Oseberg	310,0	88,9		325,0	90,9		15,0	2,0	
Oseberg Vest	1,3	6,2		2,0	7,5		0,7	1,3	
Sleipner Øst		47,8	30,4		41,0	26,0		-6,8	-4,4
Snorre	173,3	6,9	3,6	189,2	10,1	5,5	15,9	3,2	1,9
Statfjord	530,0	57,0	16,0	538,0	57,0	15,0	8,0		-1,0
Statfjord Nord	29,0	2,4		27,6	1,9	0,4	-1,4	-0,5	0,4
Statfjord Øst	19,4	2,4	0,7	24,7	3,0	0,7	5,3	0,6	
Tommeliten Gamma	3,8	9,7	0,5	3,8	9,5	0,6	0,0	-0,2	0,1
Tor	21,3	10,8	1,1	25,0	11,3	1,2	3,7	0,5	0,1
Tordis	29,0	2,0	1,0	29,6	2,0	0,7	0,6		-0,3
Troll Vest (fase 2) olje	71,0	17,5		71,0	19,3			1,8	
Ula	69,1	4,7	2,7	69,1	3,6	2,6		-1,1	-0,1
Valhall	100,7	26,3	4,1	130,9	32,0	5,1	30,2	5,7	1,0
Veslefrikk	52,8	2,3	0,9	54,4	2,7	1,0	1,6	0,4	0,1
Vest Ekofisk	12,2	27,2	1,4	12,2	27,0	1,5		-0,2	0,1
Øst Frigg		8,8	0,1		9,3	0,1		0,5	

	Årsberetning 1994			Årsberetning 1995			Endringer fra 1994 til 1995		
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn
Felt besluttet utbygd									
Gungne		4,4	1,9		2,1	0,9		-2,3	-1,0
Njord	35,0	7,2		37,5	14,0		2,5	6,8	
Tordis Øst	5,5			5,4	0,5	0,5	-0,1	0,5	0,5
Yme	5,8			10,5			4,7		
Funn med konkrete planer									
15/9-19 SR	6,5			4,8	0,8		-1,7	0,8	
15/12-4 Varg	12,3			9,8			-2,5		
25/8-5 S ¹⁾				24,0	5,0		24,0	5,0	
25/11-1 Balder	32,2			39,3			7,1		
25/11-15 Hermod	60,0	1,8		60,0	0,9			-0,9	
30/9-3 Omega Nord	16,6	8,0		14,2	10,7		-2,4	2,7	
30/9-6	2,0	0,2		2,0	0,9			0,7	
30/9-10 Omega Sør	3,2			12,5	1,8		9,3	1,8	
30/9-13 S	7,5	1,7		8,1	3,2		0,6	1,5	
30/9-16 ¹⁾				3,8	1,2		3,8	1,2	
31/2-1 Troll Vest gass (fase III)		463,0	10,8		407,0	11,0		-56,0	0,2
31/2-1 Troll Vest olje (fase II B)				74,0	68,0		74,0	68,0	
34/7-21	13,6			11,0			-2,6		
34/7-23 S ¹⁾				3,9			3,9		
34/8-1 Visund	47,0	51,0		48,4	56,4	2,1	1,4	5,4	2,1
34/10-2 Gullfaks Sør	25,6	56,1		20,1	62,5	17,8	-5,5	6,4	17,8
34/10-17 Rimfaks	13,0	10,0		20,3	17,0		7,3	7,0	
6506/12-1 Smørbukk		95,0	35,0	53,5	98,0	21,6	53,5	3,0	-13,4
6506/12-3 Smørbukk Sør	31,0	24,0		23,5	21,0		-7,5	-3,0	
6507/11-1 Midgard	1,3	87,0	13,0		113,0	12,7	-1,3	26,0	-0,3
Funn uten konkrete planer									
1/2-1	3,0			2,9	0,4		-0,1	0,4	
1/9-1 Tommeliten Alpha	2,5	2,7	0,5	3,2	3,5	0,3	0,7	0,8	-0,2
2/2-5 ²⁾				0,9			0,9		
2/4-17 Tjalve	1,0	2,1		0,9	2,4		-0,1	0,3	
2/5-3 Sørøst Tor	2,5	2,0		0,8	0,3		-1,7	-1,7	
2/7-22	0,6	1,4			0,6		-0,6	-0,8	
3/7-4 Trym	1,1	4,1			3,0	0,6	-1,1	-1,1	0,6
6/3-1 Pi	0,8			0,8	0,4			0,4	
7/8-3	6,2			3,6	0,2	1,1	-2,6	0,2	1,1
15/3-1 S	5,2	10,5		4,6	19,4		-0,6	8,9	
15/5-1 Dagny		6,1	1,4		5,8	2,0		-0,3	0,6
15/8-1 Alpha		4,3	3,6		4,1	0,9		-0,2	-2,8
15/12-8	0,6	1,3				1,0	-0,6	-1,3	1,0
16/7-2 ²⁾					1,8			1,8	
24/6-1 Peik	0,9	3,1			9,1	3,0	-0,9	6,0	3,0
24/9-6 ³⁾				4,0			4,0		
25/4-6 S Vale	1,3	1,0	0,3	3,4	2,5		2,1	1,5	-0,3
25/5-3 Skirne		3,3	0,3		5,2	0,4		1,9	0,1
25/5-4 Byggve	0,6	2,6		0,6	3,1	0,0		0,5	0,0
30/6-18 Kappa	1,0	3,6		3,1	3,4		2,1	-0,2	
30/7-2 ²⁾				1,5	0,4		1,5	0,4	
30/7-6 R Hild	6,6	27,6		7,7	33,2		1,1	5,6	
30/9-4 S	0,3	0,2		0,8	1,2		0,5	1,0	
30/9-7	0,9			0,8	0,3		-0,1	0,3	
30/9-9		1,7		1,6	0,6		1,6	-1,1	
30/9-15 ¹⁾				2,8			2,8		
34/11-1 ¹⁾					45,0	14,3		45,0	14,3
35/11-2	4,6	4,9		1,5	4,9	2,6	-3,1		2,6
6406/3-2 Trestakk	4,8			4,8	1,2			1,2	
6407/1-2 Tyrihans Sør		11,5	5,1		11,5	3,8			-1,3
6407/1-3 Tyrihans Nord	2,5	15,4	2,0	2,5	16,0	1,5		0,6	-0,5
6407/6-3 Mikkel		18,2	3,7	1,0	17,4	2,6	1,0	-0,8	-1,1
6506/11-2 Lange		1,6	2,8		2,0	3,4		0,4	0,6
6507/2-2	0,5	2,6			6,8		-0,5	4,2	
6507/3-1 Alve		11,0		2,9	10,5	1,0	2,9	-0,5	1,0

	Årsberetning 1994			Årsberetning 1995			Endringer fra 1994 til 1995		
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn
6507/8-4	7,3	1,9		3,2	1,8		-4,1	-0,1	
6608/10-4 ¹⁾				1,3			1,3		
7120/7-1		22,5			15,1			-7,4	
7120/7-2 Askeladd Sentral		9,9			10,4			0,5	
7120/8-1 Askeladd		49,8			55,7			5,9	
7120/9-1 Albatross		41,7			38,0			-3,7	
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,3			3,5			0,2	
7121/5-2 Beta		4,3		3,1	0,5		3,1	-3,8	
7121/7-2 Albatross Sør		10,8			5,8			-5,0	
7122/6-1		11,0		3,2	3,7		3,2	-7,3	
Diverse justeringer									
Små, tekniske funn							11,0	5,8	
Nye funn i 1994 ⁴⁾	65,0	55,0					-65,0	-55,0	
Sum							338,6	80,3	25,6

1) Funn som ble gjort i 1994, og som i årsberetningen for 1994 ikke hadde egne ressursanslag.

2) Eldre funn som i 1994 er oppjustert fra lite teknisk funn, uten eget ressursanslag, til klassen for funn uten konkrete utbyggingsplaner.

3) 24/9-6 ble boret i 1994 som avgrensingsbrønn til 24/9-5-funnet. Brønnen gjorde et nytt funn og er etter evaluering i 1995 reklassifisert til undersøkelsesbrønn. 24/9-6 hadde ikke eget ressursanslag i årsberetningen for 1994.

4) Samleianslaget for funn som ble gjort i 1994 blir «avregnet» mot nye ressursanslag for disse funnene (se fotnote 1) og mot justeringer i små, tekniske funn.

FORBEDRET RESSURSUTNYTTELSE

Av 31 oljefelt i produksjon eller besluttet utbygd per desember 1995, har 25 reservoar i sandstein, og reservene for disse er estimert til 2098 millioner Sm³ olje. Dette tilsvarer en forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad fra sandsteinsfeltene på ca 43 %. Oljereservene i 6 oljefelt med krittreservoar er estimert til 653 millioner Sm³ med gjennomsnittlig utvinningsgrad på ca 33 %. Dette innebærer at gjennomsnittlig utvinningsgrad for alle norske oljefelt nå er på ca 40 %.

I løpet av de siste årene er det utført en rekke studier, både av rettighetshaverne og Oljedirektoratet, for å estimere potensialet for å øke utvinningsgraden for olje. Disse studiene varierer fra generelle mulighetsstudier, som ofte omfatter en rekke felt, til detaljerte simuleringsstudier for enkeltfelt. Studiene omfatter også mange ulike metoder, fra tiltak for bedre reservoarstyring og reduserte drifts-kostnader til bruk av avanserte utvinningsmetoder. Slike metoder blir det forsket på i ulike sammenhenger, blant annet i forskningsprogrammene RUTH og PROFIT som er nærmere omtalt i kapittel 5.

Oljedirektoratet ser et fremtidig stort potensiale ved forbedret ressursutnyttelse. Dette omfatter både tiltak for å øke utvinningsgraden fra det enkelte reservoar og muligheten for å fase inn tilleggsressursene til feltene.

2.1.1 PRODUKSJONSPROGNOSE

Flere av de produserende oljefeltene på norsk sokkel, inkludert de største feltene Gullfaks, Oseberg og Statfjord, er i eller nærmer seg en avtrappingsfase. Dette gir en økt grad av usikkerhet knyttet til den kortsiktige produksjonen for disse feltene. I 1996 er ca 80 % av produksjonen fra norsk sokkel fra felt som produserer på platå. Omkring 2003 forventes det at alle felt som per 31. desember 1995 er i drift og besluttet utbygd, vil være i avtrappingsfasen. På lengre sikt vil derfor den største usikkerheten for disse være knyttet til avtrappingsraten. Mer utvinning fra feltene på platå kan medføre en større avtrappingsrate. Tilleggsressurser på feltene, bedre utvinningsgrad enn forventet, forbedret ressursutnyttelse samt innfasing av satellittfelt er faktorer som kan redusere produksjonsfallet, øke utvinningen og dermed også levetiden for feltene.

I år 2000 er produksjonen fra felt i drift og besluttet utbygd per 31. desember 1995, vurdert til å være mellom 115 (2 millioner fat per dag) og 150 millioner Sm³ (2.6 millioner fat per dag) med en forventning på 130 millioner Sm³ (2.2 millioner fat per dag)

I kommende femårs periode vil ca 80 % av produksjonen på norsk sokkel komme fra felt som per desember 1995 er i produksjon (fig. 2.1.1.a). Usikkerheten i produksjonen fra disse feltene vil derfor ha størst betydning på kort sikt. På lengre sikt (2001-2010) vil felt i drift og felt besluttet utbygd utgjøre ca 45 % av den forventede produksjonen, mens funn forventet utbygd antas å utgjøre 25 %. Usikkerheten er her primært knyttet til størrelsen på utvinnbare ressurser. På kort sikt er imidlertid også usikkerheten knyttet til tidspunkt for produksjonsstart for funn en betydelig faktor.

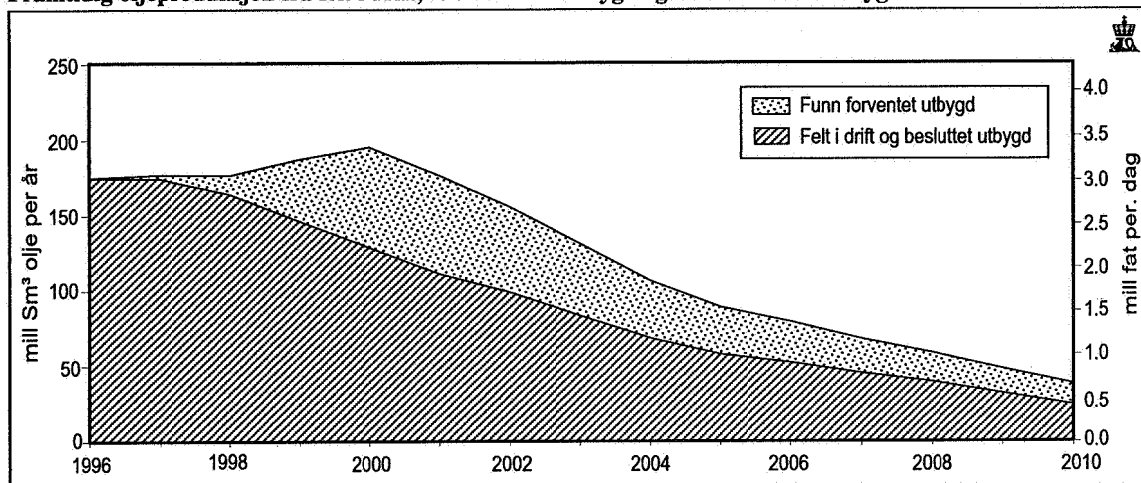
Prognosering av produksjon fra forekomster som ennå ikke er oppdaget, er basert på en rekke forutsetninger og antakelser som hver for seg er svært usikre. De viktigste usikkerhetene i prognosen er knyttet til framtidige funnstørrelser og til starttidspunkt samt frekvens av nye utbygginger. Framtidig oljepris og teknologiutvikling vil være viktige faktorer for den videre lete- og utbyggingsaktiviteten på norsk sokkel. Forbedret ressursutnyttelse fra felt i produksjon og produksjon fra uoppdagede ressurser anslås til 30 % av den forventede produksjonen i perioden 2001 til 2010.

Figur 2.1.1.b viser den forventede totale oljeproduksjon med usikkerhetsområde (prediksjonsintervall). I vurderingen av usikkerheten i framtidig oljeproduksjon

er det kun vurdert usikkerhet i oljeproduksjon for enkeltår, det er ikke gitt henholdsvis lav og høy prognose. Det høyeste nivået i norsk oljeproduksjon er forventet i år 2000 med ca 200 millioner Sm^3 (3,4 millioner fat per dag). Usikkerheten knyttet til dette estimatet er imidlertid stor. Usikkerhetsområdet i 2000 er estimert til 65 mill Sm^3 (1,1 millioner fat per dag). I 2005 er produksjonen forventet til å være 150 millioner Sm^3 (2,6 millioner fat per dag) med et prediksjonsintervall på 100 millioner Sm^3 (1,7 millioner fat per dag).

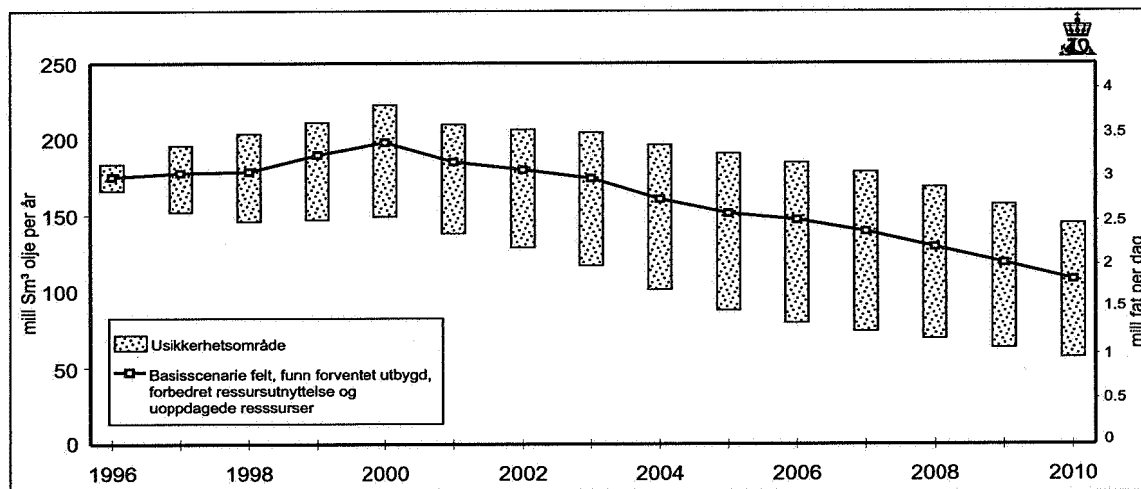
Figur 2.1.1.a

Framtidig oljeproduksjon fra felt i drift, felt besluttet utbygd og funn forventet utbygd



Figur 2.1.1.b

Basisscenarie for oljeproduksjon på norsk sokkel med usikkerhetsområde



2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING

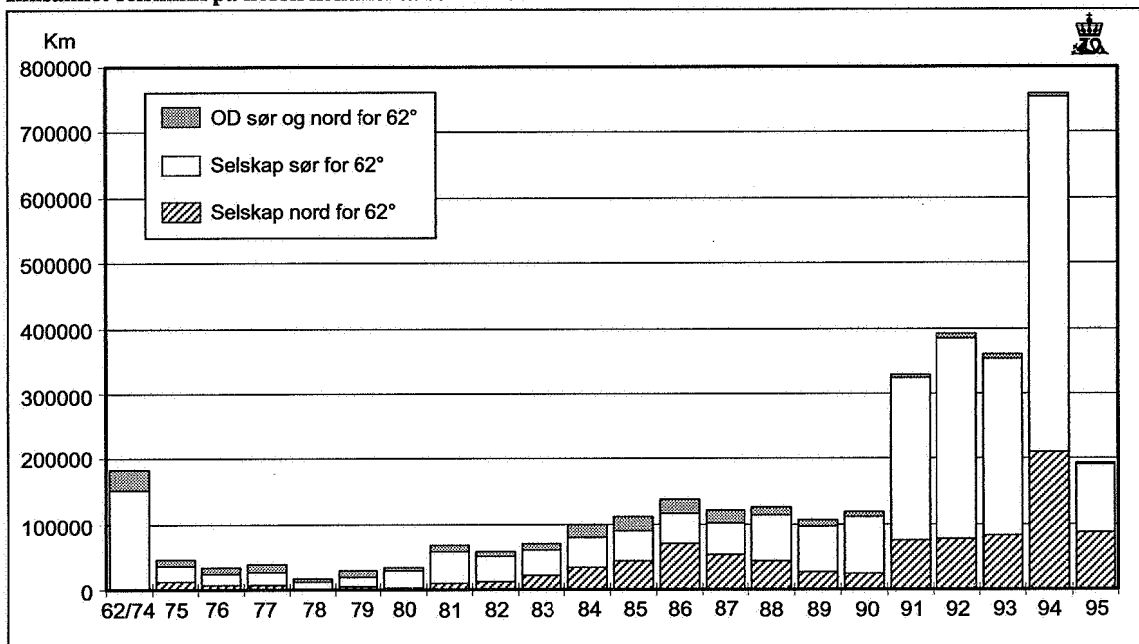
2.2.1 GEOFYSISKE OG GEOLOGISKE UNDERSØKELSER

Det ble totalt samlet inn 192 393 km seismikk på norsk sokkel i 1995. Antall kilometer refererer til cmp-linjekilometer. Figur 2.2.1 a viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall cmp-linjekilometer.

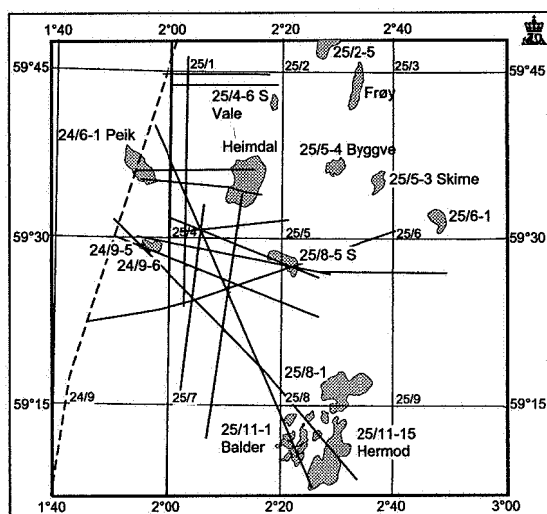
Oljedirektoratets geofysiske og geologiske undersøkelser i 1995

Oljedirektoratet samlet inn 2 117 km 2D-seismikk i løpet av 1995.

Figur 2.2.1 a
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel 1962-1995



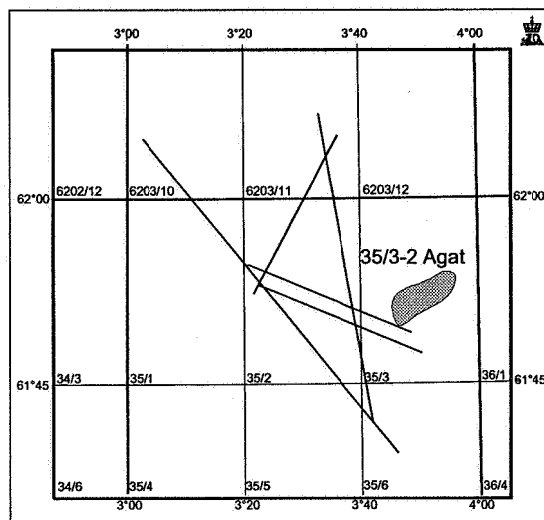
Figur 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser i Heimdal- og Balderområdet



Nordsjøen

Oljedirektoratet prioriterte i år å samle inn høyoppløsningsseismikk i Nordsjøen som et supplement til industriens innsamling av konvensjonelle 2D-data, se figurene 2.2.1.b og 2.2.1.c. Et begrenset antall linjer ble samlet inn over en del av nøkkelstrukturene med tanke på Oljedirektoratets anbefalinger i forbindelse med 15. tildelingsrunde. Dataene ble samlet inn med fartøyet «Geolog Dmitry Nalivkin» som opereres av Geoteam AS. Enkelte linjer ble registrert to ganger med ulike innsamlingsparametre. Fartøyet samlet inn i alt 899 km.

Figur 2.2.1.c
Geofysiske undersøkelser i nordlige Nordsjø



Kystnære områder

For å kunne studere kystnære sedimentasjonsbassenger og de viktigste landlineamentenes marine utstrekning, ble det foretatt en grunnseismisk undersøkelse på strekningen Utsira - Kristiansand med fartøyet «Geo Scanner», operert av Geoteam AS. Det ble samlet inn 1 178 km seismiske data, se figur 2.2.1.d. Samtidig ble det foretatt en-kanalsregistrering av data fra en liten luftkanon for å kunne studere geologien like under havbunnen og registrere eventuelle neotektoniske bevegelser.

Kystnære landområder

Kystnær seismikk viser at det er gode muligheter for å finne nedforkastede sedimentasjonsbassenger av mesozoisk eller paleozoisk alder både på Lista og Jæren. Hvis dette er tilfelle, er det mulig å prøveta bergarter som kan være prospektive på sokkelen. Det ble derfor samlet inn 8 km landseismikk på Lista og 32 km på Jæren. Det ble benyttet en vibroseiskilde med tre eller fire vibratører. Utstyret ble operert av Universitetet i Bergen.

Prosessering

Oljedirektoratet har avsluttet prosesseringen av dataene fra 1994. Det har også i år vært foretatt en god del repressering av eldre data fra det nordlige Barentshavet, og det er oppnådd til dels store forbedringer.

Gravimetrisk data

I forbindelse med de marinseismiske undersøkelsene ble det samlet inn ca 2 100 km gravimetrisk data.

Geologiske undersøkelser

I 1995 gjennomførte Oljedirektoratet grunne borer i Barentshavet Nord i områder som ikke er åpnet for leteboring. Hensikten med denne type undersøkelse er å supplere seismisk kartlegging med geologisk informasjon i form av kjerneprøver av faste bergarter under de kvartære løsmassene.

Undersøkelsen omfattet tre lokaliteter ca 50 km sørøst for Spitsbergen. Den totale kjernefangsten fra dette området var på 478 meter og omfattet bergarter av kritt og jura alder.

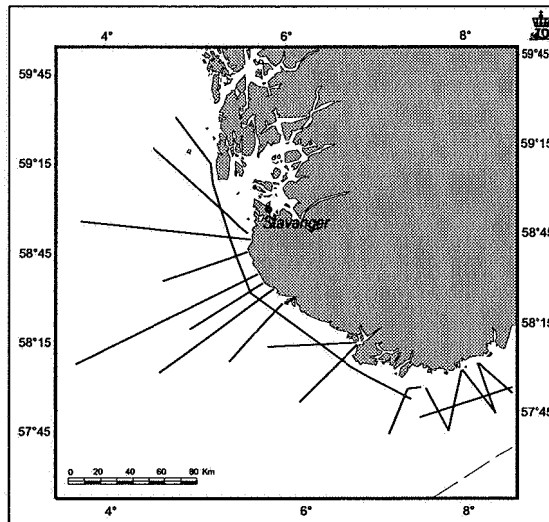
I tillegg ble to lokaliteter i Hopen djupet, som er 250 km sørøst for Hopenøya, undersøkt. Kjernefangsten var på 331 meter og omfattet bergarter av trias alder.

Den kvartære overdekningen i de to områdene varerte fra 1 meter til 13 meter.

Følgende borer ble gjennomført :

Lokalitet	Koordinater	Dybde under havbunn
7534/04-U-01	75° 44' 17.33" N 34° 12' 21.32" Ø	233,55 m
7534/06-U-01	75° 33' 33.72" N 34° 55' 43.20" Ø	121,10 m
7618/12-U-01	76° 11' 08.11" N 18° 39' 59.95" Ø	198,5 m
7618/09-U-01	76° 19' 28.88" N 18° 55' 37.64" Ø	170,6 m
7619/08-U-01	76° 29' 57.65" N 19° 28' 20.47" Ø	138,7 m

Figur 2.2.1.d
Grunnseismiske undersøkelser på strekningen Utsira-Kristiansand



Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1995 ble det samlet inn 190 276 cmp-linjekilometer seismikk på norsk sokkel i regi av oljeselskaper og seismiske selskaper. Av dette er 171 498 km 3D seismikk. 82 835 km ble innsamlet i Nordsjøen og 107 441 km i Norskehavet og Barentshavet. Aktiviteten i Nordsjøen var i 1995 bare noe over 15 % av aktiviteten i 1994. I Norskehavet og Barentshavet var nedgangen mindre, 50 % av 1994.

Norske oljeselskaper samlet inn 112 765 cmp-linjekilometer, en nedgang på 163 708 km fra 1994. Utenlandske oljeselskaper samlet inn 32 642 cmp-linjekilometer, som er en nedgang på 289 415 km fra året før.

I tillegg samlet kontraktørselskapene (Geco-Prakla, PGS Exploration, Norex, Geoteam og CGG Norge) inn 44 369 cmp-linjekilometer seismikk for egen regning. Dette er en nedgang på 111 828 km fra 1994.

2.2.2 LETEBORING

Ved årsskiftet 1994/1995 var tre letebrønner under boring.

I 1995 er det påbegynt 36 letebrønner, fordelt på 22 undersøkelsesbrønner og 14 avgrensingsbrønner. Borevirkningsheten i 1995 var 19 undersøkelses- og 11 avgrensingsbrønner i Nordsjøen og tre undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Norskehavet. I tillegg ble fire suspenderte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner.

Ved årsskiftet 1995/1996 var 7 letebrønner under boring, to av disse var gjenåpnede brønner.

Per 31. desember 1995 var det totalt påbegynt 836 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 596 undersøkelses- og 240 avgrensingsbrønner. Antallet refererer til opprinnelig klassifikasjon av brønntype, se tabell 7.3.a.

I 1995 ble det avsluttet 34 letebrønner på norsk sokkel, fordelt på 21 undersøkelsesbrønner og 13 avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 17 undersøkelses- og 11 avgrensingsbrønner i Nordsjøen, og fire undersøkelses- og to avgrensingsbrønner i Norskehavet.

Operatøransvaret for brønnene som ble avsluttet i 1995, har vært som følger: Statoil 13, Hydro 7, Esso fem, Elf tre, Saga to, Amerada to, Phillips en og Conoco en.

En undersøkelsesbrønn er en brønn som bores for å undersøke en ny klart definert geologisk enhet avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser. Avgrensingsbrønn er en brønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en påvist petroleumforekomst. Alle letebrønner har en av disse klassifiseringene når de blir påbegynt. Dersom det senere viser seg at en brønn ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen som den er gitt, blir den reklassifisert. 71 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel. 69 fra undersøkelses- til avgrensingsbrønner og to fra avgrensings- til undersøkelsesbrønner.

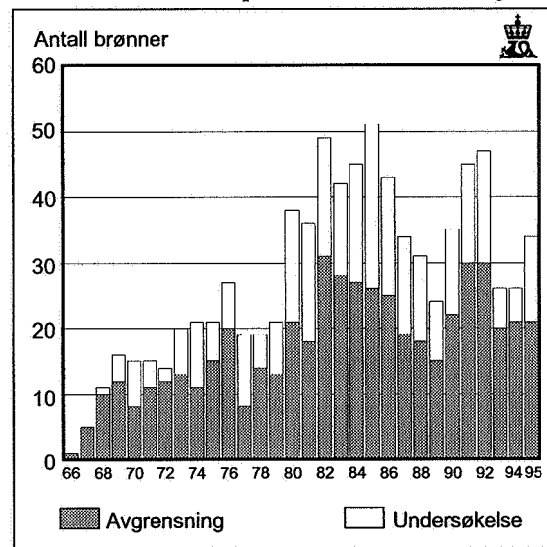
Per 31. desember 1995 var 829 letebrønner avsluttet eller suspendert på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 523 undersøkelses- og 306 avgrensingsbrønner, se figur 2.2.2. Tabell 7.3.f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1995.

Totalt er 41 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt. Suspenderte letebrønner med utstyr plassert på havbunnen på norsk sokkel er:

2/01-09 A	25/04-06 S	30/09-13 S
2/04-15 S	25/05-04	31/02-16 SR
2/04-17	25/08-05 S	31/02-18 A
2/07-23 S	25/08-06	31/05-04 AR
2/07-25 S	25/11-16	31/05-05
2/10-02	25/11-19 S	34/04-07
2/12-02 S	25/11-21 S	34/08-04 A
7/12-08	30/02-01	34/10-34
7/12-09	30/03-04	34/10-37 A
9/02-05	30/09-07	6407/07-02 R
15/09-19 SR	30/09-08 R	6407/07-04
15/12-06 S	30/09-09	6506/12-08
15/12-09 S	30/09-10	6507/08-04
25/02-13	30/09-12 A	

De norske selskapene Statoil, Hydro og Saga har hatt operatøransvaret for 22 av de påbegynte boringene hvilket tilsvarer 61,1 %. De resterende 14 boringene fordeler seg på Phillips, Esso, Amoco, BP, Elf, Conoco og Amerada Hess. Dette går fram av tabell 7.3.c.

Figur 2.2.2
Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon



2.2.3 LETEMÅL

Leteaktiviteten har også i 1995 for en stor del vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter, men antallet brønner boret mot prospekter i tertiær, viste en merkbar økning. Av de 36 letebrønnene som ble påbegynt, hadde 21 jura som hovedprospekt, 13 hadde tertiær og to hadde kritt. Sekundære prospekter fordeler seg med 10 i jura, tre i kritt, to i tertiær og ett i perm.

2.2.4 NYE FUNN I 1995

Det er avsluttet 21 undersøkelsesbrønner i 1995. Tre av undersøkelsesbrønnene er suspendert. Det er gjort 10 funn hvorav fem er bekreftet gjennom formasjonstesting. Ett funn er gjort i Norskehavet og 9 i Nordsjøen, se tabell 2.2.4.

Nærmere omtale av de ulike funnene finnes i kapittel 2.2.5.

Tabell 2.2.4
Nye funn

Letebrønn	Operatør	Hydrokarbon-type	Reservoar-nivå	Formasjons-testet	Strømningsrate (per dag)	Dyse-åpning	Funnstørrelse (utvinnbart)
15/5-5	Norsk Hydro	olje	paleocen	Ja	600 Sm ³ olje + 38000 Sm ³ gass	23,8 mm	5-15 millioner Sm ³ olje
17/3-1	Elf Petroleum	gass	mellomjura	Nei			1-3 milliarder Sm ³ gass
25/5-5	Elf Petroleum	olje	paleocen	Ja	455 Sm ³ olje + 13200 Sm ³ gass	38 mm	5-10 millioner Sm ³ olje
25/7-3	Conoco	olje	paleocen	Ja	740 Sm ³ olje + 29000 Sm ³ gass	25 mm	5-10 millioner Sm ³ olje
25/8-8 S	Esso Norge	olje	paleocen	Ja	1067 Sm ³ olje + 75900 Sm ³ gass	50 mm	8,5 millioner Sm ³ olje
30/3-7 S	Statoil	*	mellomjura	*			
30/8-1 S	Norsk Hydro	gass/kondensat	tidlig/mellomjura	*			
34/10-37	Statoil	olje	mellomjura	Nei			2 mill Sm ³ olje + 0,7 mrd Sm ³ gass
34/10-40 S	Statoil	gass	mellomjura	Nei			0,1-1 mrd Sm ³ gass
6406/2-1	Saga Petroleum	gass/kondensat	tidlig/mellomjura	Ja	250 Sm ³ kondensat + 780000 Sm ³ gass	28,6 mm	50-100 millioner Sm ³ o.e.

* Brønn 30/3-7 S og 30/8-1 S er planlagt formasjonstestet i 1996.

2.2.5 NÆRMERE BESKRIVELSE AV BORINGENE I 1995

Sørliche Nordsjø

Det ble avsluttet fire letebrønner i den sørlige del av Nordsjøen i 1995 (tabell 2.2.5.a og figur 2.2.5.a). To av letebrønnene var undersøkelsesbrønner og to var avgrensingsbrønner. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (2/8-15 og 7/12-12 S) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

Det ble gjort ett nytt funn av hydrokarboner i området i 1995.

Brønn 17/3-1, som ble boret på den sørlige marginen av Stordbassenget, påtraff små mengder gass i bergarter av mellomjura alder. Det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen.

Videre påtraff begge avgrensingsbrønnene hydrokarboner. 1/3-7 bekreftet tilstedeværelsen av gass/kondensat i 1/3-6-funnet, og 9/2-5 i Egersundsbassenget bekreftet tilstedeværelsen av olje i 9/2-3-funnet, en struktur sørvest for Ymefeltet.

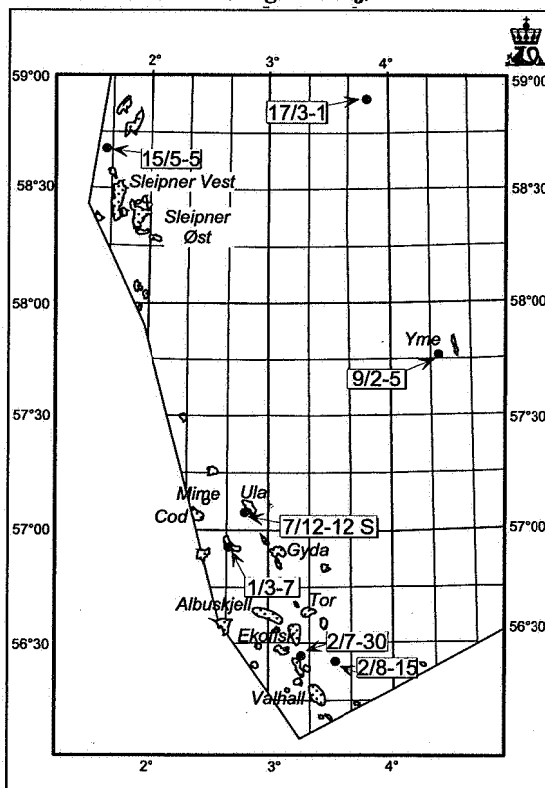
Kun 1/3-7 ble formasjonstestet. Her ble det utført en test i sandsteiner av paleocen alder. Strømningsraten ble målt til 126 Sm³ olje og 36850 Sm³ gass per dag gjennom en dyseåpning på 11 mm. Resultatet viste at 1/3-6-funnet er mer komplisert enn tidligere antatt.

Tabell 2.2.5.a

Letebrønner boret i sørlige Nordsjø

Letebrønn	Type brønn	Utv.tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
1/3-7	Avgrensning	065	Elf Petroleum	3300 meter	tertiær	gass
2/7-30	Undersøkelse	018	Phillips Petroleum	3434 meter	kritt	tørr
2/8-15	Undersøkelse	006	Amoco Norge			
7/12-12 S	Undersøkelse	019	BP Norge			
9/2-5	Avgrensning	114	Statoil	3332 meter	mellomjura	olje
17/3-1	Undersøkelse	188	Elf Petroleum	2827 meter	prekambrium	gass

Figur 2.2.5.a
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø



Sleipner- og Balderområdet

Det ble avsluttet tolv letebrønner i dette området i 1995 (tabell 2.2.5.b og figur 2.2.5.b). Syv var undersøkelsesbrønner og fem avgrensingsbrønner. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (25/10-6 S) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

Det ble gjort fire oljefunn i området i 1995.

Reservoarnivået for samtlige av disse funnene har vært tertiær. Funnene er gjort i brønnene 15/5-5, 25/5-5, 25/7-3 og 25/8-8 S. 15/5-5 ble boret like nord for feltene i Sleipnerområdet og 25/5-5, 25/7-3 og 25/8-8 S like nord for 25/11-1-Balderfunnet. Alle brønnene ble formasjonstestet og testresultatene er vist i tabell 2.2.4.

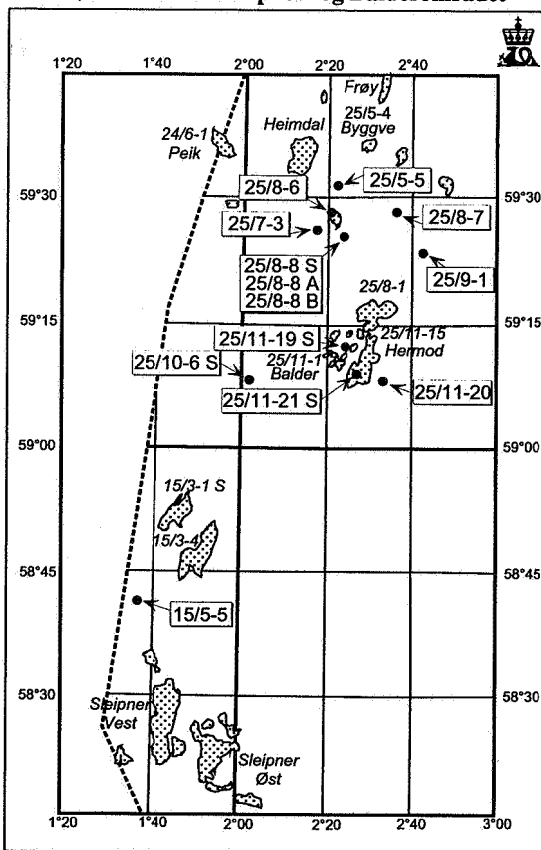
I tillegg til funnene er det boret fem avgrensingsbrønner med positive resultater.

25/8-6 ble boret for å avgrense et oljefunn som ble gjort i 1994 ved brønn 25/8-5 S. Resultatet ble en bekreftelse av funnet. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Det ble også boret to avgrensingsbrønner på 25/8-8 S-funnet som ble gjort i 1995. Brønnene (25/8-8 A og 25/8-8 B) ble boret som sidesteg ut fra 25/8-8 S, og påtraff olje. Det ble ikke utført formasjonstester i disse brønnene.

Videre ble det boret en avgrensingsbrønn (25/11-19 S) på 25/11-1 Balderfunnet. Det ble også her påvist olje i sandsteiner av tertiær alder. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Den siste av avgrensingsbrønnene (25/11-21 S) ble boret på 25/11-15-Hermodfunnet. Det ble påtruffet oljefyllt sandstein i tertiær. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

Figur 2.2.5.b**Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet****Tabell 2.2.5.b****Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet**

Letebrønn	Type brønn	Utv.tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
15/5-5	Undersøkelse	048	Norsk Hydro	2619 meter	kritt	olje
25/5-5	Undersøkelse	102	Elf Petroleum	2600 meter	tertiær	olje
25/7-3	Undersøkelse	103	Conoco	2571 meter	kritt	olje
25/8-6	Avgrensning	027 P	Esso Norge	2545 meter	kritt	olje
25/8-7	Undersøkelse	189	Amerada Hess	2355 meter	tidligjura	tørr
25/8-8 S	Undersøkelse	027 P	Esso Norge	2343 meter	jura	olje
25/8-8 A	Avgrensning	027 P	Esso Norge	2158 meter	tertiær	olje
25/8-8 B	Avgrensning	027 P	Esso Norge	2153 meter	tertiær	olje
25/9-1	Undersøkelse	189	Amerada Hess	2525 meter	trias	tørr
25/10-6 S	Undersøkelse	168	Statoil			
25/11-19 S	Avgrensning	001	Esso Norge	2019 meter	tidligjura	olje
25/11-20	Undersøkelse	169	Norsk Hydro	1802 meter	kritt	tørr
25/11-21 S	Avgrensning	169	Norsk Hydro	1931 meter	kritt	olje

Osebergområdet

Fem letebrønner ble avsluttet i Osebergområdet i 1995 (tabell 2.2.5.c og figur 2.2.5.c). Fire av disse var undersøkelsesbrønner og en var avgrensingsbrønn. To undersøkelsesbrønner 30/8-1 S og 30/3-7 S ble suspendert i løpet av året. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (30/8-1 SR og 30/8-2) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

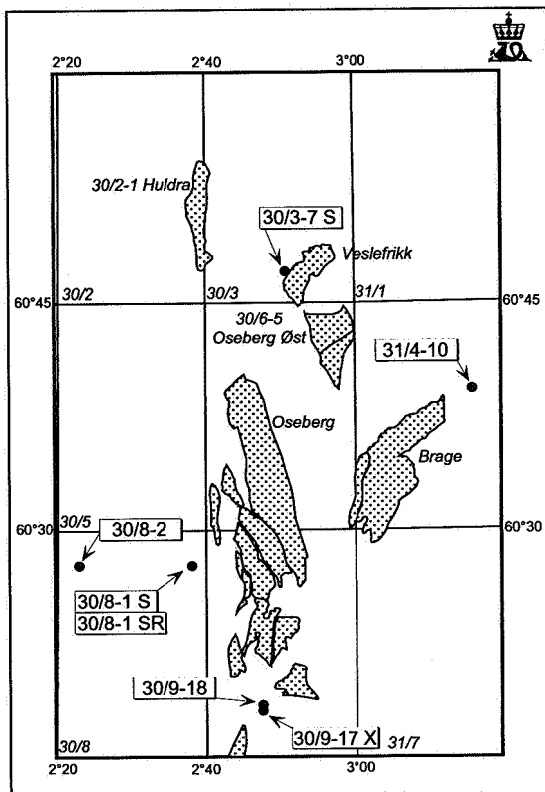
Det ble gjort to nye funn i området. Brønn 30/3-7 S som ble boret like vest av Veslefrikkfeltet, påtraff hydrokarboner i sandsteinslag av mellomjura alder. Funnet er planlagt formasjonstestet i 1996. Dette vil avklare hydrokarbontype og reservoaregenskaper.

Videre er det gjort et funn av gass/kondensat i brønn 30/8-1 S, like vest av Osebergfeltet. Også dette funnet er planlagt formasjonstestet i 1996.

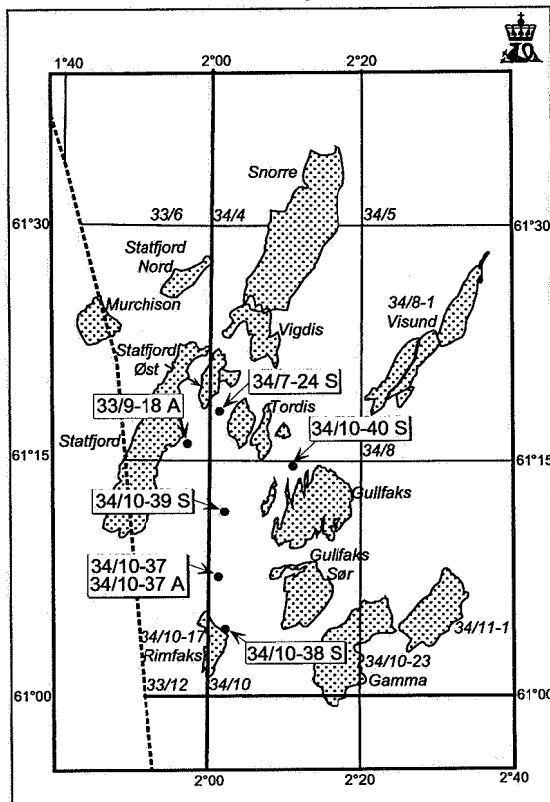
Avgrensingsbrønn, 31/4-10, ble boret nordøst av Bragefeltet. Brønnen bekreftet tilstedeværelsen av olje i Sognefjordformasjonen, en formasjon hvor det tidligere er påvist olje, men hvor det ikke er produsert fra. Brønnen ble ikke formasjonstestet.

En av brønnene, 30/9-17 X, måtte plugges og forlattes på grunn av tekniske problemer før reservoaret ble nådd. Undersøkelsesbrønn 30/9-18 erstatter denne.

Figur 2.2.5.c
Letebrønner boret i Osebergområdet



Figur 2.2.5.d
Letebrønner i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



Tabell 2.2.5.c
Letebrønner boret i Osebergområdet

Letebrønn	Type brønn	Utv.tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
30/3-7 S	Undersøkelse	052	Statoil	3994 meter	sentrias	
30/8-1 S	Undersøkelse	190	Norsk Hydro	4322 meter	tidligjura	gass/kond
30/8-1 SR	Undersøkelse	190	Norsk Hydro			
30/8-2	Undersøkelse	190	Norsk Hydro			
30/9-17 X	Undersøkelse	104	Norsk Hydro	1382 meter	tertiær	tørr
30/9-18	Undersøkelse	104	Norsk Hydro	2968 meter	jura	tørr
31/4-10	Avgrensning	055	Norsk Hydro	2328 meter	jura	olje

Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Det ble avsluttet syv letebrønner i dette området i 1995 (tabell 2.2.5.d og figur 2.2.5.d). Fire av disse var undersøkelsesbrønner og tre var avgrensingsbrønner. Ingen brønner bores ved årsskiftet.

Det ble gjort to nye funn. Brønn 34/10-37 påviste lett olje i sandsteinslag av mellomjura alder. Brønnen ble ikke formasjonstestet, men et sidesteg, avgrensningbrønn 34/10-37 A, boret ut fra brønnen, ble testet. Strømningsraten ble målt til 1969 Sm³ olje og 635 000 Sm³ gass per dag gjennom en dyseåpning på 35 mm.

Det andre funnet i området ble gjort i brønn 34/10-40 S. Her ble det påtruffet gass i sandsteiner av mellomjura alder. Det ble ikke utført formasjonstesting i brønnen.

Olje og gass ble også påtruffet i avgrensingsbrønn 34/10-38 S på den østlige delen av 34/10-17-Rinfaksfunnet. Brønnen påviste hydrokarbonene i sandsteinslag av mellom- og tidligjura alder. Det ble utført en formasjonstest i sandsteiner av tidligjura alder. Strømningsraten ble målt til 900 Sm³ olje og 200 000 Sm³ gass per dag gjennom en 14,3 mm dyseåpning.

Tabell 2.2.5.d

Letebrønner boret i Gullfaks-,Statfjord- og Snorreområdet

Letebrønn	Type brønn	Utv.tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
33/9-18 A	Undersøkelse	037	Statoil	3230 meter	jura	tørr
34/7-24 S	Avgrensning	089	Saga Petroleum	2913 meter	senjura	tørr
34/10-37	Undersøkelse	050	Statoil	2850 meter	tidligjura	olje
34/10-37 A	Avgrensning	050	Statoil	2845 meter	tidligjura	olje
34/10-38 S	Avgrensning	050	Statoil	3369 meter	trias	gass/olje
34/10-39 S	Undersøkelse	050	Statoil	3119 meter	tidligjura	tørr
34/10-40 S	Undersøkelse	050	Statoil	2294 meter	tidligjura	gass

Norskehavet

Seks letebrønner ble avsluttet i Norskehavet i 1995 (tabell 2.2.5.e og figur 2.2.5.e).

Fire av brønnene var undersøkelsesbrønner og to var avgrensingsbrønner. En undersøkelsesbrønn (6406/2-1) ble i løpet av året suspendert på grunn av borerestriksjoner. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (6406/2-1 R) og en avgrensingsbrønn (6406/2-2) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

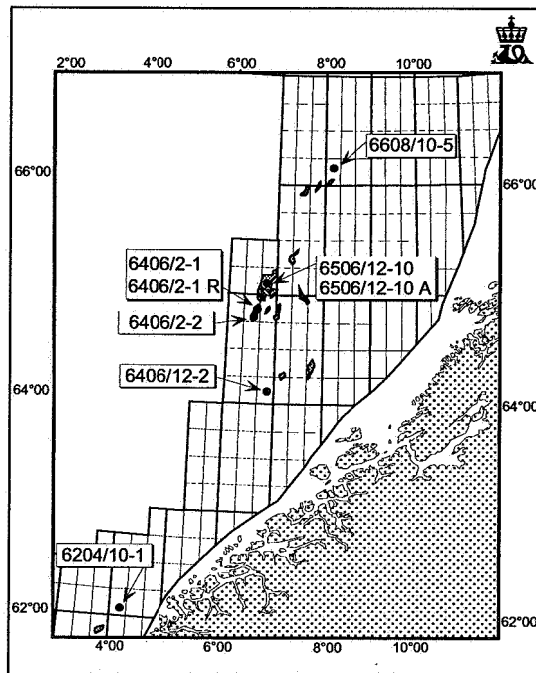
Det ble gjort ett større funn av hydrokarboner i området. Undersøkelsesbrønn 6406/2-1 som ble boret sør for 6506/12-1-Smørbukkkfunnet (del av Åsgard) fant gass og kondensat i bergarter av jura alder.

Den gjenåpnede brønnen (6406/2-1 R) ble formasjonstestet i til sammen syv ulike nivåer. Foreløpige analyser av data fra brønnen viser at reservoarkvaliteten varierer mye. Enkelte soner er svært tette, mens andre viser seg å ha svært gode produksjonsegenskaper. Operatøren var ved årsskiftet i gang med å bore den andre brønnen på strukturen (6406/2-2) for å kunne bestemme funnets størrelse.

Hydrokarboner ble også påtruffet i en avgrensingsbrønn på 6506/12-1-Smørbukkkfunnet. Brønn 6506/12-10 A fant gass/kondensat i bergarter av jura alder. Det ble utført en formasjonstest i sandsteiner av tidligjura alder. Strømningsraten ble målt til 900 Sm³ olje og 450 000 Sm³ gass per dag gjennom en 20,6 mm dysseåpning.

Figur 2.2.5.e

Letebrønner boret i Norskehavet



Tabell 2.2.5.e

Letebrønner boret i Norskehavet

Letebrønn	Type brønn	Utv.tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
6204/10-1	Undersøkelse	175	Statoil	2686 meter	senkritt	tørr
6406/2-1	Undersøkelse	199	Saga Petroleum	5268 meter	tidligjura	gass/kond
6406/2-1 R	Undersøkelse	199	Saga Petroleum			
6406/2-2	Avgrensning	199	Saga Petroleum			
6406/12-2	Undersøkelse	157	Statoil	4344 meter	senjura	tørr
6506/12-10	Avgrensning	094	Statoil	5073 meter	tidligjura	tørr
6506/12-10 A	Avgrensning	094	Statoil	5337 meter	tidligjura	gass/kond
6608/10-5	Undersøkelse	128	Statoil	3177 meter	tidligjura	tørr

Barentshavet

Ingen brønner ble boret i 1995.

Svalbard

Det har ikke vært utført leteboring på Svalbard i 1995.

2.3 FUNN

2.3.1 FUNN UTEN KONKRETE UTBYGGINGSPLANER

Ekofisk- og Valhallområdet

Oversikt over felt og funn i området er vist i figur 2.5.4.a. Karakteristisk for området er at det meste av produksjonen kommer fra krittfelt, mens de fleste leteprospekter er knyttet til sandstein på dype nivåer. Rettighetshaverne i området har i løpet av de siste årene gjort et omfattende arbeid for å definere gjenværende potensial også i krittbergarter. Det er en del mindre funn i området, og noen av disse vil kunne knyttes opp til eksisterende innretninger. Andre funn ligger for isolert eller vurderes av andre årsaker til ikke å være drivverdige på det nåværende tidspunkt.

2/12-1 Mjølnær

2/12-1 Mjølnær ligger i utvinningstillatelse 113 som ble tildelt i 1985. Funnet ligger nær delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. Amerada Hess Norge AS har i 1995 overtatt Norsk Hydro sin andel samt operatørskap i utvinningstillatelsen. Det er i 1995 igangsatt arbeid med tanke på videre utvikling av funnet. Utvinnbare ressurser er anslått til 1,5 millioner Sm³ olje og 0,7 milliarder Sm³ gass. Drivverdighetserklæring forelå i juni 1992.

3/7-4 Trym

3/7-4 Trym ligger i utvinningstillatelse 147 som ble tildelt i 1988. Shell er operatør.

Funnet ligger på en struktur som krysser delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. I 1992 ble det boret i dansk sektor på den sørlige delen av den samme strukturen, og det ble påvist olje. Dette oljefunnet ble kalt Lulita, med Statoil Danmark som operatør. Shells tolkning av 3D-seismikk for hele strukturen deler den i tre segmenter, hvorav to strekker seg inn i dansk sektor. Trym regnes som 100 % norsk. Utvinnbare ressurser er anslått til 0,6 millioner tonn NGL og 3 milliarder Sm³ gass.

I 1995 har Shell tatt initiativ for å få til samarbeid med den danske operatøren når det gjelder utbygging av Trym/Lulita.

1/9-1 Tommeliten Alpha

1/9-1 Tommeliten Alpha ligger sør for Tommeliten Gamma i blokk 1/9, utvinningstillatelse 044, som ble tildelt i 1976. Funnet var Statoils første som operatør. I 1995 ble det utført en mulighetsstudie for utvikling av funnet. Denne konkluderte med behov for å påvise tilleggsressurser før videre utvikling. Utvinnbare ressurser er anslått til 3,2 millioner Sm³ olje og 3,5 milliarder Sm³ gass.

2/5-3 Sørøst Tor

2/5-3 Sørøst Tor ligger i utvinningstillatelse 006, som ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Utvinnbare ressurser er anslått til 0,8 millioner Sm³ olje og 0,3 milliarder Sm³ gass.

2/4-17 Tjalve

2/4-17 Tjalve ble påvist i 1992. Funnet inneholder hydrokarboner i sand i øvre jura Ulaformasjonen. Funnet ligger i utvinningstillatelse 018 som ble tildelt i 1965 med Phillips Petroleum som operatør. Utvinnbare ressurser er anslått til 0,9 million Sm³ olje og 2,4 milliarder Sm³ gass. Funnet ble i 1994 vurdert utbygget via Torfeltet, men er foreløpig lagt på is som følge av framtidig begrensning i gassprosesskapasitet på Ekofisk II.

Sleipnerområdet

Foruten Sleipner Øst, Loke og Gungne som er i drift, Sleipner Vest som er vedtatt utbygget, 15/12-4 Varg som har konkrete utbyggingsplaner, finnes også en rekke andre mindre petroleumsforekomster i området (se figur 2.3.1.a). I området rundt Sleipner er det en rekke relativt små gass-/ kondensatfunn som forventes knyttet opp mot infrastrukturen i området.

15/8-1 Alpha

Funnet ble gjort i utvinningstillatelse 046 i 1982 i Huginformasjonen på trias-/ jura-nivå. Statoil er operatør. Utvinnbare ressurser er anslått til 4,1 milliarder Sm³ gass og 0,9 millioner tonn NGL.

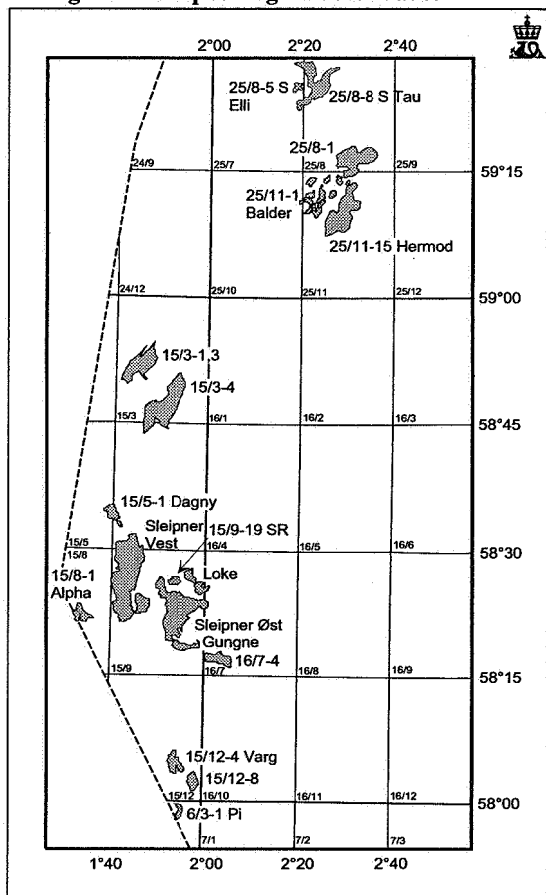
15/5-1 Dagny

Gass/kondensatfunnet ligger i utvinningstillatelse 048, med Norsk Hydro som operatør. Ettersom funnet strekker seg inn i blokk 15/6, må det samordnes med rettighetshaverne i utvinningstillatelse 029. Utvinnbare ressurser er anslått til 5,8 milliarder Sm³ gass og 2 millioner tonn NGL. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsløsning med tilknytning til nærliggende infrastruktur.

Andre funn

I 15/3-blokken er det gjort to funn, ett gass/kondensatfunn ved brønn 15/3-1 S fra 1975 og ett gass/oljefunn ved brønn 15/3-4 fra 1982. Anslag for utvinnbare ressurser for 15/3-1 S er 19,4 milliarder Sm³ gass og 4,6 millioner Sm³ olje. På 15/9-blokken gjorde Statoil et oljefunn 15/9-19 SR i 1993 i bergarter av jura/trias alder like nord for Sleipner Øst. Utvinnbare ressurser er anslått til 4,8 millioner Sm³ olje og 0,8 milliarder Sm³ gass. Det er mange små gassfunn i området som antas å bli faset inn til Sleipner.

Figur 2.3.1.a
Felt og funn i Sleipner- og Balderområdet



Friggområdet

I dette området har det vært gassfelt i produksjon siden 1977, se figur 2.5.10.a. Det er gjort flere små funn i området, også av olje. Skirne og Byggve har vært vurdert som aktuelle for utbygging, men er blant annet avhengig av en gassløsning. Det samme gjelder utbygging av Vale.

25/5-3 Skirne

25/5-3 Skirne ligger i utvinningstillatelse 102. Elf Petroleum er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Funnet ble påvist av brønn 25/5-3 i Brentgruppen i 1990. Utvinnbare ressurser er anslått til 5,2 milliarder Sm³ gass.

25/5-4 Byggve

25/5-4 Byggve ligger i utvinningstillatelse 102. Elf Petroleum er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1985. Funnet ble påvist av brønn 25/5-4 i Brentgruppen i 1991. Utvinnbare ressurser er anslått til 0,6 millioner Sm³ olje og 3,1 milliarder Sm³ gass.

24/6-1 Peik

24/6-1 Peik ble påvist i 1985 og ligger i utvinningstillatelse 088. Total Norge AS er operatør for utvinningstillatelsen som ble tildelt i 1984. I 1987 ble det påvist hydrokarboner på britisk side.

Utvinnbare ressurser er anslått til 3 millioner tonn NGL og 9,1 milliarder Sm³ gass.

25/4-6 S Vale

25/4-6 S Vale ligger i utvinningstillatelse 036, tildelt i 1981 med Elf Petroleum som operatør. Funnet ble påvist i 1991. Utvinnbare ressurser er anslått til 3,4 millioner Sm³ olje og 2,5 milliarder Sm³ gass.

25/2-5 Lille Frøy

Funnet ligger i utvinningstillatelse 026, tildelt i 1969 med Elf Petroleum som operatør. 25/2-5 påviste olje i 1976. Det foreligger ingen utbyggingsplaner. Utvinnbare ressurser er anslått til 1,2 millioner Sm³ olje og 1,5 milliarder Sm³ gass.

30/7-6 R Hild

30/7-6 R Hild ligger i utvinningstillatelse 040 og 043 med henholdsvis Norsk Hydro og Total Norge som operatører, se figur 2.3.2.a. Funnet ble påvist ved brønn 30/7-6 i 1977.

Utvinnningstillatelse 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 gjennomføres forhandlinger om samordning mellom utvinningstillatelsene.

Utvinnbare ressurser er anslått til 7,7 millioner Sm³ olje og 33,2 milliarder Sm³ gass.

Osebergområdet

Det er påvist en rekke funn som planlegges produsert som satellitter til eksisterende infrastruktur, se figur 2.3.2.a. Vest for Oseberg feltcenter, hovedsakelig i utvinningstillatelse 053, ligger 30/6-18 Kappa i Statfjordformasjonen. Det foreligger ingen konkrete utbyggingsplaner for dette funnet.

Trollområdet

Det er meget stor aktivitet i forbindelse med utbyggingen av de betydelige olje- og gassressursene på Troll. En del funn i området vurderes utbygd som selvstendige løsninger eller eventuelt som satellitter til besluttet infrastruktur i området.

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

Blokk 35/11 ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 090. 1. august 1995 ble operatørskapet i tillatelsen overført fra Mobil Development Norway AS til Norsk Hydro Produksjon AS. Sju brønner er boret og tre har påvist hydrokarboner. Hydrokarbonene forekommer i flere reservoarlag. 35/11-2 ble boret nord i blokken i 1987. Utvinnbare ressurser er anslått til 1,5 millioner Sm³ olje, 2,6 millioner tonn NGL og 4,9 milliarder Sm³ gass.

To brønner, 35/11-4 R og 35/11-7, er boret (på det såkalte F/C-komplekset) i den sørøstlige delen av blokken. De ble boret i henholdsvis 1991 og 1992. Utvinnbare ressurser er anslått til 9 millioner Sm³ olje for hvert av funnene og henholdsvis 8,6 milliarder og 4,0 milliarder Sm³ gass for 35/11-4 R og 35/11-7.

Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Det er meget stor aktivitet i dette området med flere felt i produksjon og under utbygging. Samtidig som det er påvist flere funn som er under vurdering, se figur 2.5.15.a.

34/10-23 Gamma

Funnet ligger i blokk 34/10 og ble tildelt ved utvinningstillatelse 050 i 1978. Statoil er operatør. Gammastrukturen ligger ca 14 km sør for Gullfaksfeltet.

Funnet ble påvist i 1985 og inneholder gass i sandstein av mellomjura alder. Avgrensingsbrønn 34/10-35 ble boret på den nordlige delen av strukturen i 1992 og påviste også gass i jura sandstein. Funnet strekker seg sannsynligvis inn i blokk 34/11, utvinningstillatelse 193, tildelt i 1993 med Statoil som operatør. Brønninformasjon fra Gammastrukturen i denne blokken mangler. Utvinnbare ressurser er anslått til 69 milliarder Sm³ gass og 6 millioner Sm³ olje.

Norskehavet

Utbyggingsaktiviteten har vært betydelig de senere årene, se figur 2.3.2.b, og har fram til nå primært vært rettet mot utbygging av oljeressursene i området. Det arbeides med ulike utbyggingsløsninger for en samordnet utbygging av de betydelige gassressursene i området.

6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord

Tyrihans Sør ble påvist i 1983 og Tyrihans Nord ble påvist i 1984 i utvinningstillatelse 073. Sannsynligvis er funnene i trykkommunikasjon gjennom en felles vannsone. Tyrihans Sør er karakterisert som et gass/kondensatfunn, mens Tyrihans Nord inneholder en oljesone med overliggende gasskappe. Reservoarene er av mellomjura alder. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist. Rekartlegging

basert på ny 3D-seismikk pågår, og en avgrensingsbrønn i Tyrihans Nord er under planlegging. Utvinnbare ressurser er anslått til 9,6 millioner Sm³ olje/kondensat og 27,5 milliarder Sm³ gass.

6406/3-2 Trestakk

Trestakk er et oljefunn som ble påvist i 1986 i utvinningstillatelse 091. Utvinnbare ressurser er anslått til 4,8 millioner Sm³ olje dersom assosiert gass blir reinjisert. Dette er basert på en vurdering av Trestakk som satellitt til Tyrihans, noe som medfører at produksjonsperioden blir begrenset. Reservoaret er av mellomjura alder, har lav permeabilitet og ligger dypt. Dette vil ventelig gi lav brønnproduktivitet.

Barentshavet

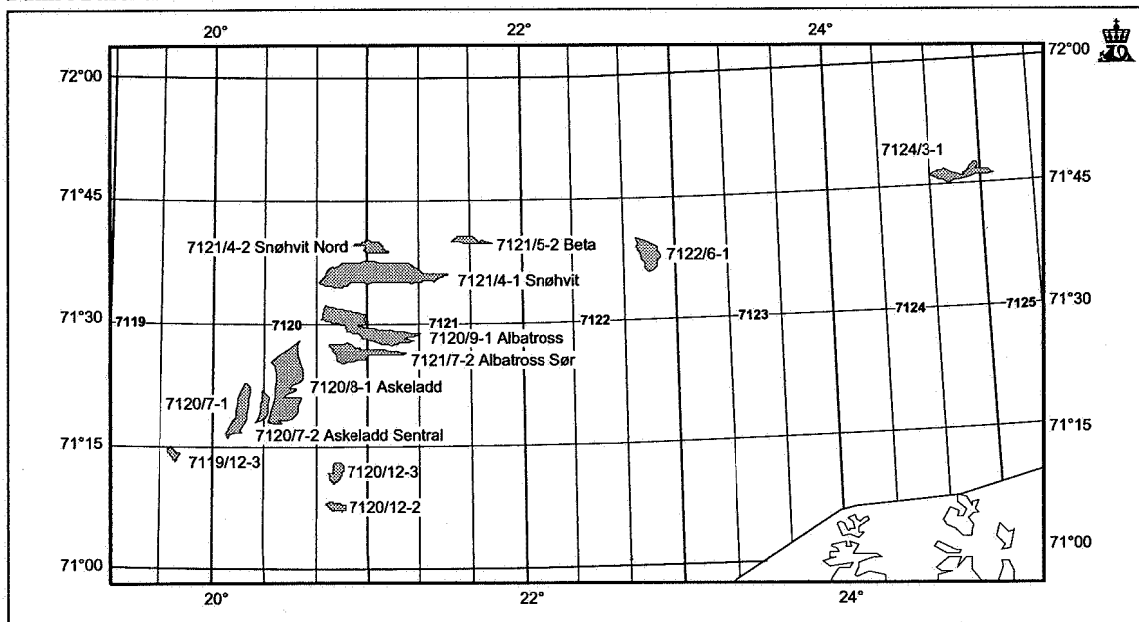
Det er påvist omtrent 250 milliarder Sm³ utvinnbar gass i Barentshavet, se figur 2.3.1.b. I tillegg er det en tynn oljesone på 7121/4-1 Snøhvitfunnet.

7121/4-1 Snøhvit

Snøhvit ligger i følgende blokker 7120/6, 7121/4, 7121/5 og 7120/5. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 097 (blokk 7120/6) og Statoil er operatør for utvinningstillatelsene 099 (blokk 7121/4) og 110 (blokk 7120/5 og 7121/5). Utvinningstillatelsene 097 og 099 ble tildelt i 1984 og utvinningstillatelse 110 ble tildelt i 1985. Snøhvit ble påvist i 1984, og reservoaret er av jura alder. Det er ingen infrastruktur i området. Utvinnbare ressurser er anslått til 83 milliarder Sm³ gass, 6,7 millioner Sm³ olje og 9,2 millioner tonn NGL.

Planer om transport av gassen i flytende form som LNG, har vært utredet, men har så langt ikke kunnet vise lønnsomhet.

Figur 2.3.1.b
Funn i Barentshavet



2.3.2 FUNN MED KONKRETE UTBYGGINGSPLANER

Sleipnerområdet

15/12-4 Varg

Funnet ligger i utvinningstillatelse 038 med Saga som operatør se figur 2.3.1.a. Saga kjøpte i 1994 Esso sin 50 % eierandel og overtok operatøransvaret fra Statoil. Dette er en del av pakkeløsningen knyttet til at Midgard inn gikk i planene i en samordnet utbygging av Åsgard, som har Statoil som operatør. Saga overdro 15 % av utvinningstillatelsen til Statoil, slik at Saga nå eier 35 % av funnet, Statoil og SDØE 65 %. Funnet er i løpet av 1995 blitt modnet videre og plan for utbygging og drift ventes innlevert i løpet av 1. halvår 1996. I løpet av 1995 er ressursgrunnlaget blitt nedjustert, og utvinnbare ressurser er nå anslått til 9,8 millioner Sm³ olje.

Balderområdet

25/11-15 Hermod

Norsk Hydro gjorde i 1991 et oljefunn i brønn 25/11-15 øst for Balderfunnet utvinningstillatelse 169 se figur 2.3.1.a. Deler av funnet ligger i utvinningstillatelse 001. Hermodfunnet inneholder olje som er mer viskøs enn oljen i Balderfunnet. Funnet ble modnet videre i 1995, med rekartlegging og boring av avgrensingsbrønn 25/11-21 S. For 1996 planlegges en prøveutvinning fra funnet. Utvinnbare ressurser er anslått til 60 millioner Sm³ olje og 0,9 milliarder Sm³ gass.

25/11-1 Balder

Balderfunnet ble påvist i 1967 ved brønn 25/11-1 se figur 2.3.1.a. Esso eier 100 % av utvinningstillatelse 001, som funnet hovedsakelig ligger i. Balderfunnet inneholder forholdsvis viskøs olje. Reservoarsandsteinen er dårlig konsolidert, men har gode reservoaregenskaper. En langtidstest ble gjennomført i løpet av sommeren 1991 ved hjelp av produksjonsskipet Petrojarl I. Under testen ble verdifull produksjonsteknisk informasjon samlet inn. I første halvår av 1995 ble avgrensingsbrønnen 25/11-19 S boret. PUD ble overlevert i oktober 1995, og myndighetsbehandling av denne er forventet avsluttet i løpet av 1. kvartal 1996. Produksjon er planlagt startet rundt årsskiftet 1996/1997 og vil foregå fra et skip. Balderfunnet består av flere strukturer. Seks strukturer er omfattet av plan for utbygging og drift. Utvinningen fra disse er anslått til 27 millioner Sm³. Totalt er utvinnbare ressurser fra alle Balderstrukturene anslått til 39,3 millioner Sm³ olje.

25/8-5 S

Esso gjorde i 1994 et oljefunn i utvinningstillatelse 027 P i brønn 25/8-5 S som ligger mellom Heimdalfeltet og 25/11-1 Balderfunnet se figur 2.3.1.a. Funnet ble gjort i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Produksjonstester har vist gode produksjonsegenskaper i reservoaret. Funnet er i 1995 blitt avgrenset ved boring av 25/8-6, og

det synes klart at funnet går inn i utvinningstillatelse 103 hvor Conoco er operatør. Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 027 P og 103 arbeider med en samordningsavtale mellom utvinningstillatelsene, og har som mål å utarbeide en plan for utbygging og drift av funnet allerede i 1996. I letebrønnene 25/8-8 S og 25/7-3 er det gjort funn like i nærheten, og det er naturlig å se alle disse funnene i sammenheng. Utvinnbare ressurser er anslått til 24 millioner Sm³ olje og 5 milliarder Sm³ gass.

Osebergområdet

30/6-5 Oseberg Øst

Oseberg Øst ligger innenfor utvinningstillatelse 053, i blokk 30/6, ca 14 km fra Oseberg C, se figur 2.3.2.a.

Feltet består av to strukturer som er adskilt med en forseglende forkastning. Fire brønner er boret på feltet. Begge strukturene inneholder flere oljeførende lag innenfor Brentgruppen med varierende porøsitet og permeabilitet samt flere ulike olje/vannkontakter. Utvinnbare ressurser er anslått til 19 millioner Sm³ olje og 1 milliard Sm³ gass. Norsk Hydro er operatør for funnet som ble erklært drivverdig i juni 1991. Som mulig utbyggingskonsept blir både havbunnsløsning og brønnhodeinnretning vurdert for tilknytning til Oseberg C eller felt-senteret. Det vurderes trykkvedlikehold ved hjelp av vann eller VAG-injeksjon. Plan for utbygging og drift forventes fremlagt for myndighetene våren 1996.

30/2-1 Huldra

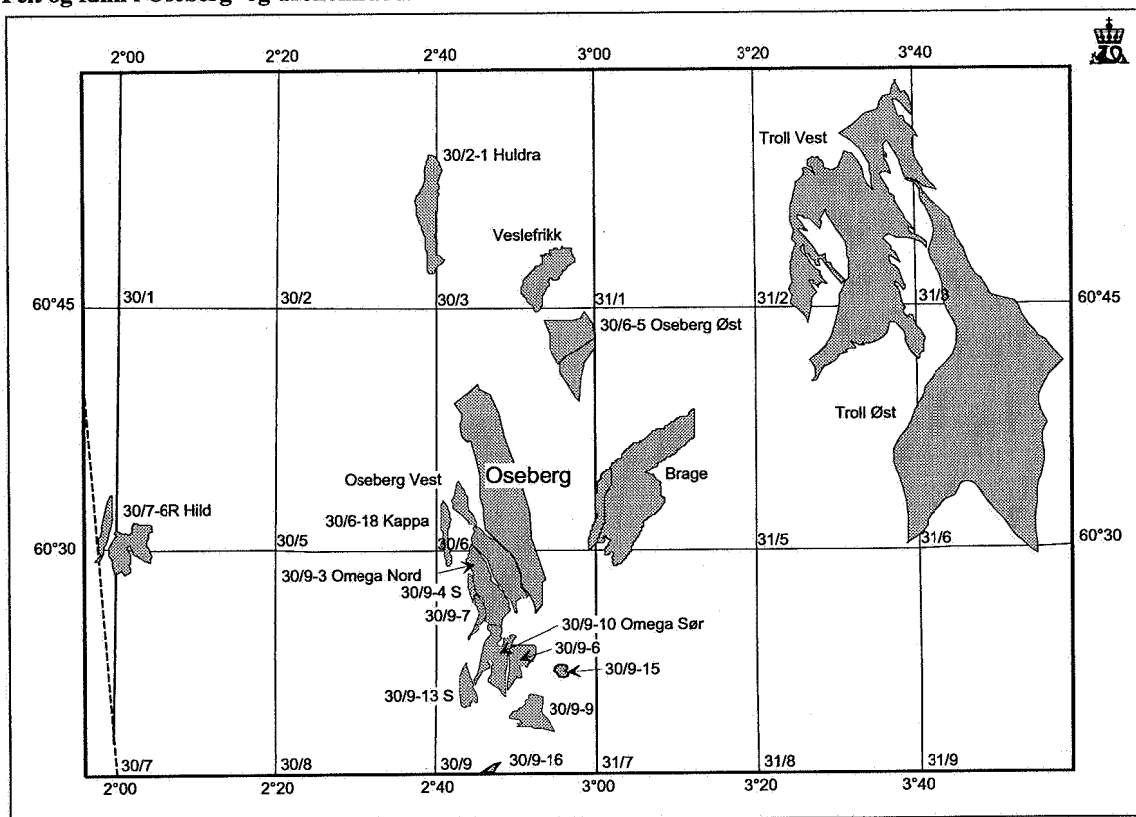
Huldra er et funn som ligger nordvest for Veslefrikk, figur 2.3.2.a. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 30/2 i utvinningstillatelse 051, men feltet strekker seg også inn i utvinningstillatelse 052 i blokk 30/3. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1991. Det er påvist gass i Brentgruppen. Utvinnbare ressurser er 7,9 millioner Sm³ olje og 22,3 milliarder Sm³ gass. Både en selvstendig innretning med behandlingsskapet og en brønnhodeinnretning tilknyttet et eksisterende produksjonsanlegg i området, vurderes som aktuelle utbyggingsløsninger.

Oseberg Sør-området

Sør for Osebergfeltet er det gjort flere funn av olje og gass innenfor utvinningstillatelsene 079 og 104 se figur 2.3.2.a. 8 funn ligger innenfor det området som operatøren, Norsk Hydro, definerer som Oseberg Sør. Utvinnbare ressurser er anslått til 46 millioner Sm³ olje og 25 milliarder Sm³ gass. Området er ressursmessig komplisert, med usikkerhet knyttet til ressursanlaget.

Utbyggingsstrategi er under vurdering, og de aktuelle konseptene baserer seg på bruk av Oseberg felt-senter for prosessering og videre transport. En del av 30/9-3 Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg felt-senter og kan bli produsert derfra, avhengig av antall tilgjengelige brønnlissler på felt-senteret. Drivverdighetserklæring og plan for utbygging og drift forventes fremlagt henholdsvis våren og høsten 1996.

Figur 2.3.2.a
Felt og funn i Oseberg- og Trollområdet



Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

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

Funnene ligger i blokk 34/7 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 089 i 1984, se figur 2.5.15.a. Saga Petroleum er operatør. Begge funnene har påvist olje i bergarter av senjura alder.

Funn 34/7-21, som ligger vest for Tordisfeltet, ble påvist i november 1992. Et sidesteg, 34/7-21 A, ble boret for å avgrense oljefunnet. Sidesteget bekreftet funnet, men viste at den laterale utvikling og utbredelse av reservoarsanden er problematisk å kartlegge. Operatøren oversendte myndighetene i november 1995 en søknad om prøveutvinning av funnet. Formålet med prøveutvinningen er å optimalisere utvinningsstrategi og utbyggingsløsning for funnet. Utvinnbare ressurser er anslått til 11,0 millioner Sm³ olje.

Funn 34/7-23 S, som ligger sørvest for Vigdisfeltet, ble påvist i mars 1994. For å forbedre avgrensningen av reservoaret, ble det boret et sidesteg av brønnen, 34/7-23 A. Utvinnbare ressurser er anslått til 3,9 millioner Sm³ olje.

Operatøren planlegger å bore en avgrensingsbrønn i området i 1996. Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en innfasing av 34/7-21-funnet mot Tordis og 34/7-23 S-funnet mot Vigdis.

34/10-17 Rimfaks

Rimfaksfunnet som ligger i blokkene 34/10 og 33/12, og omfattes av henholdsvis utvinningstillatelse 050 tildelt i 1978, og utvinningstillatelse 037 tildelt i 1973. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene. Rimfaksfunnet ligger ca 15 km sørvest for Gullfaks hovedfelt, se figur 2.5.15 a.

Det ble påvist hydrokarboner i Brentgruppen i 1983 med letebrønn 34/10-17, og i Statfjordformasjonen i 1995 med letebrønn 34/10-38 S. Hoveddelen av funnet ligger i blokk 34/10, utvinningstillatelse 050, mens en mindre del strekker seg inn i blokk 33/12. PUD ble oversendt myndighetene i slutten av desember 1995, sammen med PUD for 34/10-2 Gullfaks Sør og 34/10-37 Delta. Funnet planlegges utvunnet ved gassinjeksjon og utbyggingsløsningen omfatter tre havbunnsrammer med totalt 10 brønner. Brentgruppen vil få importert gass fra 34/10-2 Gullfaks Sør for fullt trykkvedlikehold. Utbygging og drift er planlagt integrert med 34/10-2 Gullfaks Sør og 34/10-37 Delta. Prosessering av væsken vil skje på Gullfaks A og produksjonsstart er planlagt til 1998. Utvinnbare ressurser i fase 1 er anslått til 20,3 millioner Sm³ olje og kondensat, og salgbar gass i fase 2 er anslått til 17 milliarder Sm³.

34/10-37 Delta

Funnet ligger i blokk 34/10, som ble tildelt ved utvinningstillatelse 050 i 1978. Statoil er operatør. Deltastrukturen ligger sørvest for Gullfaks hovedfelt (nord for 34/10-17

Rimfaks), se figur 2.5.15 a. Funnet ble påvist februar 1995 og inneholder olje og gass. PUD ble oversendt myndighetene i slutten av desember 1995 sammen med PUD for 34/10-2 Gullfaks Sør og 34/10-17 Rimfaks. Deltastrukturen planlegges utvunnet med trykkavlastning ved hjelp av to brønner som er koblet til en havbunnsramme. Funnet er planlagt integrert med utbygging og drift av feltene 34/10-2 Gullfaks Sør og 34/10-17 Rimfaks. Prosessering av væsken vil skje på Gullfaks A og produksjonsstart er planlagt til 1998. Utvinnbare ressurser er anslått til 2,1 millioner Sm³ olje og 0,7 milliard Sm³ gass.

34/10-2 Gullfaks Sør

Gullfaks Sør-funnet ligger i blokk 34/10 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 050 i 1978. Statoil er operatør. Funnet ligger ca 9 km sør for Gullfaks, se figur 2.5.15.a, og ble påvist i 1979 med brønn 34/10-2. Brentreservoaret inneholder både gass og olje og det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter. Statfjordreservoaret har en tykkere oljesone enn Brent med en liten gasskappe. Det er boret ti hull til reservoarnivå på Gullfaks Sør.

Det er planlagt en faset utbygging, og plan for utbygging og drift (PUD) for fase 1 ble oversendt myndighetene i slutten av desember 1995, sammen med PUD for 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Delta. Fase 1 består av oljefasen. Fase 2 som består av gassfasen, omfattes ikke av denne planen.

Ressursene planlegges utvunnet ved gassinjeksjon og utbyggingsløsningen omfatter tre havbunnsrammer med 12 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Delta. Prosesseringen av væsken vil skje på Gullfaks A. Produksjonsstart er planlagt til 1998. Utvinnbare ressurser i fase 1, er anslått til 20,1 millioner Sm³ olje og kondensat, og salgbar gass i fase 2 er anslått til 62,5 milliarder Sm³.

34/8-1 Visund

Visundfunnet ligger i blokk 34/8 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 120 i 1985. Norsk Hydro er operatør. Funnet ligger ca 22 km nordøst for Gullfaks, se figur 2.5.15.a. Visundfunnet ble påvist i 1986 med brønn 34/8-1 i Brentreservoaret.

34/8-3 ble boret i 1988 og påviste hydrokarboner i et nordlig Brentsegment. I 1992 ble det boret tre brønner på strukturen, hvorav 34/8-4 A og 34/8-8 påviste olje i henholdsvis Statfjordformasjonen og Brentgruppen. I 1993 påviste 34/8-10 S hydrokarboner i flere reservoarlag. For å forbedre avgrensningen av oljeresservoaret og verifisere fluidtype i Brentgruppen, ble 34/8-11 boret ved årsskiftet 1993/94. Det er skutt 3D-seismikk over hele strukturen. Visundfunnet har påviste ressurser i Brentgruppen, Amundsen-, Statfjord- og Lundeforformasjonene. Utvinnbare ressurser er anslått til 48,4 millioner Sm³ olje og kondensat og 56,4 milliarder Sm³ gass.

Plan for utbygging og drift av oljeressursene ble overlevert myndighetene i september 1995. I henhold til planen vil funnet bli utbygd med en halvtvedsenkbar innret-

ning i stål med utstyr for full stabilisering av olje og injeksjon av gass. Oljen transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskipping. Boring og brønnvedlikehold vil bli utført fra innretningen. Planlagt produksjonsstart er medio 1998.

Norskehavet

Åsgard

Åsgard er fellesnavn på de tre funnene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard se figur 2.3.2.b. Disse tre funnene inngår i en samordningsavtale mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 062, 074, 094 og 134. Samordningsavtalen ble godkjent av Nærings- og energidepartementet våren 1995. Som en følge av avtalen arbeider Statoil og Saga i et integrert prosjekt med Statoil som operatør. Avtalen omfatter utviklings- og utbyggingsperiodene.

Åsgard ligger i hovedsak innenfor blokkene 6506/11 og 6506/12 (Smørbukk), 6506/12 (Smørbukk Sør) og 6507/11 og 6407/2 (Midgard) på Haltenbanken, om lag 200 km fra land og 50 km sør for Heidrunfeltet. Funnene ligger i et område hvor vanddypt varierer mellom 240 og 300 meter. Utvinnbare ressurser er anslått til 232 milliarder Sm³ gass, 77 Sm³ olje og 34,3 millioner tonn NGL.

6502/11-1 Midgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 ble tildelt ved utvinningstillatelsene 062 og 074, i henholdsvis 1981 og 1982. Saga påviste Midgardfunnet i 1981. Det er sju letebrønner i området, hvorav fire på funnet som er inndelt i fire strukturelle segmenter. Utvinnbare ressurser er anslått til 113 milliarder Sm³ gass og 12,7 millioner tonn NGL.

6506/12-1 Smørbukk

Blokkene 6506/11 og 6506/12 ble tildelt ved utvinningstillatelsene 094 og 134, i henholdsvis 1984 og 1987. Statoil påviste Smørbukkfunnet i 1984. Det er boret 8 brønner i området hvorav 6 som avgrensingsbrønner for funnet. Utvinnbare ressurser er anslått til 98 milliarder Sm³ gass, 53,5 millioner Sm³ olje og 21,6 millioner tonn NGL.

6506/12-3 Smørbukk Sør

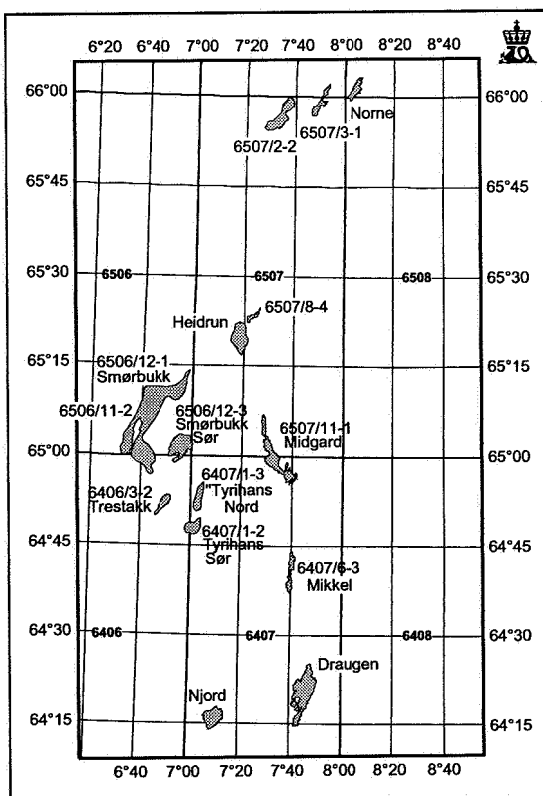
Statoil påviste Smørbukk Sør-funnet i 1985. Det er boret tre brønner på funnet. Utvinnbare ressurser er anslått til 21 milliarder Sm³ gass og 23,5 millioner Sm³ olje.

Plan for utbygging og drift (PUD) av Åsgard ble oversendt myndighetene 15. desember 1995.

Åsgard planlegges utbygd i to faser; en tidlig væskefase med produksjonsstart 1. oktober 1998, og en gass-eksportfase med levering av gass fra 1. oktober 2000. Tre flytende produksjonsinnretninger vil bli benyttet; et produksjonsskip/lagerskip til væskeproduksjonen, og en halvtvedsenkbar innretning for gassproduksjonen. Alle brønner skal kompletteres som undervannsbrønner.

Samlede feltinvesteringer for Åsgard er estimert til 26,7 milliarder kroner.

Figur 2.3.2.b
Felt og funn i Norskehavet



2.4 FELT BESLUTTET UTBYGD

2.4.1 YME

Utvinningsstillatelse 114 og 114B

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 30 %)	65,00000 %
Saga Petroleum a.s.	25,00000 %
Deminex Norge AS	10,00000 %

Felthistorie

Yme ligger i blokkene 9/2 (utvinningsstillatelse 114 tildelt i 1985) og 9/5 (utvinningsstillatelse 114B tildelt i 1995), se fig 2.2.5.a. Feltet ligger i Egersundbassenget og ble påvist i 1987 ved brønn 9/2-1. Det er ingen infrastruktur i området. Utvikling av Ymefeltet vil bli gjennomført i flere faser.

Fase 1 omfatter Yme Gamma Vest, som er påvist og bekreftet med to brønner. Plan for utbygging og drift av fase I ble lagt fram for myndighetene i oktober 1994 og ble godkjent tidlig i 1995.

Fase II omfatter drenering av ressurser i en tilliggende struktur (Beta Øst) samt forlenget produksjon fra Gamma Vest. Plan for utbygging og drift av fase II ble lagt fram og godkjent høsten 1995. En avgrensingsbrønn, boret i

løpet av 1995 på Yme Beta Øst, påviste ressurser som gir grunnlag for utvikling av fase II.

Fase III vil kunne omfatte flere prospekter i området. Produksjonstart for Yme var planlagt til høsten 1995, men grunnnet forsinkelser i forbindelse med planlagte endringer av produksjonsinnretningen, er produksjonsstart utsatt til tidlig i 1996.

Reservoar

Hovedreservoaret på Yme er strukturen Gamma Vest. Her finnes olje i Sandnesformasjonen som er av sen jura alder. Reservoaret vil produseres hovedsakelig ved trykkavlastning, men det er lagt opp til begrenset vanninjeksjon og bruk av nedihullspumper.

Yme Beta Øst vil bli produsert med to undervannskompletterte brønner. Trykkavlastning med gassløft er valgt som drivmekanisme. Produksjon fra Beta Øst vil føre til en forlenget produksjonsperiode på Yme Gamma Vest og dermed økt utvinning fra dette reservoaret.

Reservene er anslått til 10,4 millioner Sm³ olje for Yme fase I og II.

Utbyggingsløsning

Utbyggingsløsning for feltet består av en oppjekkbar innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skip.

Transport

Oljen vil bli fraktet med skip til Mongstad. Overskuddsgass planlegges injisert i et vannfylt reservoar under hovedfeltet.

Kostnader

Totale investeringer på Yme er anslått til 1,5 milliarder 1995-kroner fra 1993 til 1996. Ved utgangen av 1995 var det investert ca 992 millioner 1995-kroner i Yme.

2.4.2 GUNGNE

Utvinningsstillatelse 046

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 34,4 %)	52,60000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	28,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,40000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %
Total Norge AS	1,00000 %

Felthistorie

Gungne ligger i blokk 15/9, og ble påvist ved letebrønn 15/9-15 i 1982, se figur 2.3.1.a. Utvinningsstillatelse 046 ble tildelt i 1976. Statoil er operatør for utvinningsstillatelsen. Feltet ble besluttet utbygd i 1995.

Reservoar

Det er funnet gass/kondensat i Skagerrakformasjonen av trias alder. Reservene er anslått til 2,1 milliarder Sm³ gass,

0,8 millioner Sm³ stabilisert kondensat og 0,3 millioner tonn NGL.

Utbyggingsløsning

Gungnereservene skal utvinnes via en brønn som bores fra Sleipner A. Oljestrømmen prosesseres i prosessanlegget på Sleipner A.

Kostnader

Investeringene i Gungne omfatter en ny brønn fra Sleipner A, og oppgradering av boreriggen på Sleipner A. Totale investeringer er anslått til ca 125 millioner 1995-kroner.

2.4.3 SLEIPNER VEST

Utvinningstillatelse 046 og 029

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 2,3745 %)	49,50290 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	32,23940 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,84650 %
Elf Petroleum Norge AS	8,47010 %
Total Norge AS	0,94110 %

Felthistorie

Sleipner Vest ligger i blokkene 15/6, 15/9 og 15/8, se figur 2.3.1.a. Utvinningstillatelsene 046 og 029 ble tildelt i henholdsvis 1976 og 1969. Statoil er operatør for utvinningstillatelse 046, mens Esso er operatør for 029. Feltet ble påvist i 1974 ved undersøkelsesbrønn 15/6-3. og besluttet utbygd i 1992. Sleipner Vest planlegges å være produksjonsklar i oktober 1996. Det er inngått samordningsavtale for de to utvinningstillatelsene.

Reservoar

Sleipner Vest er et gass/kondensatfelt. Reservoaret består av sandstein i Hugin-formasjonen avsatt i juraperioden. Reservene er anslått til 126,9 milliarder Sm³ gass og 33,7 millioner tonn NGL. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 volum % CO₂ (inngår ikke i anslaget for reserver).

Utbyggingsløsning/transport

Første fase av utbyggingen omfatter en brønnhode-innretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering og fjerning av CO₂, Sleipner T, se figur 2.5.8. Sleipner B vil bli plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest-feltet med brønnstrømsoverføring til Sleipner T-innretningen. Sleipner T vil bli plassert nær Sleipner A slik at man kan bruke felles hjelpesystemer. Videre utbygging av de nordlige områdene av Sleipner Vest planlegges gjennomført med undervanns brønnrammer eller brønnhode-innretninger med brønnstrømsoverføring til Sleipner B.

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

30 % opsjonene under Troll-salgavtalen. NGL vil bli transportert til Kårstø gjennom felles kondensatrørledning fra Sleipner Øst.

Kostnader

Totale investeringer fram til 1995 er 9,2 milliarder 1995-kroner. Totale investeringer er anslått til ca 21,3 milliarder 1995-kroner fra 1991 til 2016.

2.4.4 TROLL

Utvinningstillatelse 054 og 085

Operatør:

TOGI:	Utbygging/drift Norsk Hydro
Troll I:	Utbygging Shell / Drift Statoil (Medio 1996 overtar Statoil hele operatøransvaret.)
Troll II:	Utbygging/drift Norsk Hydro
Troll III:	Utbygging/drift Statoil

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 62,696 %)	74,57600 %
A/S Norske Shell	8,28800 %
Norsk Hydro Produksjon AS	7,68800 %
Saga Petroleum a.s.	4,08000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,35344 %
Norske Conoco A/S	1,66113 %
Total Norge AS	1,35343 %

Felthistorie

Trollfeltet ligger i blokkene 31/2 (utvinningstillatelse 054) og 31/3, 31/5 og 31/6 (utvinningstillatelse 085), se figur 2.3.2.a. Utvinningstillatelse 054 ble tildelt i 1979 og utvinningstillatelse 085 i 1983. Feltet ble påvist i 1979 med letebrønn 31/2-1 i Troll Vest. Gassressursene i Troll Øst ble påvist i 1983 ved brønn 31/6-1. Etterfølgende boreriger i 1986 la grunnlaget for samordning av feltet mellom rettighetshaverne i de to utvinningstillatelsene.

Utbyggingen av Trollfeltet, se figur 2.4.4, omfatter følgende faser:

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

Reservoaret

Trollfeltet har en gasskolonne på over 200 meter med en underliggende oljekolonne som avtar mot øst. Den vestlige delen av feltet, Troll Vest oljeprovin, ligger hovedsakelig i blokk 31/2 og har en oljekolonne på 22-26 meter. I Troll Vest gassprovins er oljekolonnen 12-14 meter. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til fire meter. Reservoaret er av senjura alder og Sognefjordformasjonen utgjør hovedreservoaret for gassen og oljen i feltet.

For Troll Øst er reservene anslått til 825 milliarder

Sm³ gass og 20 millioner tonn NGL. Oljereservene for Troll Vest oljeprovins er 61 millioner Sm³, og for besluttet del av Troll Vest gassprovins (H-klyngen) 10 millioner Sm³ olje. Norsk Hydro (operatør for Troll fase II) anslår tidskritiske utvinnbare oljereserver i de deler av Troll Vest gassprovins som ikke er besluttet utbygd, til om lag 80 millioner Sm³, avhengig av hvilken utbyggingsløsning og dreneringsstrategi som legges til grunn.

Troll fase I: Utbygging av gassreservene i Troll Øst
A/S Norske Shell er utbyggingsoperatør for Troll fase I. Statoil vil ta over operatøransvaret for driften av feltet sommeren 1996. Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i desember 1986. En revidert PUD ble godkjent i desember 1990.

Den reviderte utbyggingsplanen for Troll fase I innebærer at gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A, en fast brønnhodeinnretning med understell av betong, med brønnstrømsoverføring via to flerfaserørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. I landanlegget vil kondensatet bli skilt fra gassen og transportert gjennom rørledning til Stureterminalen for videre transport til markedet. Torr-gassen vil bli komprimert og eksportert i rør til kontinentet.

Kondensatet vil mengdebestemmes gjennom en fiskal målestasjon før det forlater Kollsnesterminalen. I følge nåværende planer ventes Kollsnesanlegget å ha en eksportgasskapasitet på 84 - 100 millioner Sm³ per dag. Måling av gassen til fiskal standard vil skje gjennom to identiske målestasjoner til henholdsvis Zeepipe og Statpipe. Hver målestasjon har kapasitet på ca 58,8 millioner Sm³ per dag. Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er tilrettelagt for ytterligere utvidelser.

I mai 1995 ble verdens hittil største innretning for produksjon av hydrokarboner til havs, Troll A, tauet fra byggeplassen i Vats og plassert på Trollfeltet ca 80 km nordvest for Bergen på 303 meter vandyp. Høsten 1995 ble boreprogrammet påbegynt. Den første gassen ventes på Troll A tidlig i 1996 for testing. Samtidig ventes ferdigstilling av innretning, ilandføringsledninger og gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Allerede i 2. kvartal 1996 ventes Trollfeltet å kunne forestå eksport av gass i forbindelse med ferdigstilling av første gassbehandlingsenhet på Kollsnesanlegget. Gassleveranser til de initielle kjøperne i henhold til Troll gass-salgsvtaler (TGSA), slutført i 1986, er planlagt å starte 1. oktober 1996.

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 31,1 milliarder 1995-kroner i Troll fase I. Totale investeringer er antatt å bli ca 36,3 milliarder 1995-kroner fra 1979 til og med 2006. Driftskostnadene for 1995 var ca 809 millioner kroner.

Troll Vest oljeprovins

Troll Vest oljeprovins omfatter drenering av den 22 - 26 meter tykke oljekolonnen vest på Trollfeltet. Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i mai 1992. Oljereservene i oljeprovinsen produseres fra Troll B, en flytende betonginnretning uten lagerkapasitet. Troll B ble tauet ut på feltet sommeren 1995, de forborede brønnene ble koplet opp, og produksjon startet 19. september 1995,

om lag 31/2 måneder før planlagt produksjonsstart i henhold til PUD. Mindre enn en måned senere var produksjonen på platå (30 000 Sm³ olje per dag).

Brønnene i Troll Vest oljeprovins er fordelt på fire undervannsinstallasjoner (brønnklynger) koplet opp til Troll B. Troll B har i tillegg kapasitet til oppkopling av ytterligere fem undervannsinstallasjoner fra Troll Vest gassprovins, hvorav en er besluttet for første trinn i utbyggingen av oljen i gassprovinsen (H-klyngen).

Oljen transporteres fra Troll B-innretningen gjennom en 404 mm (16") diameter rørledning, Troll Oljerør, ca 90 km til Mongstad.

Samtidig med oljen produseres betydelige mengder gass som injiseres i oljeprovinsen inntil Troll A er klar til å ta imot gass via eksportørledningen for gass fra Troll B til Troll A. Gass som ikke injiseres, vil da bli ført i land til Kollsnes sammen med gass/kondensat fra Troll A (Fase I).

Troll Vest gassprovins

Troll Vest gassprovins omfatter utbygging av den del av reservoaret på Trollfeltet som ligger mellom Troll Øst og Troll Vest oljeprovins, se figur 2.4.4. Oljekolonnen er her 12-14 meter tykk.

Plan for utbygging og drift (PUD) av første undervannsinstallasjon (H-klyngen) for utvinning av olje sør i Troll Vest gassprovins ble godkjent 20. mai 1994. Undervannsinstallasjonen er knyttet til stigerørsfundamentet (riser base) på Troll B-innretningen via to om lag 7 km lange, parallelle rørledninger. Oljen prosesseres på Troll B sammen med olje fra Troll Vest oljeprovins.

Den første brønnen av i alt seks brønner i H-klyngen kom i produksjon 23. november 1995, nesten 11 måneder før planlagt produksjonsstart i henhold til PUD.

En relativt betydelig mengde gass vil bli produsert sammen med oljen i gassprovinsen. Gassen blandes med gass fra oljeprovinsen på Troll B og vil bli transportert omlag 29 km gjennom rørledning til Troll A når denne er klar til å ta imot gass i løpet av 1996. På Troll A blandes gass fra Troll Vest og Troll Øst og transporteres til Kollsnes for behandling og videre eksport til markedet.

Utvinning av oljereservene i Troll Vest er tidskritisk i forhold til utvinning av gass fra både Troll Øst og Troll Vest. Tidligst mulig produksjon av olje fra Troll Vest sikrer derfor høyest uttak av oljeressursene i Trollfeltet. Tidlig oljeproduksjon er sentralt både i arbeidet med å optimalisere det framtidige hydrokarbonuttaket fra Trollfeltet og for beslutninger om videre utbygging av både olje og gass.

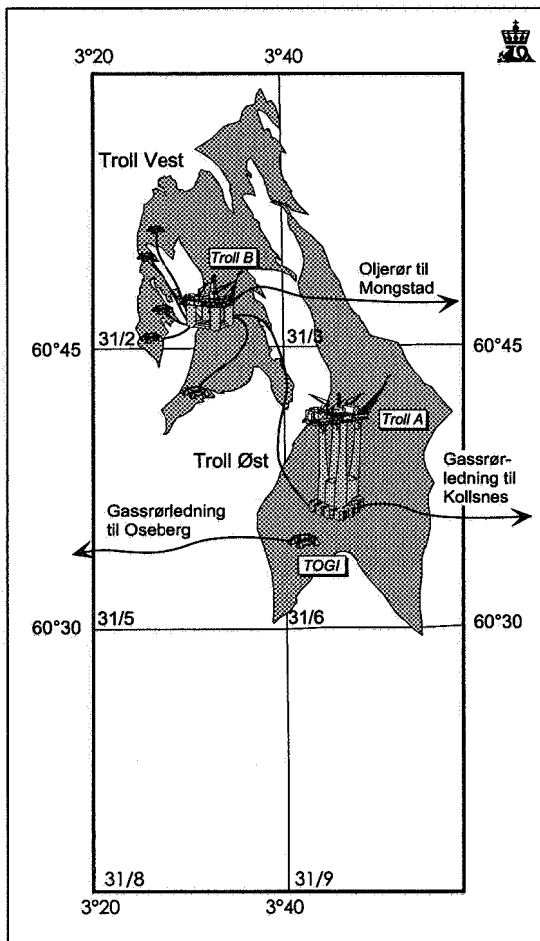
Rettighetshaverne arbeider med en videreføring av utvinningsstrategien for olje i Troll Vest gassprovins og PUD ventes fremmet for myndighetene høsten 1996.

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 16,7 milliarder 1995-kroner i Troll fase II. Totale investeringer for besluttet utbygging er antatt å bli ca 18,75 milliarder 1995-kroner fra 1991 til og med 1997. Driftskostnadene for 1995 var ca 393 millioner kroner.

Troll fase III: Utbygging av gassressursene i Troll Vest
En framtidig utbygging av gassressursene i Troll Vest

gassprovinns vil utgjøre fase III i utbyggingen av Trollfeltet. Beslutnet og framtidig utvinning av oljeressursene i Troll Vest (fase II) er tidskritisk i forhold til utvinning av gass fra Troll. Det er usikkert når et større gassuttak fra Troll Vest bør starte. Av reservoartekniske årsaker er det med dagens forståelse av reservoaret viktig at gassproduksjonen fra Troll Øst og Troll Vest avsluttes noenlunde samtidig. Beslutninger om videre utbygging av oljeressursene i Troll Vest i 1996/97 og Trollfeltets samlede forpliktelser og fysiske leveringsevne av gass sett i sammenheng med gassforsyningsløsninger for norsk sokkel, vil gi føringer for endelig tidspunkt for beslutninger om utbygging av Troll fase III.

Figur 2.4.4
Trollfeltet



2.4.5 TORDIS ØST

Utvinningsstillatelse 089

Operatør:

Saga Petroleum a.s.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 51 %)	55,40000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,50000 %

Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum a.s.	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %

Felthistorie

Tordis Øst-feltet ligger i blokk 34/7 som ble tildelt ved utvinningsstillatelse 089 i 1984, se figur 2.5.15.a. Feltet ble påvist i september 1993 ved boring av brønn 34/7-22. Plan for utbygging og drift ble godkjent i oktober 1995. Produksjonsstart er planlagt til juli 1997.

Reservoar

Feltet består av to hovedsegmenter, et nordlig og et sørlig segment, adskilt av en øst/vest-orientert forkastning. Reservene ligger hovedsakelig i Tarbertformasjonen tilhørende Brentgruppen. Reservene er anslått til 5,4 millioner Sm³ olje, 0,5 milliard Sm³ gass og 0,5 million tonn NGL. Reservene planlegges utvunnet med en produksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn. Beslutning om en eventuell injeksjonsbrønn vil bli tatt etter noe produksjonserfaring, og er avhengig av kommunikasjonen over forkastningen og hvor mye naturlig trykkstøtte feltet har fra den underliggende vannsonen.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet bygges ut med en ny firebrønns havbunnsramme som vil bli tilkoblet den eksisterende undervannsmanifolden på Tordisfeltet. Brønnstrømmen fra Tordis og Tordis Øst vil bli blandet og deretter transportert gjennom eksisterende feltledninger til Gullfaks C-innretningen for prosessering, måling, lagring og utskipning.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 81 millioner 1995-kroner i Tordis Øst. Totale investeringer er anslått til å bli ca 509 millioner 1995-kroner.

2.4.6 VIGDIS

Utvinningsstillatelse 089

Operatør:

Saga Petroleum a.s.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 51 %)	55,40000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum a.s.	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %

Felthistorie

Vigdisfeltet ligger i blokk 34/7 som ble tildelt ved utvinningsstillatelse 089 i 1984, se figur 2.5.15.a. Den øst-

lige delen av Vigdis ble påvist i 1986 med brønn 34/7-8. Det er senere boret tre brønner for videre utforskning og avgrensning av feltet. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1994. Forboring av produksjonsbrønner startet i november 1995. Produksjonsstart er planlagt til juli 1997.

Reservoar

Store forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et vestlig, et midtre og et østlig segment. Reservoaret i det vestlige og midtre segmentet, som er besluttet utbygd, består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen. Reservene er anslått til 33,9 millioner Sm³ olje og 2,4 milliarder Sm³ gass basert på 15 års produksjonstid. Utvinningsmekanismen er trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Feltet planlegges utvunnet med åtte produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner. Det er potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer, spesielt i det østlige segmentet.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet bygges ut med havbunnsinnretninger som kobles til Snorre TLP. Havbunnsinnretningene vil bestå av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen skal overføres til Snorre TLP for prosessering og måling. Den stabiliserte oljen skal sendes i et eget rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Gassen planlegges injisert i Snorre-reservoaret.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 1,7 milliarder 1995-kroner i Vigdis. Totale investeringer er anslått til ca 4,9 milliarder kr. Dette inkluderer modifikasjonsarbeid på Snorre og kostnader for oljeeksportør til Gullfaks A. Driftskostnader var for 1995 ca 37 millioner kroner.

2.4.7 NJORD

Utvinningsstillatelse 107 og 132

Operatør:

Norsk Hydro Produksjon AS

Rettighetshavere:

Feltet tilhører utvinningsstillatelsene 107 og 132. I 1995 ble A/S Norske Shell og Norsk Agip AS sine andeler i utvinningsstillatelsene overtatt av henholdsvis Mobil Development Norway AS og Norsk Hydro produksjon a.s. En samordningsavtale ble deretter inngått mellom rettighetshaverne:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 30 %)	50,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	30,00000 %
Mobil Development Norway AS	18,50000 %
Deminex Norge AS	1,50000 %

Felthistorie

Njordfeltet ligger i blokk 6407/7, tilhørende utvinningsstillatelse 107, og strekker seg inn i nordlige del

av blokk 6407/10 som tilhører utvinningsstillatelse 132, figur 2.3.2.b. Tillatelsene ble tildelt i henholdsvis 1985 og 1987.

Plan for utbygging og drift ble godkjent i juni 1995.

Utvinningsplaner

Totalt er det boret sju letebrønner i de to blokkene. I fire av brønnene er det påvist olje i sandsteiner av jura alder. I en av brønnene er det også påvist fri gass.

Hovedstrukturen består av et vestlig og et østlig segment med et komplisert forkastningsmønster. Det vestlige segmentet er planlagt produsert ved trykkavlastning og begrenset vanninjeksjon, mens trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon er planlagt for det østlige segmentet. Produksjonserfaring kan imidlertid føre til alternative dreneringsmekanismer.

Oljedirektoratet har beregnet reservene til 37,5 millioner Sm³ olje og 14 milliarder Sm³ gass. Operatøren har estimert tilleggsressurser på hovedstrukturen og tilgrensende områder i størrelsesorden 3-7 millioner Sm³ utvinbar olje. Produksjonsstart er planlagt 1. oktober 1997 og etter Oljedirektoratets vurderinger er produksjonen ventet å vare fram til 2018. Reproduksjon og eksport av injisert gass vil bli utredet av operatøren når det foreligger tilstrekkelig driftserfaring fra feltet, og det er etablert avtaksløsning for gass på Haltenbanken.

Produksjonsinnretninger

Produksjonsinnretningen på Njord vil bestå av en slakt forankret, halvtvedsenkbar produksjons-, bore- og boliginnretning av stål, figur 2.4.7. Stabilisert olje vil bli overført lagerskip for lagring og lasting.

Innretningen vil være plassert rett over feltets 15 havbunnsbrønner som vil bli tilknyttet innretningen via fleksible stigerør. 10 av brønnene er oljeproducenter, fire er gassinjektorer og en brønn skal stå for vanninjeksjonen. Tre brønner er planlagt forboret i 1996.

Initielt har innretningen tre ledige brønnsliiser for innfasing av tilleggsressurser.

Fabrikasjonen av innretningen startet i juni 1995. Fabrikasjonen av lagerskipet starter i 1996, og under-vannssystemene i 1995 og 1996.

Platåproduksjonen vil være på om lag 11 000 Sm³ olje per dag. Vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasitetene er hver på 2 500 m³ per dag, men med oppgraderingspotensial. Gassbehandlingskapasiteten er på 10 millioner Sm³ per dag.

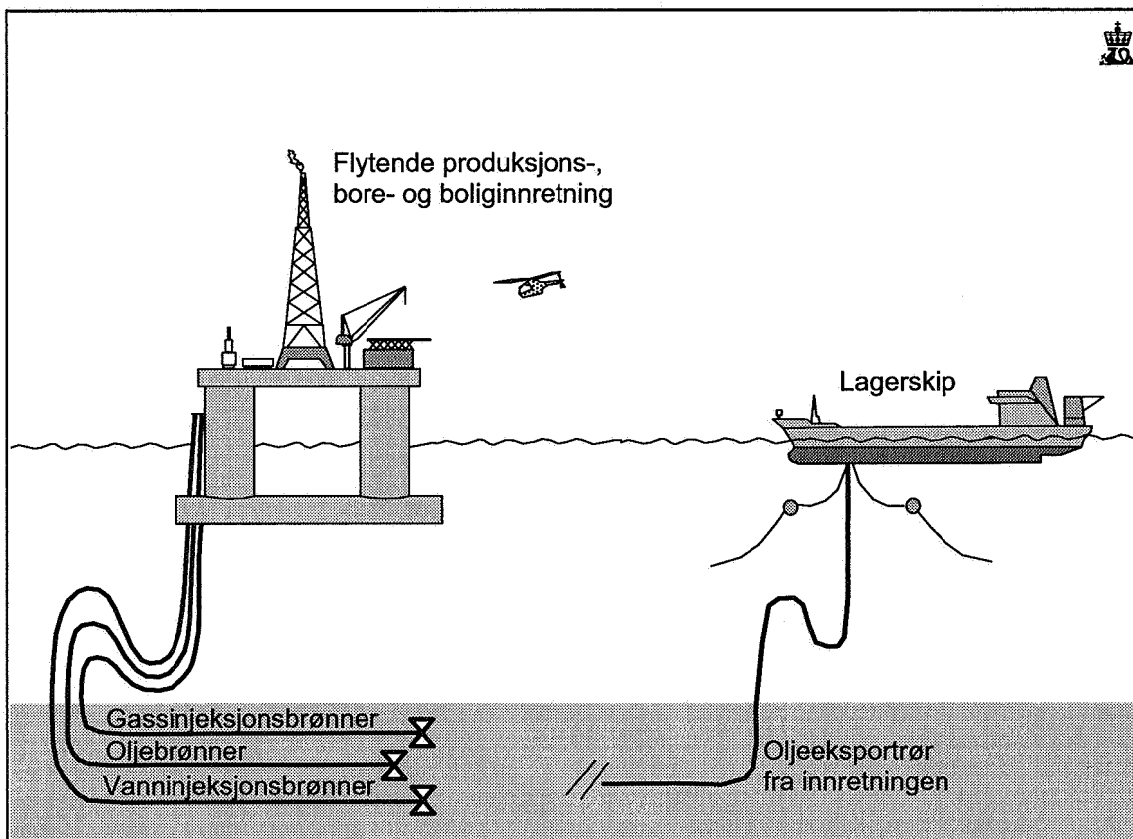
Transport

Stabilisert olje vil bli overført til lagerskip 2,5 km fra innretningen for lagring og lasting til skytteltankere.

Kostnader

Njords samlede investeringer, medregnet framtidige investeringer, er estimert til 5,9 milliarder 1995-kroner.

Figur 2.4.7
Innretninger på Njord



2.4.8 NORNE

Utvinningstillatelse 128

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

I forbindelse med godkjenning av plan for utbygging og drift ble det besluttet å øke Statoils deltakerinteresse fra 50 til 70 %, hvorav Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) utgjør 55 %. De øvrige rettighetshaveres deltakerandeler ble redusert forholdsmessig:

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

Felthistorie

Norne ligger i blokkene 6608/10 og 11, figur 2.3.2.b. Blokkene ble tildelt i 1986, og brønn 6608/10-2 påviste feltet i 1992. Plan for utbygging og drift ble godkjent våren 1995. I forbindelse med behandlingen av utbyggingsaken ble det besluttet å utsette avgjørelsen om lokalisering av basevirksomheten og driftsenheten. Lokaliserings spørsmålet ventes avgjort i 1996. Det er boret 4 brønner på strukturen. Planlagt produksjonsstart er april 1997.

Reservoar

Reservoaret består av sandstein av tidlig og mellomjura alder, og er planlagt utvunnet med 10 produksjonsbrønner. Utvinningsstrategien er en kombinasjon av gass- og vanninjeksjon. Det legges opp til fem vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. All gass planlegges injisert tilbake i reservoaret. Reservene er anslått til 76,2 millioner Sm³ olje og 15,6 milliarder Sm³ gass.

Utbyggingsløsning

Feltet planlegges utbygd med et undervannsbørnnsystem tilknyttet et kombinert produksjons- og lagerskip. Undervannssystemet vil bestå av fem brønnrammer med fire brønner hver og mulighet for tilknytning av satellittbrønner. Oljen vil bli transportert fra feltet i skytteltankere. Byggingen av undervannssystem og produksjonsskipet startet i 1995.

Transport

Oljen vil bli lagret i skipet før den lastes til skytteltankere via et lastesystem akter på produksjonsskipet. Det er tilrettelagt for framtidig gasseksport.

Kostnader

De totale investeringene for Norneutbyggingen er estimert til 7,4 milliarder 1995-kroner.

2.5. FELT I PRODUKSJON

2.5.1 HOD

Utvinningstillatelse 033

Operatør:

Amoco Norway Oil Company

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	25,00000 %
Amerada Hess Norge AS	25,00000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	25,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	25,00000 %

Felthistorie

Hodfeltet ligger i blokk 2/11, se figur 2.5.4.a. Utvinningstillatelse 033 ble tildelt i 1969, og feltet ble påvist i 1974. Feltet ligger rundt 12 km sør for Valhallfeltet. Deler av blokken er senere tilbakelevert, og deler av det tilbakeleverte området er inngått i utvinningstillatelse 068.

Plan for utbygging og drift av Hodfeltet ble godkjent i 1988 og produksjonen fra feltet startet i 1990. I 1994 ble det boret på en struktur i nord, og det ble påvist olje. Ytterligere kartlegging i dette området (Hod Sadelområdet) har ført til boring av en ny brønn i 1995 som også påviste olje. Begge brønnene er satt i produksjon.

Utnyttelse av forekomstene

Hodfeltet er det sørligste kalkfeltet i norsk del av Nordsjøen og produserer fra reservoarsoner i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene. Det produseres fra seks brønner hvorav fire er horisontale. Feltet blir produsert ved trykkavlastning. Reservene er anslått til 9,3 millioner Sm³ olje, 2,2 milliarder Sm³ gass og 0,3 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

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

Transport

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 1,3 milliarder 1995-kroner. Totale investeringer på Hodfeltet fra og med 1988 til og med 2015, antas å bli 1,5 milliarder 1995-kroner. Driftskostnader for 1995 var 157 millioner kroner, medregnet tariffer.

2.5.2 VALHALL

Utvinningstillatelse 006 og 033

Operatør:

Amoco Norway Oil Company

Rettighetshavere i det samordnete Valhall er:

Amoco Norway Oil Company	28,09377 %
Amerada Hess Norge AS	28,09376 %
Enterprise Oil Norwegian AS	28,09376 %
Elf Petroleum Norge AS	15,71871 %

Felthistorie

Valhall ligger hovedsakelig i blokk 2/8 (se figur 2.5.4.a), 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). Utvinningstillatelse 006 ble tildelt i 1965 og utvinningstillatelse 033 ble tildelt i 1969. Valhall ble påvist i 1975. Feltutviklingsplanen ble godkjent i 1977, og produksjonen startet i 1982. En endret plan for utbygging og drift for Valhall ble godkjent våren 1995. Planen innebærer utbygging av en ny brønnhodeinnretning.

Utnyttelse av forekomstene

Valhallfeltet produserer fra øvre kritt kalkstein. Produksjonsstrategien på Valhall er basert på trykkavlastning med en sterk grad av kompaksjonsdriv. Kompaksjon av reservoarbergarten har ført til en havbunnsinnsynkning målt til ca 3 meter ved slutten av 1995. Det har blitt boret horisontale brønner på feltet siden 1991. Ved slutten av 1995 var 14 av 29 utvinningsbrønner horisontale.

Den nye brønnhodeinnretningen med 19 brønnsliiser vil øke brønntettheten på feltet. Reservene er nå oppjustert og anslått til 130,9 millioner Sm³ olje, 32 milliarder Sm³ gass og 5,1 millioner tonn NGL. For å øke utvinningsgraden av oljen vurderer operatøren mulighetene for å gjennomføre vanninjeksjon på feltet. Et prøveprosjekt med vanninjeksjon i en brønn sentralt på feltet ble utført i perioden 1990-93.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhallfeltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.5.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen 2/4 G som Phillips Petroleum har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk Senter.

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

Transport

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

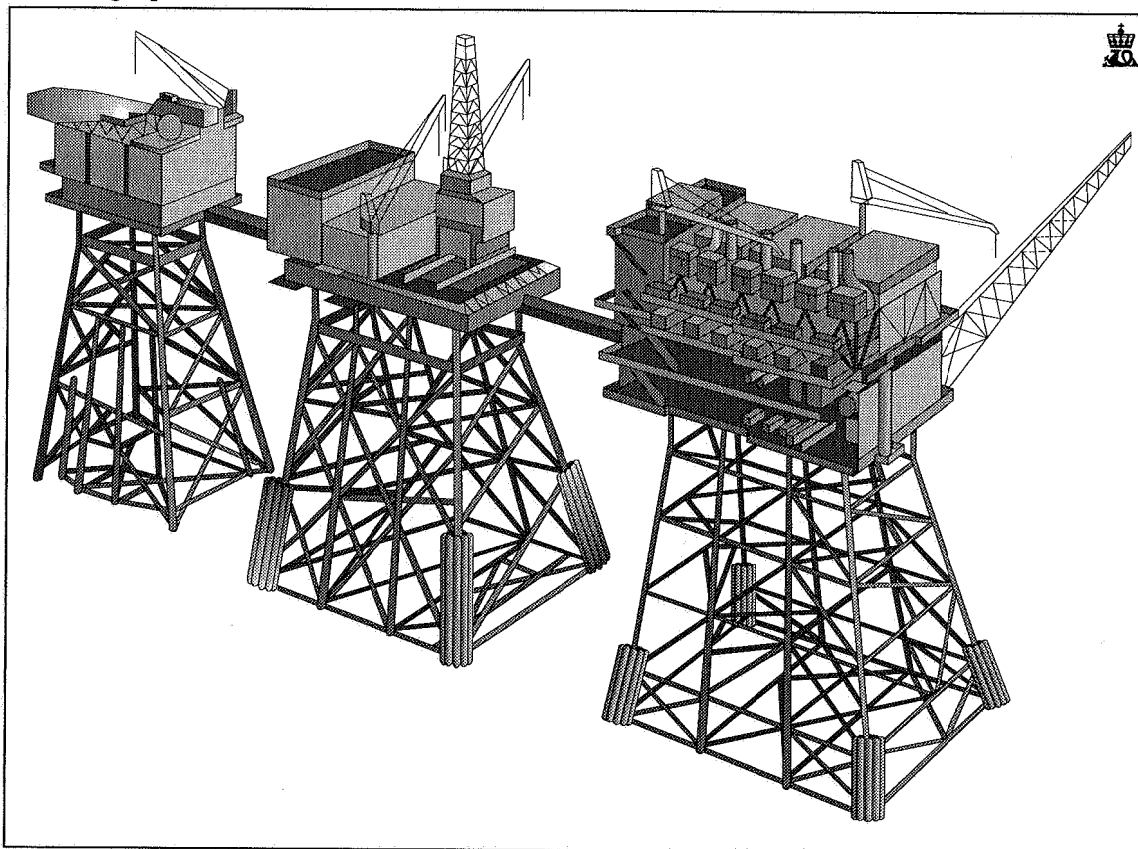
Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 15,3 milliarder 1995-kroner. Totale investeringer på Valhallfeltet fra au-

gust 1977 til og med år 2030 antas å bli ca 20 milliarder 1995-kroner. Driftskostnader for 1995 var 1,1 milliarder kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.2**Innretninger på Valhall****2.5.3 TOMMELITEN GAMMA**

Utvinningstillatelse 044

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 42,384 %)	70,64000 %
Fina Production Licences AS	20,23000 %
Norsk Agip AS	9,13000 %

Felthistorie

Utvinningstillatelse 044 ble tildelt i 1976 og omfatter blokk 1/9, sørvest for Ekofiskområdet, se figur 2.5.4.a. Tommeliten Gamma ble påvist i 1978. Plan for utbygging og drift av Tommeliten Gamma ble godkjent i 1986, og produksjonen startet i oktober 1988.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret som består av krittbergarter, ligger i Ekofisk- og Torformasjonene. Produksjonen fra Tommeliten

Gamma behandles på Eddainnretningen. En del av gassen benyttes til gassløft på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Eddafeltet. Reserverne er anslått til 3,8 millioner Sm³ olje, 9,5 milliarder Sm³ gass og 0,55 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

Gammastrukturen er bygd ut med havbunnskompletterte brønner. All produksjon blir transportert til Edda for førstetrinnsseparasjon.

Transport

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

Målesystem

På Edda utføres separat måling av olje og gass både fra Eddafeltet og Tommeliten Gamma.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 3 milliarder 1995-kroner på Tommeliten Gamma. Dette er også anslaget over totale investeringer fra 1986 til og med 1997. Driftskostnader i 1995 var ca 380 millioner kroner, medregnet tariffer.

2.5.4 EKOFISKOMRÅDET

Utvinningsstillatelse 018

Operatør:

Phillips Petroleum Company Norway AS

Rettingheshavere:

Phillips Petroleum Company Norway AS	36,96000 %
Norske Fina AS	30,00000 %
Norsk Agip AS	13,04000 %
Elf Petroleum Norge AS	7,59400 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,70000 %
Total Norge AS	3,54700 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1,00000 %
Elf Rex Norge AS	0,85500 %
Norminol AS	0,30400 %

Utvinningsstillatelse 018 omfatter feltene Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla og Vest Ekofisk. Cod ligger i blokk 7/11, Edda, Embla og Eldfisk i blokk 2/7 og Ekofisk og Vest Ekofisk i blokk 2/4, se figur 2.5.4.a.

Albuskjell, som ligger i blokkene 1/6 og 2/4, var tidligere delt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 011. I 1995 har A/S Norske Shell oppgitt den del av utvinningsstillatelse 011 som dekker Albuskjellfeltet. Samtidig er dette området tildelt som tilleggsareal (018B) til utvinningsstillatelse 018, fram til 31. desember 1998. Rettighetshaverne i 018B er de samme som i 018.

Tor, som ligger i blokkene 2/4 og 2/5, er delt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 006. I 1995 har Amoco Norway Oil Company og Enterprise Oil Norwegian oppgitt sine rettigheter i den delen av utvinningsstillatelse 006 som dekker Torfeltet. Amerada Hess Norge og Elf Petroleum Norge har beholdt sine rettigheter.

Som en følge av godkjenning av ny utbygging av Ekofisk, vil eierfordeling i utvinningsstillatelse 018 bli endret fra 1. januar 1999. SDØE vil få en andel på 5,0000 %. Nåværende rettighetshaveres andeler vil bli redusert tilsvarende.

Felthistorie

Ekofiskområdet har åtte felt i produksjon : Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor og Vest Ekofisk, se figur 2.5.4.b. Cod ble påvist først, i 1968. Ekofisk ble påvist i 1969, og ble erklært drivverdig allerede i 1970. I perioden fra 1969 til 1974 ble de andre feltene i området påvist. Området er blitt bygd ut i flere trinn. Produksjon fra Ekofisk kom i gang i juni 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskip fra fire brønner, til betongtanken var på plass fra 1973. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygget ut og tilknyttet Ekofisk Senter i 1976 - 1978. Samtidig ble det ble lagt en oljerørledning til

Teesside og en gassrørledning til Emden. Fram til gassrørledningen var ferdigstilt, ble den produserte gassen reinjisert i Ekofiskfeltet. Neste trinn i utbyggingen besto i tilknytningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter i 1979. Embla er det siste feltet som er blitt satt i produksjon i området. Feltet er bygd ut med en brønnhodeinnretning som fjernstyres fra Eldfisk, og produksjonen startet i mai 1993.

På grunn av innsynkning av havbunnen ved Ekofisk, og en forventning om produksjon fra feltet langt inn i neste århundre, ble en plan for utbygging og drift av Ekofisk II lagt fram for myndighetene og godkjent i desember 1994.

Utnyttelse av forekomstene

Feltene Cod og Embla produserer fra sandsteinsbergarter. De andre feltene i området produserer fra krittbergarter.

Ekofisk er det største feltet i området og det nest største oljefeltet på norsk sokkel med hensyn til utvinnbar olje. Reservene er estimert til 404 millioner Sm³ olje, og 157 milliarder Sm³ gass og 15 millioner tonn NGL. Etter nærmere 25 års produksjon er nå litt over halvparten av reservene fra feltet produsert. Alle feltene i Ekofiskområdet ble opprinnelig utbygd med trykkavlastning som drivmekanisme, men for Ekofisk har begrenset gassinjeksjon og omfattende vanninjeksjon bidratt til en betydelig økning av utvinningsgraden. Anslaget for utvinningsgraden av olje har økt fra opprinnelig ca 18 % til nær 40 % for dette feltet. Vanninjeksjon i stor skala startet i 1987, og i årene etter har området for vanninjeksjon blitt utvidet i flere trinn. Daglig fordeles 130 000 m³ vann i reservoaret gjennom 36 injeksjonsbrønner. Erfaringene har vist at vannets fortregning av oljen er mer effektiv enn ventet, og reserveanslaget er tilsvarende blitt oppjustert. I tillegg til vanninjeksjon gir kompaksjonen av kalkbergartene en ekstra driv til dreneringen av feltet. De siste årene har operatøren utført omfattende og detaljert kartlegging av feltet som forberedelse til boring av brønner fra den nye innretningen, 2/4-X, fra høsten 1996, og for oppbygging av ny reservoarmodell for feltet. Operatøren vurderer mulighetene for å øke oljeutvinningen fra feltet ytterligere, blant annet ved kombinasjon av gass- og vanninjeksjon. Et prøveprosjekt med vannalternerende-gassinjeksjon (VAG) vil således bli igangsatt i 1996.

Eldfisk er det nest største feltet i området, med opprinnelig utvinnbare reserver anslått til 79 millioner Sm³ olje, 58 milliarder Sm³ gass og 4,7 millioner tonn NGL. Feltet produserer fra tre separate strukturer, alle med trykkavlastning som eneste drivmekanisme. Utvinningsgraden er lav, ca 21 % av brutto tilstedeværende olje. Over 70 % av reservene fra Eldfisk er nå produsert. De siste årene er syv horisontale brønner boret på Eldfisk, og ytterligere seks horisontale brønner er planlagt i 1996. De horisontale brønnene har gitt økt produksjon fra feltet. I 1995 la operatøren fram for myndighetene en mulig plan for fullfelts vanninjeksjon på Eldfisk som ville kunne øke utvinningsgraden fra feltet. Planen har foreløpig ikke vist tilstrekkelig lønnsomhet for rettighetshaverne, og vanninjeksjon er derfor ikke besluttet.

På Tor ble det i 1992 igangsatt begrenset vanninjeksjon. Det blir nå injisert daglig opp mot 4500 m³ vann i to brønner på feltet. Opprinnelig utvinnbare reserver på Tor er estimert til 25 millioner Sm³ olje og vel 11 milliarder Sm³ gass. Utvinningsgraden for olje fra feltet er anslått til rundt 22 %.

Embla, som ligger på stort reservoardyp med høye trykk, var opprinnelig planlagt utbygd i flere faser. Senere er utbyggingen begrenset til en brønnhodeinnretning med plass til 18 brønner. 4 brønner produserer nå fra feltet. I 1995 ble en endret plan for utbygging og drift av Embla godkjent av myndighetene. Utvinnbare reserver er estimert til vel 7 millioner Sm³ olje, 5 milliarder Sm³ gass og 0,5 million tonn NGL. Feltet er vanskelig å kartlegge grunnet dårlige seismiske data, og det er derfor usikkerhet knyttet til volumestimaten. Produksjonsanalyser utført i 1995 resulterte i økede reserveanslag.

På Cod, som er et gassfelt, blir produsert vann injisert tilbake i reservoaret. Til nå er over 95 % av reservene i feltet antatt produsert. Oljefeltet Edda produserer ved hjelp av gassløft fra Tommeliten Gamma, og i 1995 ble en gassløftkompressor installert for å øke trykket på gassen. På flere av feltene som forutsettes nedstengt før 1999, er det igangsatt brønnteknisk arbeid for å maksimere sluttproduksjonen.

Innsynkning

Havbunnsinnsynkning er registrert over feltene Ekofisk, Eldfisk og Vest Ekofisk. Det er likevel bare på Ekofisk at innsynkningen har ført til betydelige problemer for innretningen. Målinger fra satellitt viser en total innsynkning per november 1995 på 6,7 meter ved 2/4-H. Figur 2.5.4.c viser målte innsynkningsverdier ved 2/4-H i tidsrommet 1985 - 95. Innsynkningsraten i 1995 var ca 38 cm per år.

Havbunnsinnsynkningen skyldes at den høyporøse reservoarbergarten presses sammen av vekten av overliggende bergarter ved uttak av hydrokarboner fra reservoaret. For å begrense innsynkningen og brønnproblemer relatert til kompaksjon i reservoaret på Ekofisk, er uttaket av olje og gass fra feltet de to siste årene balansert med injeksjon av tilsvarende eller større mengder vann og gass, uten at dette til nå har redusert innsynkningen merkbart. Målinger i reservoaret antyder at kompaksjonen nå er størst i de sonene som er blitt flømmet med vann.

Produksjonsanlegg

Figur 2.5.4.b viser innretningene i Ekofiskområdet. Til sammen er rundt 25 ulike innretninger knyttet til feltene i området. Alle feltene, bortsett fra Embla, ble opprinnelig

utbygd med bemannede innretninger med stålunderstell. Siden er Vest Ekofisk gjort om til fjernstyrt felt, og Embla er bygd ut og blir fjernstyrt fra Eldfisk. Gassfeltet Albuskjell produseres i dag bare fra den ene innretningen, 1/6-A, mens 2/4-F er nedstengt. Olje og gass føres fra feltene til eksportørledningene via 2/4-R og 2/4-P på Ekofisk. 2/4-K og 2/4-W er vanninjeksjonsinnretninger for Ekofisk.

I forbindelse med Ekofisk II-utbyggingen vil en ny brønnhodeinnretning for 50 brønner være på plass på Ekofisk fra høsten 1996. I 1998 vil en ny prosess- og transportinnretning bli installert. Begge innretningene vil være dimensjonert til å tåle 13 meter ytterligere innsynkning av havbunnen. Eldfisk, Embla og Tor vil bli knyttet opp til det nye senteret, mens de andre feltene; Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk, planlegges nedstengt innen 1999.

Transport

Gassen fra Ekofiskområdet transporteres via rørledning til Emden. Oljen, som inneholder NGL-fraksjonene, sendes i rørledning til Teesside. Total transportkapasitet er over 95 000 Sm³ per dag.

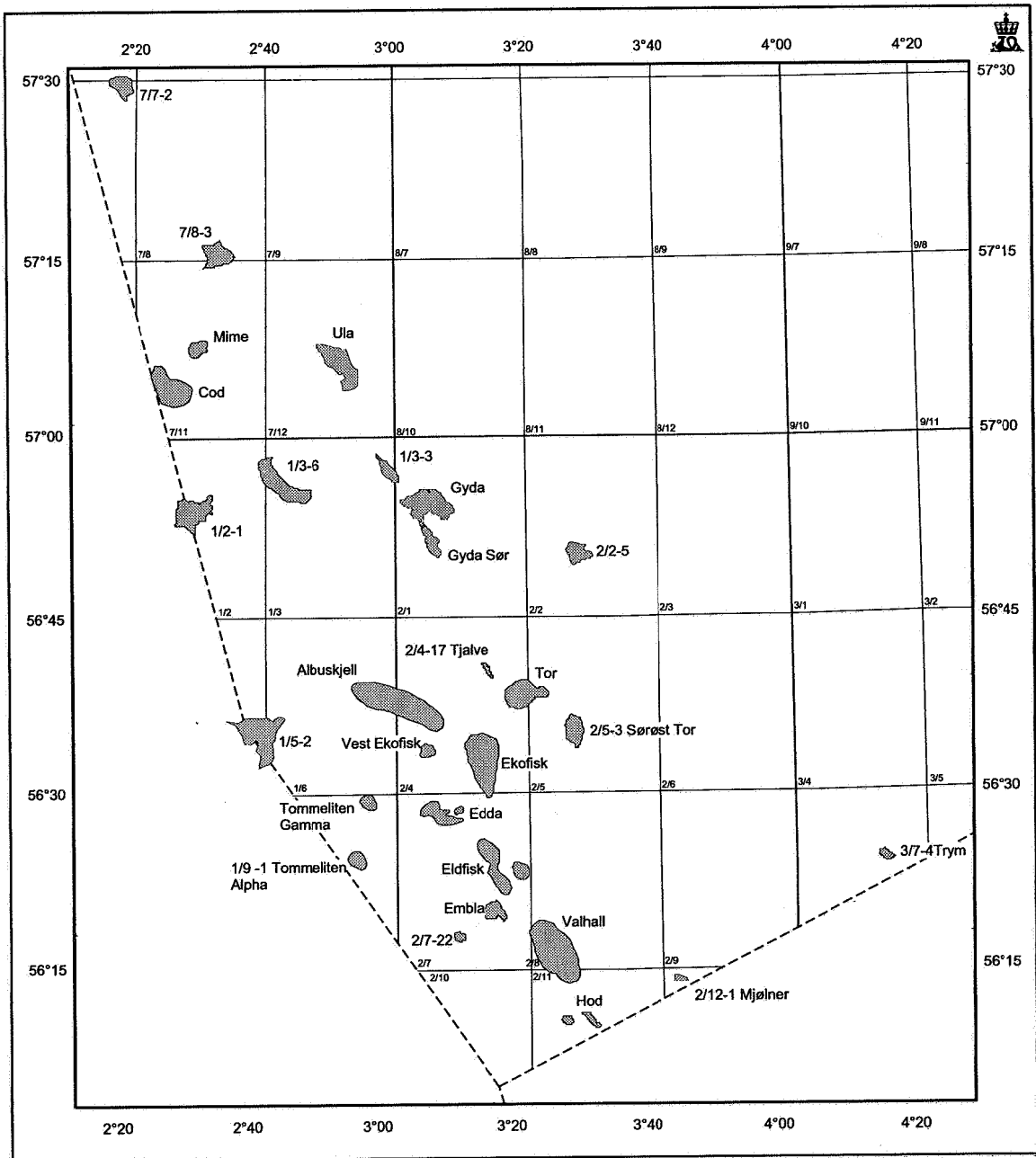
Målesystemer

Salgsmåling av olje, NGL og naturgass blir foretatt ved terminalene i Teesside og Emden. Totale olje- og gassleveranser til Teesside- og Emdenrørledningene fra området måles og analyseres på Ekofisktanken. I tillegg måles olje- og gassproduksjon på de enkelte satellittinnretninger før rørledningstransport til Ekofisk Senter, med unntak av produksjon fra feltene Vest Ekofisk og Ekofisk, som måles på Ekofisktanken. Alle målesystemer er i henhold til fiskal standard og inngår i operatørens system for hydrokarbonfordeling.

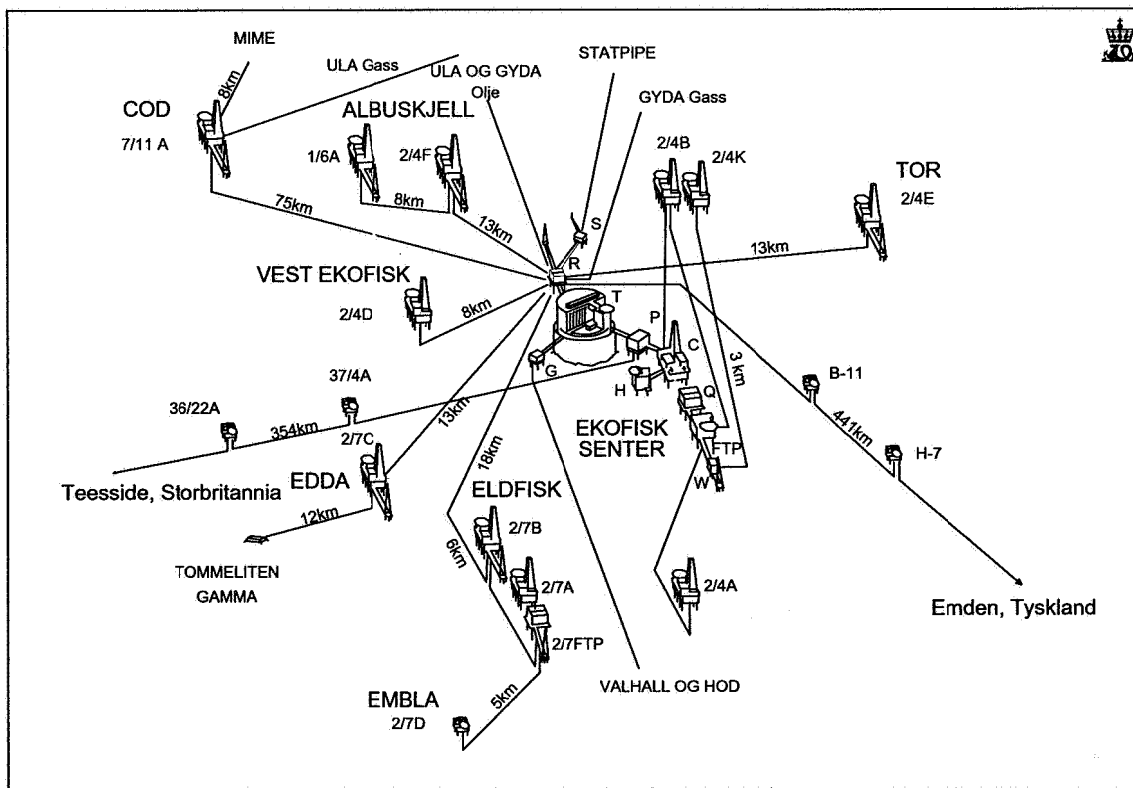
Kostnader

I perioden 1994 - 2000 er Ekofisk II-investeringer anslått til 19,3 milliarder 1995 kroner. Av dette beløpet utgjør investering i ny prosess- og transportinnretning 9,8 milliarder kroner og investeringer knyttet til en ny brønnhodeinnretning 2,9 milliarder kroner. Nye rørledninger vil komme på rundt 1 milliard, og det planlegges boret nye brønner for 3,4 milliarder. Kostnader til modifikasjoner og nedstengning av innretninger i området er beregnet til over 1,3 milliarder. Driftskostnadene vil bli betydelig redusert i forbindelse med igangsetting av Ekofisk II. Driftskostnader for 1994 var på over 6 milliarder kroner. Dette beløpet vil bli redusert til rundt 3,4 milliarder kroner i år 2000.

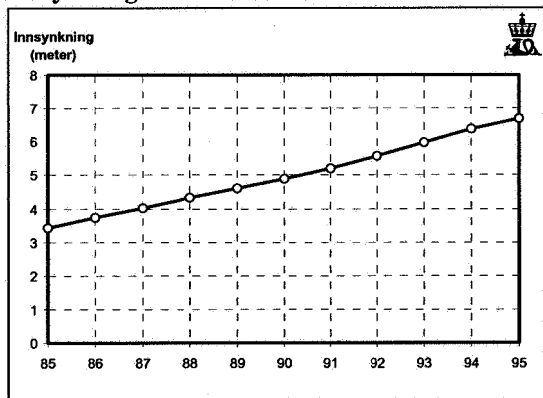
Figur 2.5.4.a
Felt og funn i Ekofiskområdet



Figur 2.5.4.b
Innretninger i Ekofiskområdet



Figur 2.5.4.c
Innsynkning i Ekofiskområdet



2.5.5 GYDA SØR

Utvinningsstillatelse 019B

Operatør:
BP Petroleum Dev. of Norway AS

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	50,00000 %
(SDØE 30 %)	
BP Petr. Dev. of Norway AS	26,62500 %
Norske Conoco A/S	9,37500 %
Norske AEDC A/S	5,00000 %
Norske MOECO A/S	5,00000 %
AS Pelican	4,00000 %

Felthistorie

Gyda Sør ligger i blokk 2/1 og utgjør en forlengelse av Gydafeltet mot sørøst, se figur 2.5.4.a. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1993. Produksjon tok til på Gyda Sør via en langtrekkende brønn fra Gyda i august 1995.

Utnyttelse av forekomstene

Det er ikke observert trykkommunikasjon mellom Gyda Sør og Gyda. Det er likevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vannsonen. Totale reserver er anslått til 1,5 millioner Sm³ olje, 0,9 milliarder Sm³ gass og 0,2 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

Produksjonsbrønnen fra Gydainnretningen til Gyda Sør har en horisontal rekkevidde på ca 5 700 meter. Behandlingen av brønnstrømmen foregår med eksisterende fasiliteter på Gyda.

Transport

Gass- og oljeproduksjonen fra Gyda Sør blir transportert i transportsystemet for gass og olje fra Gydainnretningen.

Kostnader

Totale investeringer på Gyda Sør ventes å bli ca 378 millioner 1995-kroner fra 1993 til 1998. Ved utgangen av 1995 var det investert ca 188 millioner 1995-kroner i Gyda Sør.

2.5.6 GYDA

Utvinningsstillatelse 019B

Operatør:

BP Petroleum Dev. of Norway AS

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 30 %)	50,00000 %
BP Petr. Dev. of Norway AS	26,62500 %
Norske Conoco A/S	9,37500 %
Norske AEDC A/S	5,00000 %
Norske MOECO A/S	5,00000 %
AS Pelican	4,00000 %

Felthistorie

Gydafeltet ligger i blokk 2/1, se figur 2.5.4.a. Feltet ble påvist i 1985. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1987. Produksjonen på Gydafeltet startet i 1990.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret består av øvre jura sandstein. Totale reserver er anslått til 30,6 millioner Sm³ olje, 3,9 milliarder Sm³ gass og 1,7 millioner tonn NGL og baseres på produksjon fram til år 2008. Gyda produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme.

Oljeproduksjonen i 1995 har vært høyere enn prognosert grunnet god produksjon fra et sandlag i den nordvestlige delen av feltet, C-sanden. En ny vanninjeksjonsbrønn er boret i dette området for å gi trykkstøtte.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 2.5.6. Produksjonskapasiteten er for tiden på 14 300 Sm³ olje per dag og 1,8 milliarder Sm³ gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er på 24 500 m³ per dag.

Transport

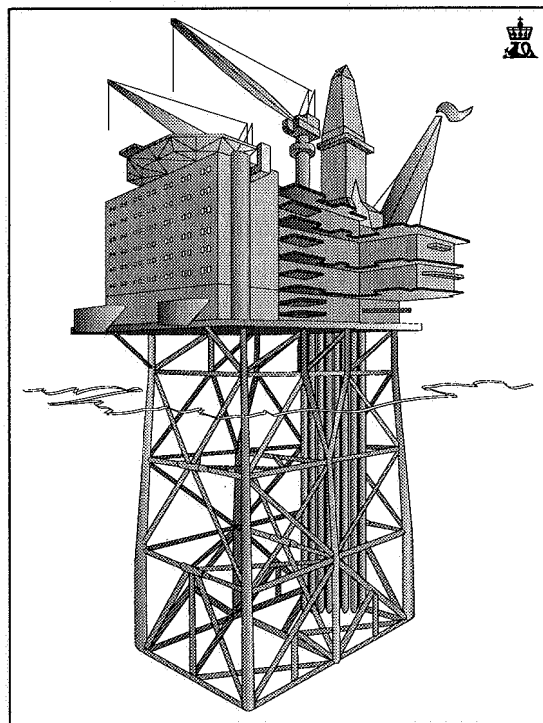
Oljen transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula og videre til Teesside. Gassen transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden.

Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 8,7 milliarder 1995-kroner i Gydafeltet. Totale investeringer ventes å bli ca 9,3 milliarder 1995-kroner fra 1988 og fram til år 2000. Driftskostnadene for 1995 var ca 1 milliard kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.6**Innretning på Gyda****2.5.7 ULA**

Utvinningsstillatelse 019A

Operatør:

BP Petroleum Dev. of Norway AS

Rettighetshavere:

BP Petr. Dev. of Norway AS	57,50000 %
Svenska Petroleum Exploration AS	15,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12,50000 %
Norske Conoco A/S	10,00000 %
AS Pelican	5,00000 %

Felthistorie

Feltet ligger i blokk 7/12, se figur 2.5.4.a. Det ble påvist i 1976. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1984. Produksjonen fra Ulafeltet startet i 1986.

Utnyttelse av forekomstene

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

Testproduksjon fra det underliggende triasreservoaret tok til i slutten av 1995. Formålet med testen er å undersøke volum, produktivitet og eventuell kommunikasjon med reservoaret i Ulaformasjonen. Operatørens reserveanslag for triasreservoaret er i størrelsesorden 0,1-0,8

million Sm³ olje. Reserveanslag for hovedfeltet er anslått til 69,1 millioner Sm³ olje, 3,6 milliarder Sm³ gass og 2,6 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stål-innretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 2.5.7. Produksjonskapasiteten er for tiden på 24 000 Sm³ olje per dag og 1,6 millioner Sm³ gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten ble oppgradert i 1992 til 32 000 m³ per dag. Kapasiteten for behandling av produsert vann er ca 19 000 m³ per dag. Alt produsert vann på Ula blir reinjisert. Operatøren arbeider med planer om å iverksette VAG (vann-alternerende gassinjeksjon) for reinjeksjon av produsert gass på Ula fra 1997.

Transport

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

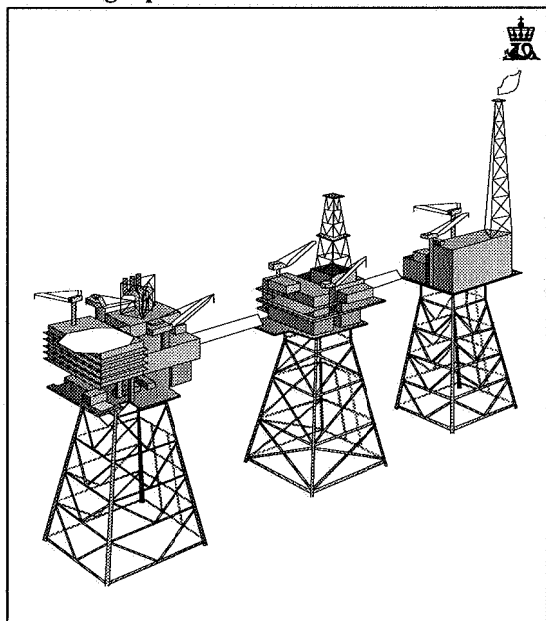
Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 12,5 milliarder 1995-kroner i Ulafeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 13,2 milliarder 1995-kroner fra 1983 til 2000. Driftskostnader for 1995 var ca 1,3 milliarder kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.7
Innretninger på Ula



2.5.8 SLEIPNEROMRÅDET

Sleipner Øst

Utvinningsstillatelse 046

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

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

Felthistorie

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9, se figur 2.3.1.a. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1986. Produksjonsstart for Sleipner Øst var i august 1993.

Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist to reservoarlag i Sleipner Øst, ett i tertiar, Heimdalformasjonen, og ett i jura/trias, Hugin-formasjonen. Reservene er anslått til 44,4 milliarder Sm³ gass og 27,4 millioner tonn NGL. Det er nå boret 14 brønner fra Sleipner A-innretningen, 11 gassprodusenter og tre gassinjektorer. I tillegg er det boret tre produksjonsbrønner fra bunnrammene på Sleipner Øst. Reinjeksjon av gass i Sleipner Øst har som hensikt å øke kondensatutvinningen fra feltet.

Produksjonsanlegg

Sleipner Øst er bygd ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skaftet understell i betong, se figur 2.5.8. I tillegg er det bygget en egen stigerørsinnretning med broforbindelse til prosessinnretningen samt installert en bunnramme for drenering av den nordlige del av feltet.

Transport

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

Målesystemer

Produsert gass og kondensat måles på innretningen til fiskal standard.

Kostnader

Totale investeringer fram til 1995 er 23,2 milliarder 1995-kroner. Totale investeringer er antatt å bli ca 23,5 milliarder 1995-kroner fra 1987 til 1999. Driftskostnadene for 1995 var ca 2,5 milliarder kroner, medregnet tariffer.

Loke

Utvinningsstillatelse 046

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

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

Felthistorie

Utvinningsstillatelsen ble tildelt i 1976, og er den samme som for Sleipner Øst, se figur 2.3.1.a. Feltet ble påvist ved brønn 15/9-17 i 1983 som påviste gass/kondensat i to geologiske nivå. Plan for utbygging og drift av reservoaret i Heimdalformasjonen ble godkjent i 1991, og produksjonsstart var i september 1993. Plan for utbygging og drift for reservoaret i trias ble godkjent i 1995 og produksjonsstart er planlagt etter at produksjonen fra Heimdalreservoaret er avsluttet i 1997.

Utnyttelse av forekomstene

Heimdalformasjonen i Loke er i trykkommunikasjon med Heimdalformasjonen i Sleipner Øst. Produksjon av Sleipner Øst vil påvirke trykket i Loke og produksjonen fra Loke vil derfor forhindre at store hydrokarbonmengder går tapt i vannsonen mellom Loke og Sleipner Øst. Heimdalreservoaret blir drenert med en brønn, og etter at dette reservoaret er tømt, skal brønnen forlenges og brukes som produsent i triasreservoaret.

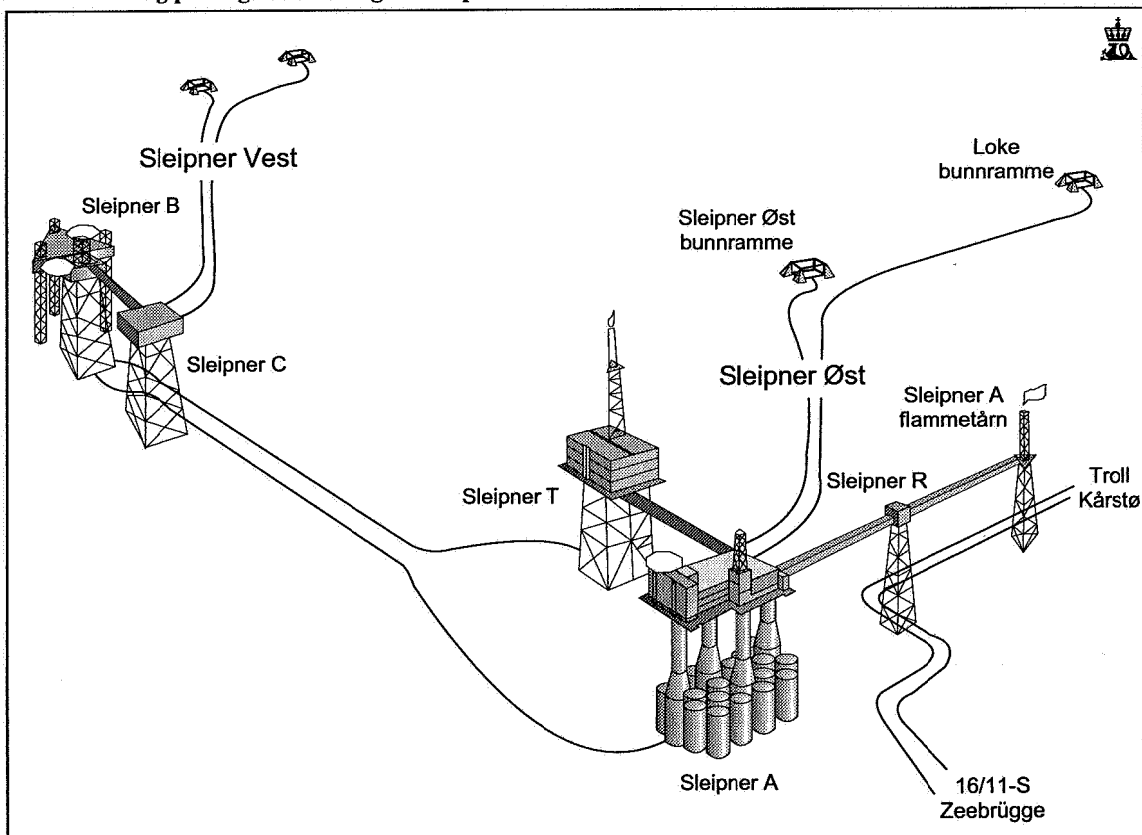
Reservene i Heimdalformasjonen er anslått til 0,7 milliard Sm³ gass og 0,42 million tonn NGL. Reservene i Loke trias er anslått til 2,4 milliarder Sm³ gass, 0,7 millioner Sm³ stabilisert kondensat og 0,3 millioner tonn NGL.

Produksjonsanlegg

Loke blir produsert med et havbunnsproduksjonssystem med brønnstrømsoverføring til Sleipner A-innretningen, se figur 2.5.8.

Kostnader

Ved utgangen av 1994 var det investert ca 650 millioner 1995-kroner i Loke. Driftskostnadene for 1995 var ca 60 millioner kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.8**Eksisterende og planlagte innretninger i Sleipnerområdet**

2.5.9 HEIMDAL

Utvinningstillatelse 036

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

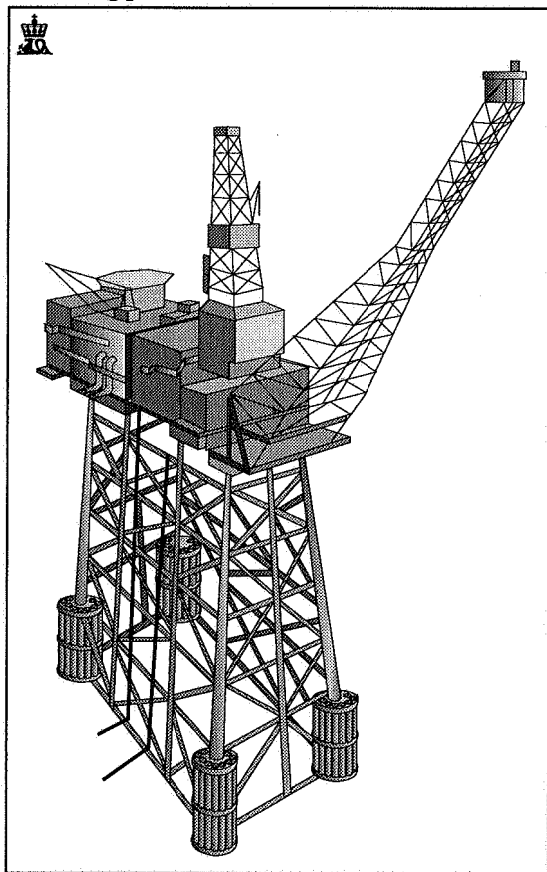
Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 20 %)	40,00000 %
Marathon Petroleum Norge AS	23,79800 %
Elf Petroleum Norge AS	21,51400 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,22800 %
Total Norge AS	4,82000 %
Saga Petroleum a.s.	3,47100 %
Ugland Construction Company AS	0,16900 %

Felthistorie

Utvinningstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, se figur 2.5.10.a. For den delen av utvinningstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett.

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

Figur 2.5.9**Innretning på Heimdal****Utnyttelse av forekomstene**

Feltet produserer fra Heimdalformasjonen som er en paleocen sand. Reservene er anslått til 6,5 millioner Sm³ olje/kondensat og 40,6 milliarder Sm³ gass.

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

Produksjonsanlegg

Heimdalfeltet er bygd ut med en integrert stålennretning med bore-, produksjons- og boligfunksjon, se figur 2.5.9. Leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Transport

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 14,4 milliarder 1995-kroner på Heimdal. Dette er et anslag over totale investeringer på feltet fra 1981 til 1998. Driftskostnader for 1995 var ca 1,9 milliarder kroner, medregnet tariffer.

2.5.10 FRIGGOMRÅDET**Frigg**

Utvinningstillatelse 024

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

Rettighetshavere:

Norsk del (60,8200 %)	
Elf Petroleum Norge AS	25,19100 %
Norsk Hydro Produksjon AS	19,99200 %
Total Norge AS	12,59600 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	3,04100 %
Britisk del (39,1800 %)	
Elf Exploration UK Ltd	26,12000 %
Total Oil Marine Ltd	13,06000 %

Felthistorie

Elf Petroleum Norge AS er operatør for Friggfeltet og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørledningssystemet og St. Fergus-terminalen i Skottland. Friggfeltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og i blokkene 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel, se figur 2.5.10.a. Feltet er samordnet og 60,82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne. Friggfeltet ble påvist i 1971 og godkjent utbygd i 1974. Produksjonen startet i 1977.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer gass fra Friggformasjonen som er en eocen sand. Reservene er anslått til 184 milliarder Sm³ gass. På CDP1 er alle produksjonsbrønnene permanent plugget, mens det på DP2 er 15 brønner tilgjengelig for produksjon. Alle disse har redusert produksjonspotensial på grunn av vanninnslag i brønnene. Den videre utviklingen av produsert vannmengde vil være avgjørende for når feltet blir nedstengt.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygd 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 i 1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra Fase 2 startet i 1978. Figur 2.5.10.b viser innretningene på Friggfeltet.

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

Gass fra Øst Frigg og Lille-Frigg blir behandlet og målt på TCP2 på Frigg. Før nedstengning av Nordøst Frigg og Odin ble også gassen fra disse feltene behandlet på Frigg. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

TP1 er omgjort fra en prosesseringsinnretning til en stigerørsinnretning. TCP2 er modifisert for å tilpasse kompressoranelegg til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder, og i 1995 er det installert en ny modul for behandling av olje og gass fra Frøy.

Transport

Gassen transporteres 355 km til St. Fergus i Skottland gjennom to rørledninger, hver med en diameter på 813 millimeter.

Målesystem - Friggområdet

Gasseksport inn på rørledningen til St. Fergus måles samlet for de norske feltene i Friggområdet til fiskal standard. Friggfeltets bidrag bestemmes ved at total gasseksport fratrekkes bidragene fra Øst Frigg og Lille-Frigg. Utskilt kondensat måles separat og transporteres i oljeledningen (Frostpipe) til Oseberg og videre til Stureterminalen.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 26 milliarder 1995-kroner på Frigg. Dette er også anslaget over totale investeringer i den norske delen av feltet over feltets levetid. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Driftskostnader for 1995 var ca 400 millioner kroner, medregnet tariffer. Driftskostnader for transportsystemet kommer i tillegg.

Frøy

Utvinningstillatelse 026 og 102

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	53,96000 %
(SDØE 41,616 %)	
Elf Petroleum Norge AS	24,75730 %
Total Norge AS	15,23460 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,04810 %

Felthistorie

Frøy ligger i blokk 25/2 og 25/5, se figur 2.5.10.a. Utvinningstillatelsene 026 og 102 ble tildelt i henholdsvis 1969 og 1985. Feltet ble påvist i 1987 ved brønn 25/5-1. Plan for utbygging og drift av Frøy ble godkjent i 1992. Produksjon på feltet kom i gang i mai 1995, 5 måneder etter planen. Hovedårsak til forsinkelsen var at ombygningsarbeidet på TCP2-innretningen på Frigg ble mer omfattende enn beregnet.

Utnyttelse av forekomstene

Frøy er et oljefelt, og det produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme. Reservene er anslått til 15,8 millioner Sm³ olje, 3,2 milliarder Sm³ gass og 0,2 million tonn NGL.

Utbyggingsløsning/transport

Feltet er bygd ut med en brønnhodeinnretning med ettrinnsseparasjon. Olje og gass overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling og måling. Transport videre foregår i eksisterende transportsystem for gass til Storbritannia og i oljeledningen Frostpipe til Oseberg.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 5,6 milliarder 1995-kroner i Frøy. Totale investeringskostnader er anslått til 5,7 milliarder 1995-kroner. Driftskostnadene for 1995 var 566 millioner kroner, medregnet tariffer.

Øst Frigg

Utvinningstillatelse 024 (blokk 25/1), utvinningstillatelse 026 (blokk 25/2) og utvinningstillatelse 112 (tidligere tilbakelevert del av blokk 25/2, nytildelt i 1985), se figur 2.5.10.a.

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

Rettighetshavere i det samordnede Øst Frigg:

Elf Petroleum Norge AS	37,22500 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,11200 %
Total Norge AS	20,23200 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	10,43100 %
(SDØE 1,4613 %)	

Felthistorie

Øst Frigg ligger i blokkene 25/1 og 25/2. Feltet ble påvist i 1973. Reservene er fordelt med 21,593 % på utvinningstillatelse 024, 77,536 % på utvinningstillatelse 026 og

4,871 % på utvinningstillatelse 112. Ilandføringssøknaden ble godkjent i 1984. Produksjonen kom i gang i 1988.

Utnyttelse av forekomstene

Øst Frigg er et gassfelt som består av to hovedstrukturer, Alpha og Beta. Disse er en del av samme trykksystem som Friggfeltet. Reservene er anslått til 9,3 milliarder Sm³ gass. Dette er fordelt med 5,4 milliarder Sm³ i Alphastrukturen og 3,9 milliarder Sm³ i Betastrukturen. Det produseres fra fire brønner på feltet.

Produksjonsanlegg

Utbyggingen av Øst Frigg er basert på undervannsteknologi med to bunnrammer for brønnene og en sentral manifoldstasjon som knytter systemene sammen. Produksjonssystemene fjernstyres fra Frigg. Fra manifolden går en gass- og serviceledning til TCP2 hvor gassen prosesseres og sendes inn i Friggfeltets transport-system. Gassen selges til British Gas Corporation innenfor den eksisterende salgavtalen.

Kostnader

Totale investeringer på feltet forventes å bli 2,9 milliarder 1995-kroner. Driftskostnader for 1995 var ca 150 millioner kroner, medregnet tariffer.

Lille-Frigg

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026, se figur 2.5.10.a.

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

Rettighetshavere:

Elf Petroleum Norge AS	41,42000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,87000 %
Total Norge AS	20,71000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5,00000 %

Felthistorie

Utvinningstillatelsen ble tildelt i 1969. Feltet ble påvist i 1975 ved brønn 25/2-4. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1991 og produksjonen startet i mai 1994.

Utnyttelse av forekomstene

Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelsen av Heimdalryggen. Reservene er anslått til 1,7 millioner Sm³ salgbar olje og 4,2 milliarder Sm³ gass. Reserveanslagene

er nedjustert i 1995 som følge av ny informasjon om reservoaret.

Utbyggingsløsning/transport

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

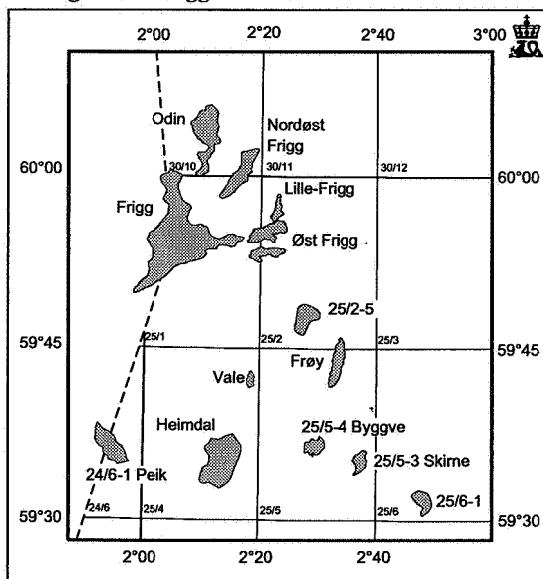
Måling

Kondensatet som transporteres i Frostpiperørledningen måles til fiskal standard på Frigg. Gasseksport til St. Fergus måles på Frigg. Til dette formål gjør en bruk av gassmålesystemet som ble ledig ved produksjonsavslutning på Nordøst Frigg.

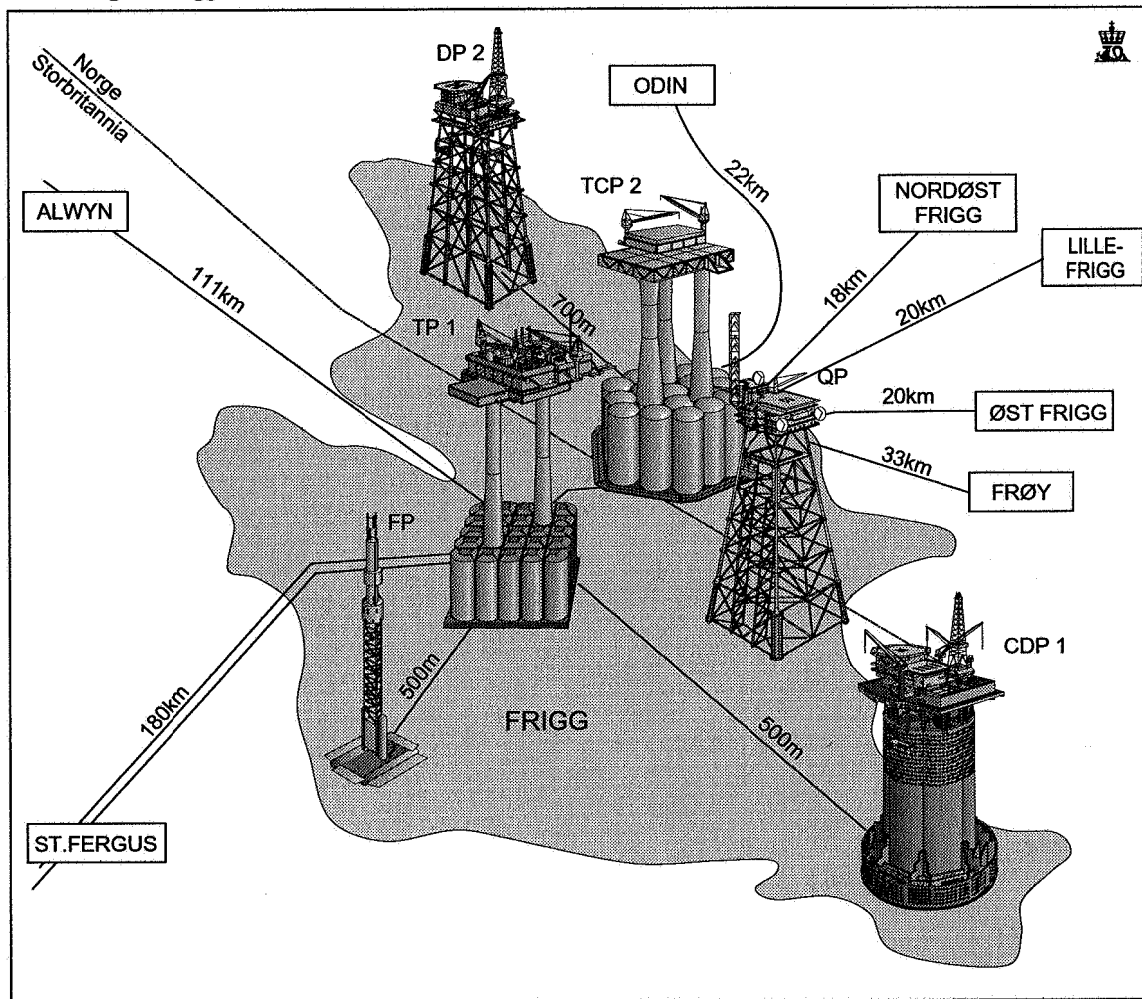
Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert i ca 4,1 milliarder 1995-kroner på Lille-Frigg. Dette er også anslaget over totale investeringer på feltet over dets levetid. De totale driftskostnadene for 1995 var ca 263 millioner kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.10.a
Felt og funn i Friggområdet



Figur 2.5.10.b
Innretninger i Friggområdet



2.5.11 OSEBERGOMRÅDET

Oseberg

Utvinningstillatelse 053 og utvinningstillatelse 079

Operatør:

Norsk Hydro Produksjon AS

Rettighetshaverne til det samordnede Oseberg:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	64,78379 %
(SDØE 50,7838 %)	
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68186 %
Saga Petroleum a.s.	8,55276 %
Elf Petroleum Norge AS	5,76959 %
Mobil Development Norway AS	4,32720 %
Total Norge AS	2,88480 %

Osebergfeltet ligger i to blokker, blokk 30/6, utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9, utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982, se figur 2.3.2.a.

Den delen av utvinningstillatelsene som omfatter Oseberg, er samordnet mellom de to utvinningstillatelsene. Rettighetshaverne har i 1993 avsluttet en ny samordning mellom blokkene 30/6 og 30/9. Resultatet er følgende feltandeler, gjeldende fra 1. januar 1994:

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

Felthistorie

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

Utnyttelse av forekomstene

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

Reservene er oppjustert i 1995 og anslås nå til 325

millioner Sm³ olje medregnet NGL. Operatørens reserveanslag er 315 millioner Sm³ olje medregnet NGL. Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnene blir nå boret horisontalt, med gode erfaringer.

Gassreservene på Oseberg er ca 91 milliarder Sm³ medregnet produserbar del av injisert gass fra TOGI og Oseberg Vest. Det er ikke besluttet når gasseksport fra Oseberg vil starte.

Produksjonsanlegg

Osebergfeltet er bygd ut i to faser, se figur 2.5.11. Fase 1 er utbygd med et feltsenter i sør med to innretninger. Oseberg A omfatter en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B omfatter en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskomplettete brønner knyttet til feltsenteret. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er omkring 55 000 Sm³ per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg ble C-innretningen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er omkring 23 000 Sm³ per dag.

Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 46 milliarder 1995-kroner i Osebergfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 50 milliarder 1995-kroner fra 1983 fram til 1999. Driftskostnader var i 1995 ca 4,7 milliarder kroner, medregnet tariffer.

Oseberg Vest

Utvinningstillatelse 053

Operatør:

Norsk Hydro Produksjon AS

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 45,4 %)	59,40000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	12,25000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,33300 %
Saga Petroleum a.s.	7,35000 %
Mobil Development Norway AS	7,00000 %
Total Norge AS	4,66700 %

Felthistorie

Oseberg Vest omfattes av utvinningstillatelse 053, blokk 30/6 som ble tildelt i 1979, se figur 2.3.2.a.

Oseberg Vest inngår i den reviderte utbyggingsplanen for den nordlige delen av Osebergfeltet. Feltet ble satt i produksjon i oktober 1991.

Utnyttelse av forekomstene

Oseberg Vest-strukturen ligger vest for Osebergfeltet. Det er en skråstilt forkastningsblokk hvor de hydrokarbonførende sonene finnes i Statfjordformasjonen. En mektig kullholdig skifersone deler Statfjordformasjonen i en øvre og nedre reservoarzone. 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 havbunnskomplett brønn som er knyttet til Oseberg C. Oljeproduksjonen fra den horisontale brønnen er betydelig høyere enn forventet. All gassen som produseres blir injisert i Osebergfeltet. Reservene er anslått til 2 millioner Sm³ olje og 7,5 milliarder Sm³ gass.

Brønn nr 2 er i ferd med å ferdigstilles. Brønnstrømmen fra denne brønnen planlegges ført til Oseberg-B. Videre prosessering og forenklede fiskale målinger vil skje på Oseberg A, se figur 2.5.11.

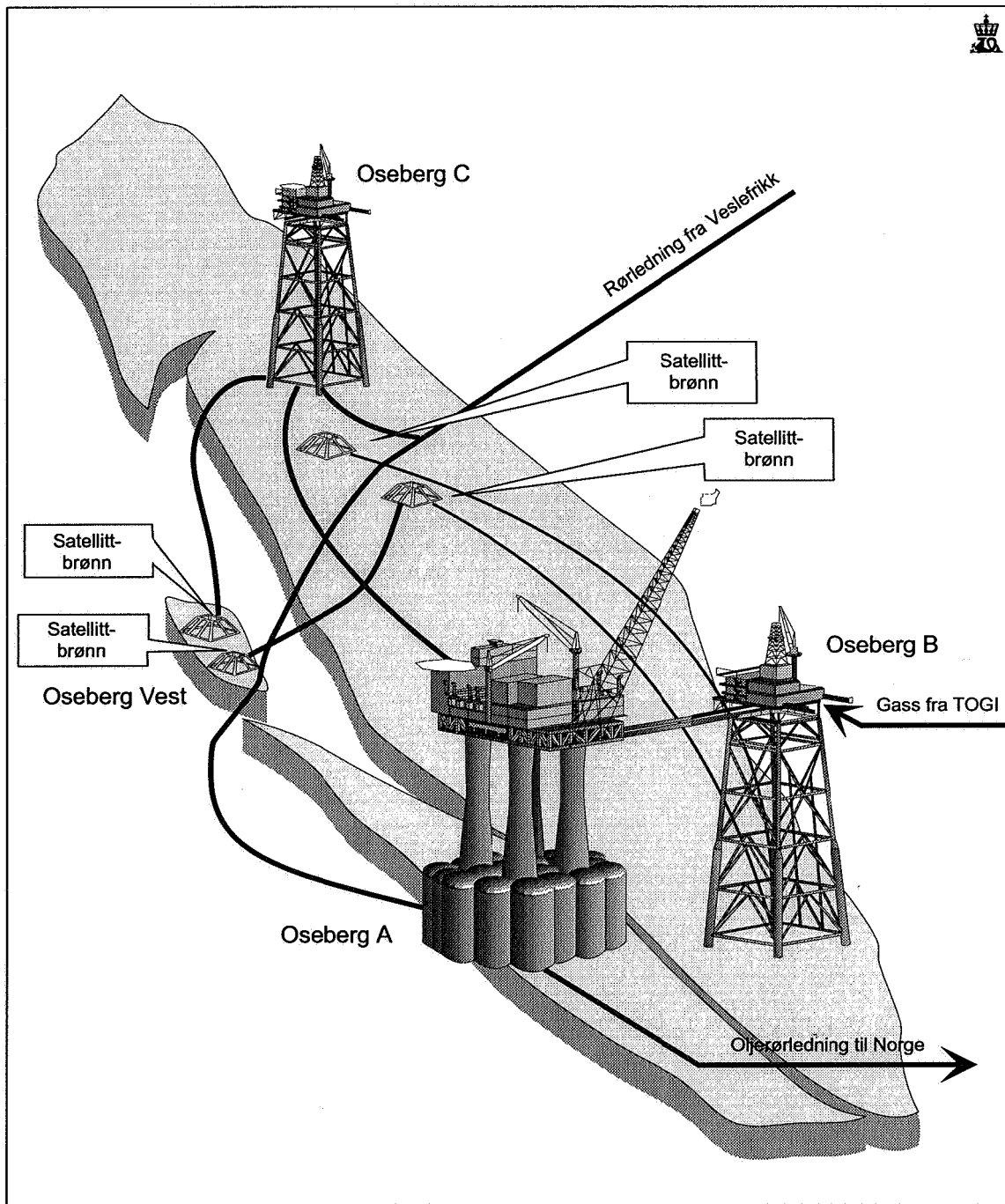
Målesystem

Basert på olje- og gassmålinger fra testseparator på Oseberg C, er det utviklet et forenklet målesystem for fiskal målinger av olje og gass.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert 868 millioner 1995-kroner i Oseberg Vest. Totale investeringer er antatt å bli ca 900 millioner 1995-kroner fra 1988 fram til 1996. Driftskostnadene var i 1995 ca 83 millioner kroner, medregnet tariffer.

Figur 2.5.11
Innretninger på Oseberg



2.5.12 BRAGE

Utvinningstillatelse 053, 055 og 185

Operatør:

Norsk Hydro Produksjon AS

Rettingheshavere i det samordnede Bragefeltet:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)
(SDØE 34,2567 %) 46,95670 %

Esso Expl & Prod Norway A/S	16,34340 %
Norsk Hydro Produksjon AS	22,41820 %
Neste Petroleum AS	12,25750 %
Saga Petroleum a.s.	0,52480 %
Elf Petroleum Norge AS	0,66640 %
Total Norge AS	0,33320 %
Mobil Development Norway AS	0,49980 %

Felthistorie

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 055 i 1979, se figur 2.3.2.a. Fellet strekker seg også inn i blokk 30/6 (utvinningstillatelse 053) og inn i den nordlige delen av blokk 31/7. Denne delen av blokk 31/7 ble i 1991 tildelt rettighetshaverne i utvinningstillatelse 055 som utvinningstillatelse 185. Fordeling er henholdsvis på 92,86 % for 055 og 7,14 % for 053, gjeldende fra 29. september 1993. Plan for utbygging og drift ble godkjent i 1990. Brage kom i produksjon i september 1993.

Utnyttelse av forekomstene

Det er påvist olje i to formasjoner som gir grunnlag for utbygging, Statfjord og Fensfjord. I Sognefjordformasjonen er det påvist olje og gass. Dette reservoaret er foreløpig ikke med i utbyggingsplanene, men PUD kan forventes i 1996. Fem produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn var forboret. Det produseres fra Statfjord og Fensfjordreservoaret. Reservene er anslått til 46,2 millioner Sm³ olje, 1,9 milliarder Sm³ gass og 0,8 million tonn NGL.

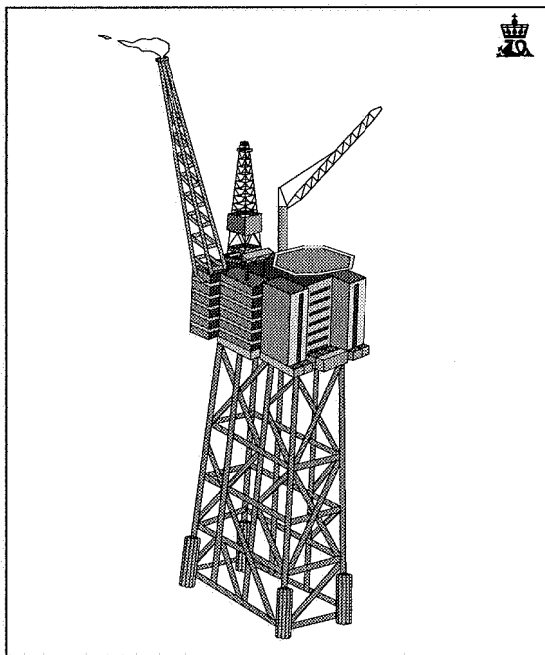
Produksjonsanlegg

Feltet er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell, se figur 2.5.12.

Transport

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

Figur 2.5.12
Innretning på Brage



Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 9,8 milliarder 1995-kroner i Bragefeltet. Totale investeringskostnader fra 1990 til 1998 er beregnet til ca 10,5 milliarder 1995-kroner. Driftskostnader for 1995 var ca 1,2 milliarder kroner, medregnet tariffer.

2.5.13 TROLL

Utvinningstillatelse 054 og 085

Operatør, rettighetshavere og feltbeskrivelse

(se kap 2.4.4)

TOGI

Det er bygd et undervannsproduksjonssystem, Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI), som styres fra Oseberg feltsenter og besørger leveranse av gass fra Troll Øst for injeksjon i Osebergfeltet. Produksjon og leveranse av TOGI gass startet i februar 1991. TOGI leverte 2,0 milliarder Sm³ gass til Oseberg i 1995.

Norsk Hydro foresto utbyggingen av TOGI og er driftsoperatør. I perioden 1987-1991 ble det investert ca 3,0 milliarder 1995-kroner i TOGI. Driftskostnadene for 1995 var ca 53 millioner kroner.

Troll fase II: Utbygging av oljereservene i Troll Vest

Hittil er oljeutbyggingen i Troll Vest oljeprovins og første trinn (H-klyngen) i en stegvis utbygging av oljen i Troll Vest gassprovins, satt i produksjon. Norsk Hydro er operatør både i utbyggings- og driftsfasen.

Troll Oljerør

Plan for anlegg og drift (PAD) av Troll Oljerør ble fremmet av et interessentskap med samme eierfordeling som i det samordnede Trollfeltet, jf kap 2.4.5. PAD ble godkjent i desember 1993. Troll Oljerør var ferdigstilt til å transportere olje ved produksjonsstart på Troll B den 19. september 1995, om lag 3½ måneder før planlagt produksjonsstart i henhold til PAD.

Statoil er operatør for interessentskapet. Ved utgangen av 1995 var samlede investeringer i Troll Oljerør ca 860 millioner 1995-kroner. Driftskostnadene for 1995 var ca 37 millioner kroner.

2.5.14 VESLEFRIKK

Utvinningstillatelse 052

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 37 %)	55,00000 %
Total Norge AS	18,00000 %
Deminex Norge AS	11,25000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Norske Deminex AS	4,50000 %
Svenska Petroleum Exploration AS	2,25000 %

Felthistorie

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3, se figur 2.3.2.a. Utvinningstillatelse 052 ble tildelt i 1979. Plan for utbygging og drift ble godkjent i april 1987. En oppdatert reservoarstyringsplan etter forboring av seks produksjonsbrønner, ble fremlagt i september 1989. Produksjonen startet i desember 1989. Plan for utbygging og drift av Statfjordformasjonen ble godkjent ved kongelig resolusjon i juni 1994. Øvre Brent og I-området på feltet ble erklært drivverdig i august 1994, og plan for utbygging og drift av forekomstene ble godkjent i desember 1994. Under boring av brønn 30/3-7 S i 1995, ble det gjort et mindre funn. Testing vil finne sted i 1996.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet produserer fra reservoarer i nedre del av Brentgruppen og Dunlingruppen (Intra Dunlin Sand). Reservene anslås til 54,4 millioner Sm³ olje medregnet reservene i Statfjordformasjonen og øvre Brent. Mengde utvinnbar assosiert gass er anslått til 2,7 milliarder Sm³ tørr gass og 1,0 million tonn NGL.

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

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

Produksjonsanlegg

Feltet er bygd ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvtvedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter, se figur 2.5.14. Brønnhodeinnretningen er installert over en ramme med seks forborede brønner. Det er 13 produksjonsbrønner og sju vanninjeksjonsbrønner. Den halvtvedsenkbare innretningen er forankret og tilkoblet den faste brønnhodeinnretningen.

Vanninjeksjon ble igangsatt våren 1991. Prosjektering av et høytrykksseparasjonstrinn i forbindelse med utvinning av Statfjordformasjonen og VAG-injeksjon er iverksatt i 1995.

Transport

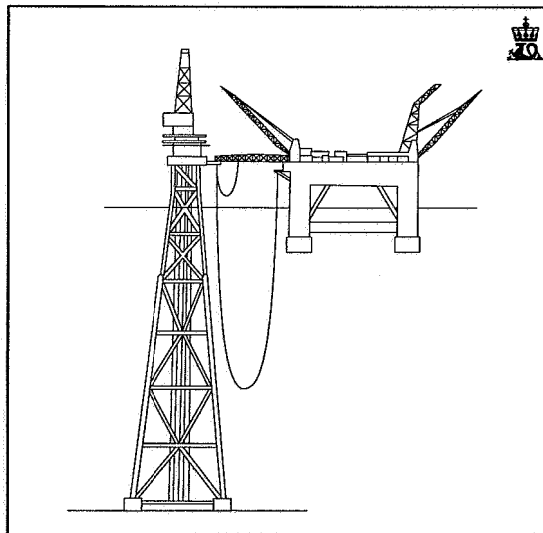
En oljerørledning er tilkopledd Oseberg transportsystem for transport til Stureterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Det er inngått en midlertidig avtale om bytting av produserte gassvolumer mellom Veslefrikk og Heimdal.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 10 milliarder 1995-kroner i Veslefrikkfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 10,8 milliarder 1995-kroner fra 1987 fram til 2009. Driftskostnadene medregnet tariffen var i 1995 ca 1550 millioner kroner.

Fig 2.5.14

Innretninger på Veslefrikk



2.5.15 GULLFAKS OG GULLFAKS VEST

Utvinningstillatelse 050

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	85,00000 %
(SDØE 73 %)	
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum a.s.	6,00000 %

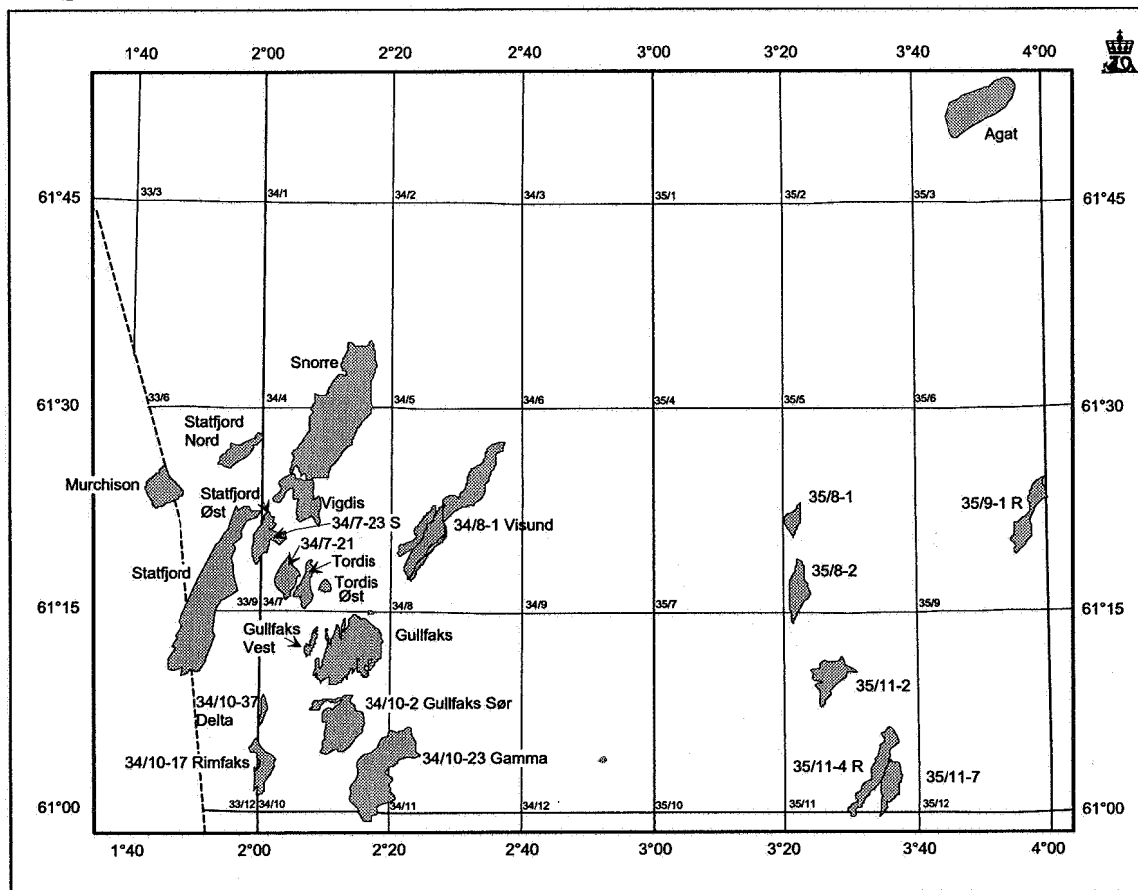
Felthistorie

Gullfaksfeltet ligger i blokk 34/10, som ble tildelt ved utvinningstillatelse 050 i 1978, se figur 2.5.15.a. Feltet ble påvist i 1978. På grunn av fase utbygging ble separate planer for fase 1 og 2 godkjent i henholdsvis 1981 og 1985. Deler av Lundeforrasjonen, som ikke var dekket av de tidligere utbyggingsplanene, ble vedtatt utbygd i 1995. Fase 1 omfattet innretningene Gullfaks A og Gullfaks B. Fase 2 omfatter Gullfaks C - innretningen og Lundeforrasjonen. Produksjon fra feltet startet i desember 1986.

Utnyttelse av forekomstene

I Gullfaksfeltet finnes olje i sandstein av jura og trias alder. Reservoaret ligger relativt grunt, og er bygd opp av flere skrånne og roterte forkastningsblokker. Blokkene har varierende grad av helning og området er til dels kraftig erodert. Feltet er komplisert å utvinne blant annet på grunn av mange forkastninger.

Figur 2.5.15.a
Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



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 avgrensar feltet i sør, øst og nordøst. Lundeforrasjonen befinner seg øst for og under de øvrige reservoarene.

Besluttet utbygde reserver er fordelt mellom Brentgruppen, Cook-, Statfjord- og Lundeforrasjonene. Reservene er anslått til 309 millioner Sm³ olje, 22 milliarder Sm³ gass og 2,5 millioner tonn NGL. Operatørens reserveanslag er 286 millioner Sm³ olje.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlikehold ved vanninjeksjon. Vekselvis injeksjon av vann og gass (VAG) utføres der metoden er egnet. Også injeksjon av tynn gel er en aktuell metode på Gullfaks.

Produksjonsanlegg

A- og B-innretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 2.5.15.b. C-innretningen er i hovedsak bygd som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinnsseparasjon. Gullfaks A, som er plassert på den sørvestre delen av feltet, startet produksjonen i desember 1986. Behandlingskapasiteten for olje er 60 000 Sm³ per dag, mens kapasiteten for vann er 35 000 m³ per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon på

Gullfaks A er 75 000 m³ per dag. Gullfaks A har også utstyr for gassinjeksjon med kapasitet på 3,2 millioner Sm³ per dag.

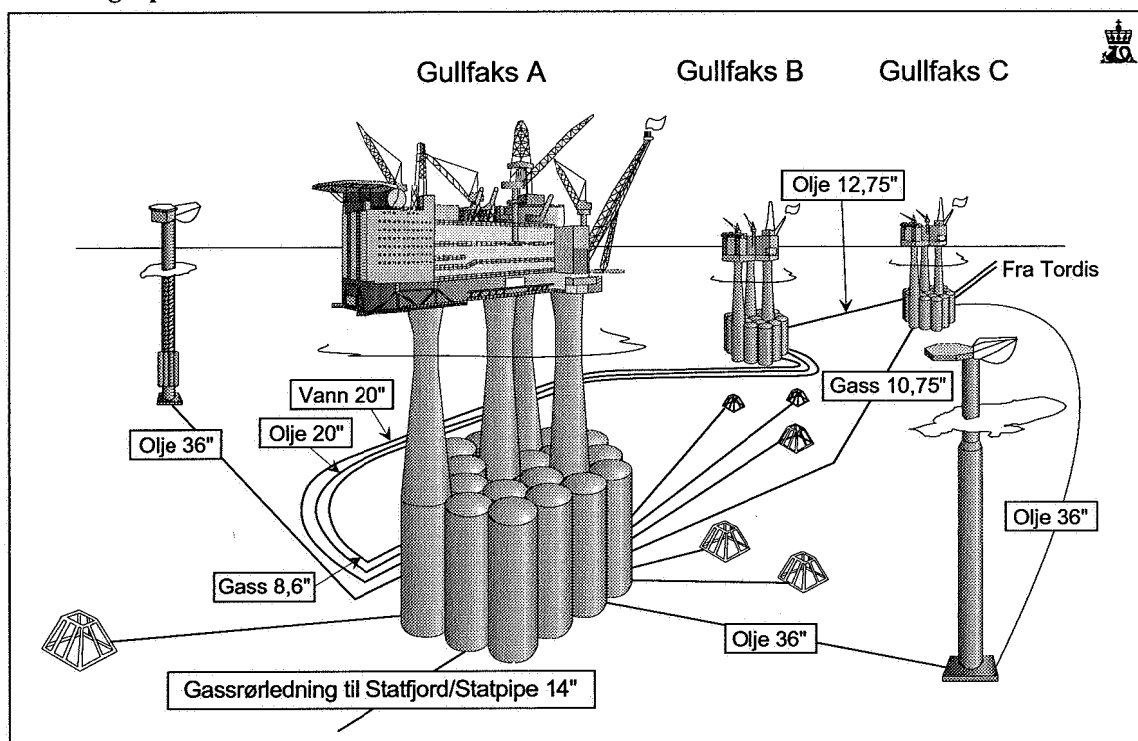
Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en førstetrinnsvæskkapasitet på 45 000 Sm³ per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og Gullfaks C for videre prosessering og lagring. Kapasiteten for vanninjeksjon er 30 000 m³ per dag. I tillegg kan det injiseres vann som overføres fra Gullfaks A.

Gullfaks C ble plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i fase 2. Produksjon kom i gang ved årsskiftet 1989/1990. Innretningens prosesskapasitet er på 60 000 Sm³ olje og 30 000 m³ produsert vann per dag. Det kan injiseres inntil 60 000 m³ vann per dag. Det ble i slutten av 1995 installert en kompressor for injeksjon av gass også på Gullfaks C med kapasitet på 2,2 millioner Sm³ per dag.

Gullfaks Vest

Gullfaks Vest er et oljefelt som ligger i blokk 34/10, nordvest for Gullfaks, se figur 2.5.15.a. Feltet ble påvist ved letebrønn 34/10-34 sommeren 1991. Reservene er 2,9 millioner Sm³ olje og 0,3 milliarder Sm³ gass. Produksjonen startet i mai 1994 med en brønn fra Gullfaks B. Utvinning er basert på naturlig vanddriv.

Figur 2.5.15.b
Innretninger på Gullfaks



Gullfaks som infrastruktur

I tillegg til Gullfaks Vest, vil innretningene også bli benyttet ved produksjon fra Tordis, Tordis Øst, Vigdis, 34/8-1 Visund, 34/10-17 Rimplaks, 34/10-2 Gullfaks Sør og 34/10-37 Delta.

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

I desember 1995 ble det levert inn plan for utbygging og drift av oljeressursene i 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimplaks og 34/10-37 Delta. Disse funnene vil etter planen knyttes til Gullfaks A. Rettighetshaverne til Gullfaks, utvinningstillatelse 050, fikk i 1995 tildelt tidligere tilbakeleverte deler av blokk 34/10. Også andre funn er aktuelle å bygge ut mot Gullfaks. Gullfaksinnretningene kan også bli benyttet av nye funn i dette området.

Målesystem og transport

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles fiskalt og eksporteres via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass måles fiskalt på Gullfaks A og C, før den sendes inn i Statpipe via Statfjord C. Olje fra Gullfaks Vest måles ved hjelp av en testseparator på Gullfaks B. Tordis brønnstrøm blir målt etter førstetrinnsseparator på Gullfaks C. De målte og analyserte mengdene blir deretter videre behandlet i prosessanlegget på Gullfaks C før oljen lastes via bøyelastesystemet og gassen leveres til Statpipe. Olje fra Vigdis skal måles fiskalt på Snorre før lasting fra Gullfaks A. Olje fra Visundfeltet planlegges også lastet fra Gullfaks A.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 69 milliarder 1995 - kroner i Gullfaks, og 0,2 milliard i Gullfaks Vest. Totale investeringer over feltets levetid er ca 72 milliarder 1995-kroner for Gullfaks, og 0,2 milliard for Gullfaks Vest. Driftskostnader medregnet tariffer, er for 1995 anslått til 4,2 milliarder kroner, medregnet Gullfaks Vest.

2.5.16 TORDIS

Utvinningstillatelse 089

Operatør:

Saga Petroleum a.s.

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 51 %)	55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum a.s.	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %

Felthistorie

Tordisfeltet ligger i blokk 34/7 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 089 i 1984, se fig 2.5.15.a. Feltet ble påvist med letebrønn 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 mai 1991. Produksjon fra feltet startet i juni 1994.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret på Tordisfeltet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen, av midtre jura alder. Forkastninger deler feltet i tre hovedsegmenter, et sørlig, et vestlig og et østlig segment. Reservene er anslått til 29,6 millioner Sm³ olje, 2,0 milliarder Sm³ gass og 0,7 million tonn NGL. Feltet planlegges utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Det planlegges totalt fem produksjonsbrønner og to injeksjonsbrønner. Boring av injeksjonsbrønnene er foreløpig utsatt da reservoaret har mer naturlig trykkstøtte fra vannsonen enn forventet.

Produksjonsanlegg/transport

Feltet er bygd ut med en havbunnsinnretning som er tilkoblet Gullfaks C-innretningen. Havbunnsinnretningen består av en sentral manifold med tilkoblingspunkter for satellittbrønner og andre brønnrammer, se figur 2.5.17. Brønnstrømmen overføres til Gullfaks C for prosessering. Oljen måles og eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Gassen transporteres i Statpipesystemet.

Målesystem

Brønnstrømmen fra Tordis blir separert i en egen ettrinnsprosess på Gullfaks C. Olje og gass blir målt og analysert, og blir videre behandlet i det eksisterende prosessanlegget på Gullfaks C. Måle- og analyse-resultatene brukes til å bestemme Tordisfeltets andel av den totale mengde hydrokarboner som leveres fra Gullfaks C. Grunnet større produksjon fra Tordisfeltet skal både gass- og oljemålestasjon oppgraderes primo 1996.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 3,6 milliarder 1995-kroner i Tordis. Totale investeringer over feltets levetid er anslått å bli 3,9 milliarder 1995-kroner. Drifts-

kostnader medregnet tariffer, er for 1995 anslått til 757 millioner kroner.

2.5.17 STATFJORDOMRÅDET**Statfjord**

Utvinningstillatelse 037

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:*Norsk del (85,46869 %)*

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 0%)	42,734348 %
Mobil Development Norway AS	12,820304 %
Norske Conoco A/S	9,437169 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	8,546869 %
A/S Norske Shell	8,546869 %
Saga Petroleum a.s.	1,602534 %
Amerada Hess Norge AS	0,890300 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,890300 %

Britisk del (14,53131 %)

Conoco North Sea Inc.	4,843769 %
BP Petroleum Development Ltd.	4,843769 %
Chevron U.K. Ltd.	4,843769 %

Felthistorie

Statfjordfeltet ligger i blokkene 33/9 og 33/12 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 037 i 1973, se figur 2.5.15.a. En mindre del av feltet strekker seg over på britisk side i blokkene 211/24 og 211/25. Feltet ble påvist våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Feltet ble godkjent utbygd i 1976, og satt i produksjon i 1979. Mobil var operatør på feltet inntil 1. januar 1987, da Statoil overtok operatøransvaret.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoarene på Statfjordfeltet består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen. De totale reservene på feltet er anslått til 630 millioner Sm³ olje, 66,6 milliarder Sm³ tørr gass og 18,3 millioner tonn NGL. NGL skiller ut av gassen på Kårstø.

Brentreservoaret blir utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra vanninjeksjon. Produksjon og injeksjon blir forsøkt balansert slik at reservoartrykket gradvis økes noe for å bedre løfteevnen i brønner med høyt vannkutt. Operatøren planlegger å gjennomføre et pilotprosjekt i 1996 med supplerende gassinjeksjon i nedre Brent. Statfjordreservoaret blir utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra gassinjeksjon. En gasskappe er nå dannet i toppen av Statfjordreservoaret og det har ført til økt gass/olje-forhold i mange produsenter i dette reservoaret. Operatøren vurderer en endring i utvinningsstrategi som innebærer oppflanks vanninjeksjon i øvre Statfjordreservoaret samt VAG (vann- alternerende gassinjeksjon) i nedre del av Statfjord-

reservoaret. Resultater fra pilotforsøk vil gi svar på om strategien skal endres. Cookreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Reservoaret blir utvunnet ved innfasing av brønner som allerede penetrerer reservoaret, og trykkstøtte fra vanninjeksjon.

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

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 2.5.17. Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Behandlingskapasitet for olje er nå ca 67 000 Sm³ per dag fordelt på to produksjonslinjer (medregnet Snorre). Statfjord A kom i produksjon i november 1979. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet. Lagerkapasiteten for olje er 175 000 Sm³.

Snorrefeltet startet produksjon i august 1992. Snorres produksjon tas inn på Statfjord A etter andretrinnsseparator. Dette har medført at Statfjord A har fått god utnyttelse av sin ledige prosesseringskapasitet.

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er ca 40 000 Sm³ olje per dag i en produksjonslinje. Statfjord B kom i produksjon i november 1982. Innretningen har egen lagerkapasitet for olje på 302 000 Sm³.

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

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. For å utnytte anlegget best mulig ble prosesseringskapasiteten for olje oppgradert i 1995. Produksjonskapasiteten er nå ca 52 000 Sm³ olje i en produksjonslinje (medregnet satellitter). Statfjord C kom i produksjon i juni 1985. Statfjordsatellittene har en egen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca 24 000 Sm³ olje.

Transportsystemer

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

Målesystem

Olje og gass måles til fiskal standard på hver av de tre innretningene. Etter at Snorre startet produksjonen, får

Statfjord A bestemt sin produksjon som differansen mellom total mengde målt på Statfjord A og mengde målt på Snorre.

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 72,6 milliarder 1995-kroner på Statfjordfeltet. Totale investeringer er antatt å bli ca 75,4 milliarder 1995-kroner fra 1974 og fram til 2009. Driftskostnader var ca 5,6 milliarder 1995-kroner.

Statfjord Øst

Utvinningsstillatelse 037 og 089

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere

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

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) (SDØE 40,5 %)	52,70000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,25000 %
Mobil Development Norway AS	7,50000 %
Norske Conoco A/S	5,52000 %
A/S Norske Shell	5,00000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80000 %
Saga Petroleum a.s.	4,79000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,20000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,80000 %
Deminex Norge AS	1,40000 %
Amerada Hess Norge AS	0,52000 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,52000 %

Felthistorie

Statfjord Øst-feltet ligger i blokkene 33/9 og 34/7, se figur 2.5.15.a. Blokk 33/9 ble tildelt ved utvinningsstillatelse 037 i 1973. Blokk 34/7 ble tildelt ved utvinningsstillatelse 089 i 1984. Feltet ble påvist i 1976 med brønn 33/9-7. Plan for utbygging og drift av Statfjord Øst ble godkjent i november 1990. En samordningsavtale for Statfjord Øst ble underskrevet juni 1991 og fordeler reservene med 50 % på hver av de to utvinningsstillatelsene 037 og 089. Produksjon fra feltet startet i oktober 1994.

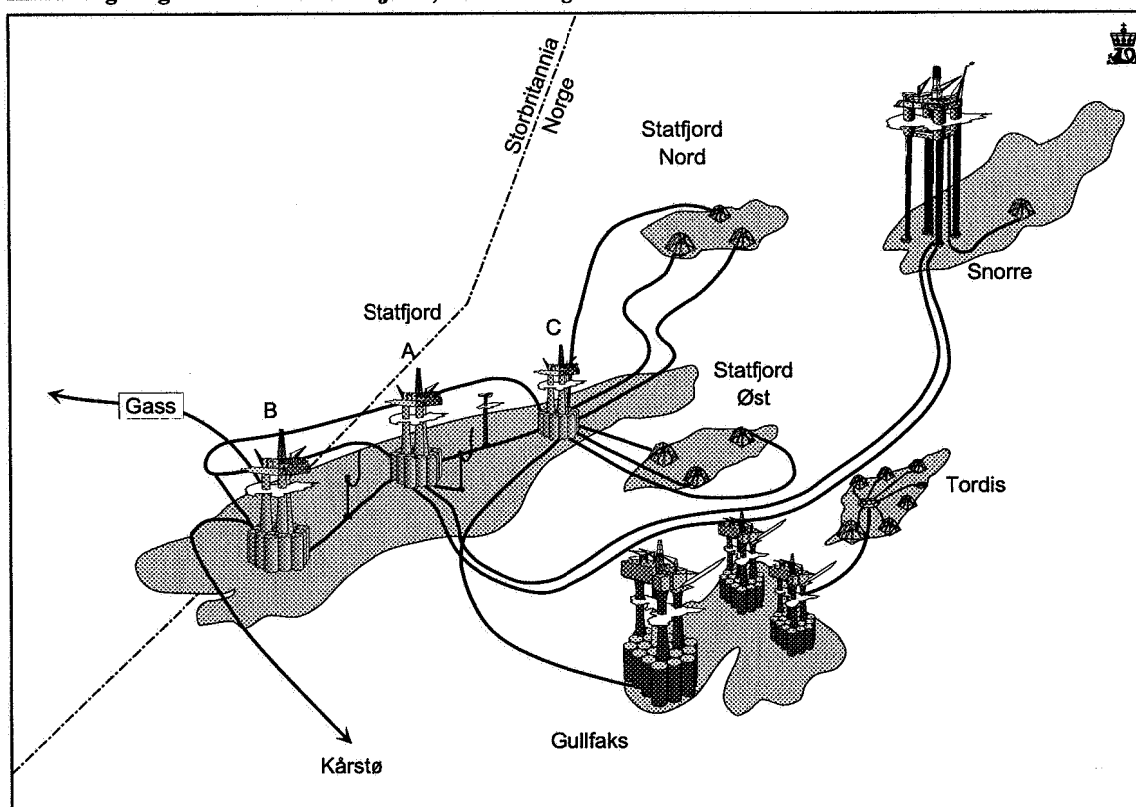
Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret på Statfjord Øst-feltet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen. Reservene er anslått til 24,7 millioner Sm³ olje, 3,0 milliarder Sm³ gass og 0,7 million tonn NGL. Feltet vil bli utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Det planlegges totalt seks produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner.

Produksjonsanlegg/transport

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er ko-

Figur 2.5.17
Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet



blet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon, se figur 2.5.17. Brønnstrømmen blir overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Statfjord Øst og Statfjord Nord benytter felles utstyr på Statfjord C.

Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 3,4 milliarder 1995-kroner i Statfjord Øst. Totale investeringer er antatt å bli ca 3,6 milliarder 1995-kroner fra 1990 fram til 2009. Driftskostnader for 1995 var ca 292 millioner kroner, medregnet tariffer.

Statfjord Nord

Utvinningstillatelse 037

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 30 %)	50,00000 %
Mobil Development Norway AS	15,00000 %

Norske Conoco A/S	11,04200 %
A/S Norske Shell	10,00000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,00000 %
Saga Petroleum a.s.	1,87500 %
Amerada Hess Norge AS	1,04200 %
Enterprise Oil Norwegian AS	1,04200 %

Felthistorie

Statfjord Nord ligger i blokk 33/9 som ble tildelt ved utvinningstillatelse 037 i 1973, se figur 2.5.15.a. Feltet ble påvist i 1977 med brønn 33/9-8. Plan for utbygging og drift av Statfjord Nord ble godkjent i november 1990. Produksjonen fra feltet startet i januar 1995.

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen (midtre jura) og sandsteiner av sen jura alder. Reservene er anslått til 27,6 millioner Sm³ olje, 1,9 milliarder Sm³ gass og 0,4 million tonn NGL. Feltet vil bli utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Det planlegges totalt sju produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner.

Produksjonsanlegg/transport

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon, se figur 2.5.17. Brønnstrømmen blir overført i to rørledninger til Statfjord C for behandling,

lagring og videre transport. Statfjord Nord og Statfjord Øst benytter felles utstyr på Statfjord C.

Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 3,7 milliarder 1995-kroner i Statfjord Nord. Totale investeringer er antatt å bli ca 4 milliarder 1995-kroner fra 1990 fram til 2009. Driftskostnader var for 1995 ca 388 millioner kroner.

2.5.18 MURCHISON

Utvinningstillatelse 037

Operatør:

Oryx UK Energy Company

Rettighetshavere:

Norsk del (22,2 %)

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11,10000 %
Mobil Development Norway AS	3,33000 %
Norske Conoco A/S	2,45130 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	2,22000 %
A/S Norske Shell	2,22000 %
Saga Petroleum a.s.	0,41620 %
Amerada Hess Norge AS	0,23130 %
Enterprise Oil Norwegian AS	0,23120 %

Britisk del (77,8 %)

Oryx UK Energy Company	51,86670 %
Chevron UK Ltd	25,93330 %

Felthistorie

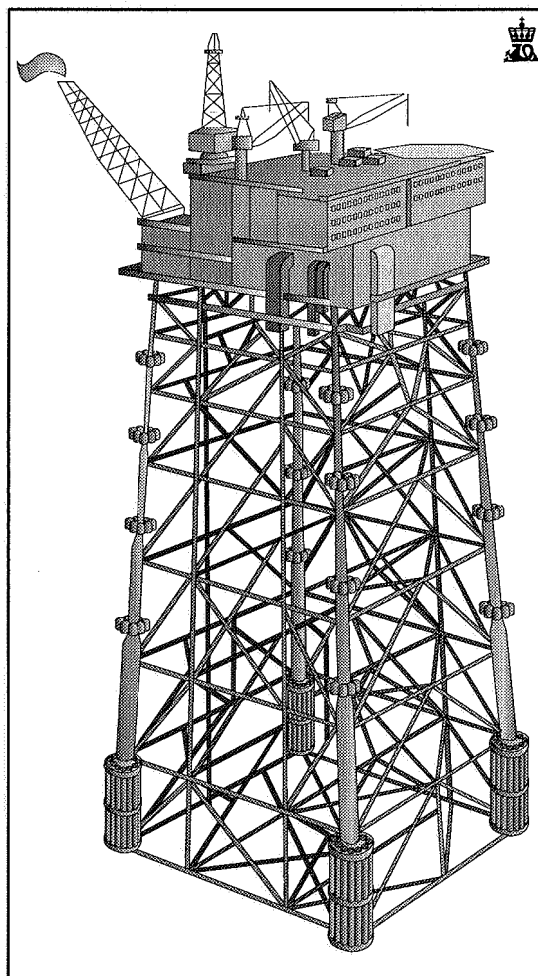
Murchisonfeltet ligger i blokk 211/19 på britisk side, og i blokk 33/9 på norsk side, se figur 2.5.15.a. Blokk 33/9 ble tildelt ved utvinningstillatelse 037 i 1973. Feltet ble påvist i august 1975. Den norske delen er 22,2 %. Utbyggingen av feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. De britiske og norske rettighetshavere inngikk i 1979 en avtale om felles utnyttelse av Murchisonfeltet. Produksjonen startet i 1980.

Med virkning fra 1. juli 1994 ble operatøren Conoco (UK)s eierandel (25,9334 %) overtatt av Oryx UK. Oryx overtok som operatør på feltet 9. januar 1995. Både rettighetshaverne og begge lands myndigheter hadde da godkjent operatørsiftet. Conoco (UK) bistod Oryx UK med administrasjonen av feltet fram til juni 1995. Oryx UK benytter et entreprenørfirma til driften av feltet.

Rettighetshaverne er enige om å endre avtaleverket på feltet slik at eierfordelingen mellom de to land forblir uendret. Denne endringen av avtaleverket må godkjennes av britiske og norske myndigheter.

Fig 2.5.18

Innretning på Murchison



Utnyttelse av forekomstene

Reservene for hele feltet er anslått til 54 millioner Sm³ olje og 1,5 milliarder Sm³ gass i Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. 1984 var siste året med plåtåproduksjon. Alle produksjonsbrønnene produserer nå med høyt vannkutt. Gassløft er benyttet i noen brønner. Flere produksjonsbrønner er nedstengt på grunn av mekaniske problem eller svært høy vannproduksjon.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygd ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ olje per dag, se figur 2.5.18. Nåværende produksjon på feltet er ca 2 700 Sm³ olje per dag.

Transport

Den norske delen av gassen fra Murchison ilandføres via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brentfeltet på britisk side, og videre til St. Fergus i Skottland

via rørledning FLAGS (Far North Liquified and Associated Gas Gathering system). Gassleveransene gjennom NLGP startet i juli 1983. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland.

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert i underkant av 4,9 milliarder 1995-kroner i Murchison. Totale investeringskostnader på Murchisonfeltet frem til 2001 antas å bli ca 5 milliarder 1995-kroner. Driftskostnader for 1995 var ca 123 millioner kroner, medregnet tariff. Beløpene gjelder for norsk del (22,2 %).

2.5.19 SNORRE

Utvinningstillatelse 057 og 089

Operatør:

Saga Petroleum a.s.

Rettighetshaverne til det samordnede Snorrefeltet:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 31,4 %)	41,40000 %
Saga Petroleum a.s.	11,94470 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,33230 %
Deminex Norge AS	10,03480 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,26580 %
Elf Petroleum Norge AS	5,51060 %
Amerada Hess Norge AS	1,45590 %
Enterprise Oil Norwegian AS	1,45590 %

Felthistorie

Snorrefeltet som ligger i blokkene 34/4 og 34/7, omfattes av henholdsvis utvinningstillatelse 057 tildelt i 1979 og utvinningstillatelse 089 tildelt i 1984, se figur 2.5.15.a. Eierskapet er samordnet etter en antatt reservefordeling på henholdsvis 30 % i blokk 34/4 og 70 % i 34/7. Plan for utbygging og drift av Snorrefeltet ble godkjent i 1988. Produksjon fra feltet startet i august 1992.

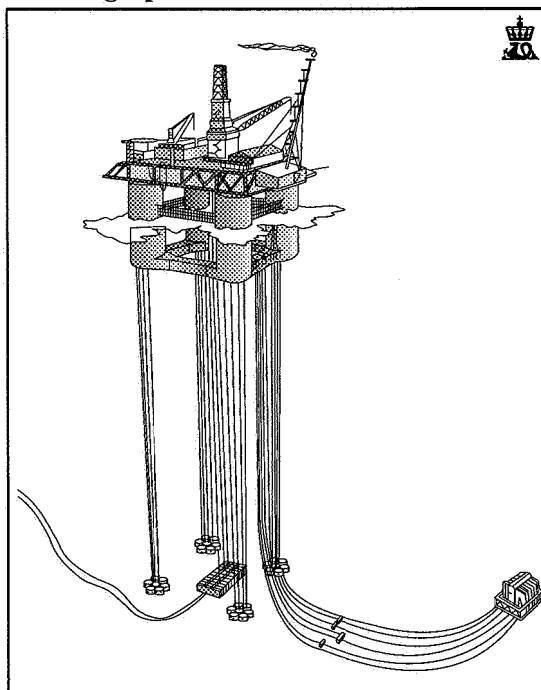
Endret plan for utbygging og drift, som omfatter utbygging av den øvre delen av Lundeforrasjonen (L02-L05), oppgradering av prosesskapasiteten på Snorre og økt bruk av gassinjeksjon i reservoaret, ble godkjent i desember 1994.

Utnyttelse av forekomstene

Snorrefeltet består av flere større forkastningsblokker som i hovedsak antas ikke å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Statfjordformasjonen (nedre jura) og Lundeforrasjonen (øvre trias). Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reservoarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere.

Feltet ble opprinnelig planlagt utvunnet med vanninjeksjon som drivmekanisme. Basert på blant annet et pilotprosjekt med VAG (vann- alternerende gassinjeksjon) i 1994, ble det besluttet å endre utvinningsstrategi til nedflanks VAG i hele Statfjordformasjonen. Videre optimalisering av utvinningsstrategi har ført til en end-

Fig 2.5.19
Innretninger på Snorre



ring fra nedflanks VAG til oppflanks VAG i en av forkastningsblokkene (den østre forkastningsblokken). Bruk av horisontale og høyavviksbrønner boret fra innretningen inngår i strategien. Reservene er anslått til 189,2 millioner Sm³ olje. Operatørens reserveanslag er 179,2 millioner Sm³ olje. Gassreservene er anslått til 10,1 milliarder Sm³ og NGL reservene er anslått til 5,5 millioner tonn.

Produksjonsanlegg

Snorrefeltet er planlagt utbygd i to faser. Fase I består av en flytende strekkstagnretning i sør (Snorre TLP) og en havbunnsramme (Template A) tilkoblet Snorre TLP i den sentrale delen av feltet, se figur 2.5.19. Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Statfjord A for videre prosessering. Økt reservegrunnlag og økt behov for gassinjeksjon har medført at prosessanlegget på Snorre skal oppgraderes. Blant annet skal kapasiteten for oljebehandling og gassinjeksjon økes til henholdsvis 39 000 Sm³ og 5 millioner Sm³ per dag. Denne oppgraderingen skal slutføres innen 1997. Prosessanlegget på Snorre blir samtidig oppgradert i forbindelse med innfasing av Vigdis.

Fase II av Snorreutbyggingen omfatter utvinning av den nordlige delen av feltet. Operatøren planlegger utbygging med havbunnsinnretninger som kobles til Snorre TLP. Endelig beslutning vedrørende utbygging/løsning av Fase II er ikke tatt.

Transportsystemer

Oljen fra Snorre blir eksportert via lastesystemet på Statfjord A. Gassen blir transportert i Statpipe-systemet via Statfjord A. Det skal i 1997 installeres en egen rørled-

ning fra Snorre til Gullfaks A for transport av stabilisert olje fra Vigdis.

Målesystem

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 25 milliarder 1995-kroner i Snorre. Totale investeringer for utbygging av Snorre fase I er anslått til 34,9 milliarder kroner. Utbygging av nordlige del av Snorre med havbunnskompletterte brønner kommer i tillegg og er anslått til 3-5 milliarder 1995-kroner. Driftskostnadene for 1995 er anslått til 2,5 milliarder kroner, medregnet tariffer.

2.5.20 DRAUGEN

Utvinningsstillatelse 093

Operatør:

A/S Norske Shell

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	
(SDØE 57,88000 %)	73,00000 %
A/S Norske Shell	16,20000 %
BP Petr. Dev. of Norway AS	10,80000 %

Felthistorie

Draugenfeltet ligger i blokk 6407/9, se figur 2.3.2.b. Utvinningsstillatelse 093 ble tildelt i 1984 og feltet ble påvist samme år. Plan for utbygging og drift ble godkjent i desember 1988. Oljeproduksjonen startet i oktober 1993.

Utvinningsplan

Reservene er anslått til 94,5 millioner Sm³ olje. Tilleggsressurser i vestlige del av feltet er estimert til 5 millioner Sm³ olje. Med bakgrunn i oppgradert prosesskapasitet i 1995 er produksjonen ventet å vare fram til 2010 med vanninjeksjon som drivmekanisme.

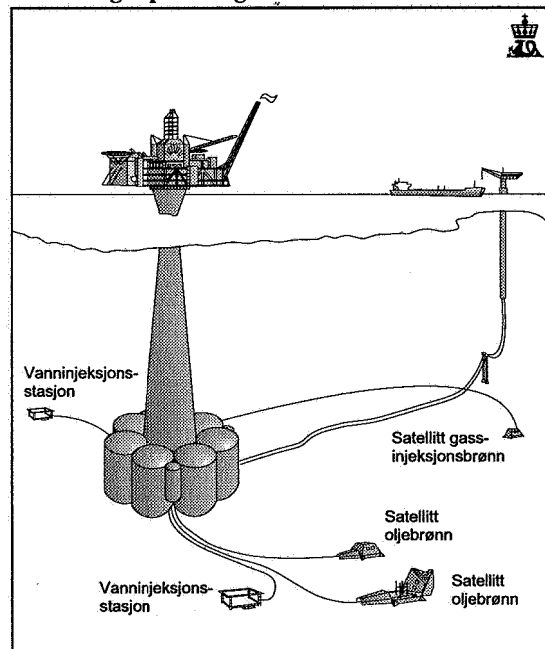
Hovedreservoaret består av sandstein av senjura alder. Tilleggsressurser i vestlige del av feltet er påvist i sandsteiner av mellomjura alder. Et skiferlag av varierende tykkelse skiller underliggende og hovedsakelig vannførende sandsteiner av mellomjura alder fra hovedreservoaret. I vest og nord på feltet er dette skiferlaget tynt og muligens stedvis borte. Dette, i tillegg til forkastninger på feltet, skaper usikkerhet med hensyn på tidlig vannproduksjon i oljebrønnene i sentrale deler av feltet. Det er allerede påvist noe innsig av vann i hovedreservoaret. Planlagt injiserte vannmengder er derfor av avgjørende betydning for å begrense vanninnsiget.

Gassen fra oljeproduksjonen injiseres i en nærliggende, vannførende struktur.

Produksjonsinnretninger og produksjonshistorie

Feltet er bygd ut med bunnsfast betonginnretning med integrert dekk, se figur 2.5.20. Innretningen har 10 brønnsisser og totalt 34 J-rør.

Figur 2.5.20
Innretninger på Draugen



Oljeproduksjonen startet med et godkjent platånivå på 90 000 fat olje per dag i gjennomsnitt per år. I løpet av 1994 og 1995 ble det på bakgrunn av produksjonserfaring og tester påvist potensial til å øke produksjonen fra designkapasitet på 110 000 fat per strømningsdag til 140 000 fat per strømningsdag. Med bakgrunn i beslutning om delvis utøvelse av glideskala, ble prosesskapasiteten i juni 1995 oppgradert til 155 000 fat per strømningsdag og vanninjeksjonskapasiteten fra ca 25 400 til 28 800 m³ per dag.

Operatøren har som mål å oppgradere prosesskapasiteten ytterligere til 170 000 - 180 000 fat per strømningsdag i 1996. En produksjonsøkning utover 155 000 fat per strømningsdag vil bli fulgt opp av en økning i vanninjeksjonskapasiteten fra 28 800 m³ per dag til planlagt 37 200 m³ per dag.

Hovedreservoaret er planlagt produsert ved hjelp av sju produksjonsbrønner. Feltet produseres nå fra seks brønner og to av disse er havbunnskompletterte. Den ene havbunnsbrønnen, 6407/9-A-55 AH, har vært nedstengt mesteparten av 1995 på grunn av tekniske årsaker. Brønnen ventes å komme i produksjon igjen i 1996. Draugens femte brønn fra innretningen, 6407/9-A-3, som ble ferdigboret i 1995, er planlagt satt i produksjon i 1996. Den totale brønncapasiteten vil da øke fra ca 190 000 til 243 000 fat per strømningsdag. Tilleggsressurser i vestlige del av feltet er planlagt satt i produksjon ved brønn nummer åtte når oljeproduksjonen på feltet begynner å avta.

Produksjonen på feltet skal sikres trykkstøtte ved hjelp av fem havbunnskompletterte vanninjeksjonsbrønner. Vanninjeksjonen på feltet kom først i gang i september 1994, ca 10 måneder etter produksjonsstart. I mesteparten av 3. kvartal 1995 var vanninjeksjonen halvert på grunn av brudd på vanninjeksjonsrøret mellom innretningen og

vanninjeksjonsstasjonen sør på feltet. Operatøren venter å oppnå full trykkstøtte først etter år 2000.

Med unntak av planlagte nedstegninger i januar og juni samt redusert produksjon i mars for å redusere fakling av gass, har oljeproduksjonen på Draugen vært stabil og høy i 1995.

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

Transport

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

Målesystem

Det er installert fiskal målestasjon på Draugen.

Kostnader

Draugens samlede investeringer medregnet framtidige driftsinvesteringer er estimert til 15,5 milliarder 1995-kroner. Årlige driftskostnader utgjør rundt 700 millioner 1995-kroner.

2.5.21 HEIDRUN

Utvinningsstillatelse 095 og 124

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)

Rettighetshavere etter samordning:

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

Felthistorie

Feltet ligger i blokkene 6507/7 og 6507/8, se figur 2.3.2.b. Utvinningsstillatelse 095 (blokk 6507/7) ble tildelt i 1984, og utvinningsstillatelse 124 (blokk 6507/8) ble tildelt i 1986.

Heidrunfeltet ble oppdaget i 1985 og erklært drivverdig i desember 1986. Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1991. I 1992 ble det besluttet å ilandføre assosiert gass til Tjeldbergodden for metanolproduksjon fra 1997.

Feltet ble satt i produksjon 18. oktober 1995. I forbindelse med produksjonsstart ble operatørskapet på Heidrun overdratt fra Conoco til Statoil.

Ved utgangen av 1995 var oljeproduksjonen ca 34 000 Sm³ per dag, som er ca 7 % høyere enn forventet platåproduksjon.

Reservoar

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret består av flere geologiske formasjoner og forkastningssegmenter. Reservene er anslått til 133 millioner Sm³ olje og 12,5 milliarder Sm³ assosiert gass. I tillegg vil det være mulig å produsere ca 36,5 milliarder Sm³ gass fra gasskappen. Ut fra hensynet til en optimal

ressursutnyttelse bør imidlertid gasskappen produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert.

Utbyggingsløsning/transport

Vanddypet er ca 350 meter. Feltet er utbygd med en flytende strekkstags-innretning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliiser. Det planlegges 41 produksjonsbrønner, 10 vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Seks av vanninjektorene er havbunnskompletterte. Produksjonskapasiteten for olje er 35 000 Sm³ per dag, mens maksimal behandlingskapasitet for vann og gass er henholdsvis 24 600 m³ og 4,7 millioner Sm³ per dag. Oljen blir eksportert ved hjelp av et nytt konsept basert på direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet (DSL).

Gassdisponering

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

Kostnader

Ved utgangen av 1995 var det investert ca 27,5 milliarder 1995-kroner i Heidrun. Totale investeringer er antatt å bli ca 31,5 milliarder 1995-kroner fra 1988 til 2015.

2.6 FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

2.6.1 MIME

Utvinningsstillatelse 070

Operatør:

Norsk Hydro Produksjon AS

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	
(SDØE 31,4 %)	51,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	24,50000 %
Amoco Norway AS	14,70000 %
Saga Petroleum a.s.	9,80000 %

Felthistorie

Mime er et lite oljefelt 7 km nord for Codfeltet i blokk 7/11. Feltet ble påvist i 1982. Produksjonen har foregått fra en brønn og startet som testproduksjon i oktober 1990. Plan for utbygging og drift av feltet ble godkjent i november 1992. I november 1993 ble produksjonen på Mime midlertidig stanset grunnet utfelling av asfaltener i brønnen. I november 1994 ble brønnen endelig plugget, da det ikke var lønnsomt å rekomplettere den. Reservoaret består av øvre jura sandstein i Ulaformasjonen. Produksjonen skjedde via en undervannskomplettert brønn med overføring til Codinnretningen.

Den totale produksjonen for feltet ble 0,4 millioner Sm³ olje. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på omtrent 4 % av opprinnelig tilstedeværende olje.

Kostnader

Totale investeringskostnader for feltet ble omtrent 366 millioner 1995-kroner. Disponeringskostnader i 1995 ble omtrent 3 millioner 1995-kroner.

Avslutningsplan

En avslutningsplan forventes i løpet av 1996.

2.6.2 NORDØST FRIGG

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Operatør:

Elf Petroleum Norge AS

Rettingheshavere til det samordnede Nordøst Frigg:

Elf Petroleum Norge AS	41,42000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,87000 %
Total Norge AS	20,71000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5,00000 %

Utvinningsstillatelse 030 (blokk 30/10)

Esso Expl & Prod Norway A/S 100 %

Felthistorie

Nordøst Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10, se figur 2.5.10.a, og ny fordeling av gassreservene i august 1984 gav henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Feltet ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble godkjent i 1980, og feltet ble satt i produksjon i desember 1983. Produksjonen fra feltet ble avsluttet 8. mai 1993.

Kostnader

Totale investeringer på feltet i perioden fra 1982 til 1993 var i underkant av 3,3 milliarder 1995-kroner. Driftskostnadene for 1995 er beregnet til omtrent 6 millioner 1995-kroner. Det samme er disponeringskostnadene for 1995.

Avslutningsplan

Plan for framtidig disponering av innretningen ble sluttbehandlet i Stortinget 29. mai 1995. Utstrakt gjenbruk av innretningene kjennetegner den planlagte disponeringsløsningen.

Kostnadene for disponeringen ble i november 1995 beregnet til omtrent 230 millioner 1995-kroner. Eventuelle inntekter ved salg er ikke medregnet.

2.6.3 ODIN

Utvinningsstillatelse 030

Operatør:

Esso Expl. & Prod. Norway A/S

Rettingheshaver:

Esso Expl. & Prod. Norway A/S 100 %

Felthistorie

Odinfeltet ligger i blokk 30/10, se figur 2.5.10.a. Gassfeltet ble påvist i 1974 og utbyggingsplan ble godkjent i

1980. Produksjonen fra feltet startet i april 1984 og ble avsluttet 1. august 1994

Feltet produserte fra samme avsetningssystem som Friggfeltet. Trykkmålinger før produksjonsstart påviste trykk-kommunikasjon med Friggfeltet via den underliggende vannsonen. Odinreservoaret har hatt en raskere trykkreduksjon enn de andre feltene i Friggområdet på grunn av svært begrenset vandring.

Våren 1990 ble det registrert vanngjennombrudd i den sørligste brønnen på feltet. Dette var ventet, men ikke så tidlig. Nye studier tydet på at gjenværende reserver var mindre enn antatt og feltets levetid ble redusert.

Den totale produksjonen fra feltet ble 26,6 milliarder Sm³ gass. Dette tilsvarer en utvinningsgrad på ca 71 %.

Feltet ble utbygd med en mindre stålrennretning med forenklet prosess- og boreutstyr og et lite boligkvarter. På Odinnretningen ble vann skilt fra gassen og metanol injisert for hydratkontroll. Deretter ble gassen sendt gjennom rørledning til TCP2-innretningen på Frigg for videre behandling før levering gjennom den norske rørledningen til St. Fergus.

Kostnader

Totale investeringer på feltet i perioden fra 1978 til 1994 anslås til ca 4,6 milliarder 1995-kroner. Driftskostnadene i 1995 var om lag 85 millioner 1995-kroner.

Disponeringsplan

Plan for endelig disponering av innretningene ble overlevert myndighetene 23. mars 1995. Sluttbehandling i Stortinget skal finne sted innen 1. august 1996.

2.7 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS**2.7.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEM**

De ulike transportsystemer for gass og olje/kondensat fra norsk kontinental sokkel er vist på figur 2.7. En del av transportsystemene er britiske, hvor norsk andel av transportert mengde utgjør kun en liten del. Dette gjelder:

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

Gasstransport, Statpipe**Eierfordeling**

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	58,2500 %
Elf Petroleum Norge AS	10,0000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,0000 %
Mobil Development Norway AS	7,0000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	5,0000 %
A/S Norske Shell	5,0000 %

Norske Conoco A/S	2,7500 %
Saga Petroleum a.s.	2,0000 %
Total Norge AS	2,0000 %

Statoil er operatør for drift av systemet som omfatter:

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

Etter produksjonsstart er Gullfaks-, Veslefikk-, Snorre- og Bragefeltene tilknyttet Statpipesystemet oppstrøms av Kårstø anlegget. Videre er Sleipner blitt knyttet opp mot Statpipe ved en stikkledning til 16/11-S (Draupner).

Kårstø

Den første Nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Leveringen av tørrgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 25 millioner Sm³ per dag. Denne kapasitet vil være fullt utnyttet ut 1996.

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

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

Gasstransport, Norpipe

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

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

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

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

Designkapasiteten for gassrørledningen er ca 59,3 millioner Sm³ per dag. Gassalget varierer fra ca 40 millioner Sm³ per dag om sommeren til ca 54 millioner Sm³ per dag om vinteren.

Emden

Operatør: Phillips Petroleum på vegne av Phillipsgruppen

Eierfordeling

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

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

Etzel gasslager

Eierfordeling:

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

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

Gasstransport Frigg

Operatør: Total Oil Marine UK

Eierfordeling:

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

Den norske Friggørledningen eies av de norske rettighetshaverne til Frigg.

Innretningen MCP-01 er en kompressorstasjon lokalisert midtveis mellom Frigg og St.Fergus. Den er 50 % norsk-eid. Kompressorene er nå fjernet og innretningen er ubemannet. En del britiske felt er koplet til den norske Friggørledningen via MCP-01. Så lenge innretningen var ubemannet, ble mengdene fra de britiske felt målt på MCP-01. Etter avmanningen blir mengdene fra de britiske feltene målt på den enkelte innretning.

St. Fergus

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

Oljetransport Norpipe

Rørledningssystemet for transport av olje fra Ekofisk Senter til Teesside i England er eid av Norpipe A/S. Til Norpipe leveres olje fra feltene i Ekofiskområdet, og de nærliggende feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tommeliten Gamma. De britiske feltene Judy og Joanne er tilknyttet Norpipe, og startet produksjon i oktober 1995.

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

Teesside

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

Oljetransport Oseberg

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en indre diameter på 670 mm (ytre diameter 28 «) og har en designkapasitet på ca 95 000 Sm³ per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel er kapasiteten øket til ca. 117 000 Sm³ per dag.

Anlegget, inklusiv terminalen på Stura, eies og drives av et eget interessentskap med navnet I/S Oseberg Transport System (OTS). Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Osebergfeltet. Norsk Hydro er operatør for rørledningen og terminalen. Oseberg Transport System(OTS) ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg. Veslefrikk, Brage, Frøy og Lille-Frigg er senere tilknyttet OTS.

Zeepipe

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

Eierfordeling:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	
(SDØE 55%)	70,0000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,0000 %
A/S Norske Shell	7,0000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	6,0000 %
Elf Petroleum Norge AS	3,2985 %
Saga Petroleum a.s.	3,0000 %
Norske Conoco A/S	1,7015 %
Total Norge AS	1,0000 %

Zeepipe er et gasstransportsystem som skal transportere gass fra Kollsnes i Øygarden til kontinentet. Fase I av prosjektet omfatter en 800 km lang rørledning med en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40") fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia. I tillegg er det lagt en ca 40 km lang ledning fra Sleipner til 16/11-S (Draupner). Fase I,

medregnet terminal i Zeebrugge ble ferdigstilt i 1993. Kapasitet uten kompresjon vil være ca 13 milliarder Sm³ per år.

Fase II omfatter to ledninger fra Kollsnes til henholdsvis Sleipner og 16/11-S (Draupner). Innvendig diameter 966 mm (ytre diameter 40"). Disse vil bli tatt i bruk i 1996/1997.

Frostpipe**Eierfordeling:**

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	
(SDØE 30%)	50,00000 %
Elf Petroleum Norge AS (operatør)	22,00000 %
Total Norge AS	14,25000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,75000 %

Frostpipe er en ca 80 km lang rørledning med indre diameter 374 mm (ytre diameter 16") for transport av stabilisert olje og kondensat fra Frigg til Oseberg. Transport-systemet har en kapasitet på ca 16 000 Sm³ per dag. Frostpipe ble tatt i bruk våren 1994.

Europipe

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

Eierfordeling

(som for Zeepipe)

Rørledningen går fra 16/11-E (Draupner) til Emden i Tyskland og er ca 600 km lang, har en indre diameter på 966 mm (ytre diameter 40"). Kapasitet uten kompresjon er ca 13 milliarder Sm³ gass per år. Gassleveransene startet som planlagt 1. oktober 1995.

Statoil er operatør.

Troll oljerør

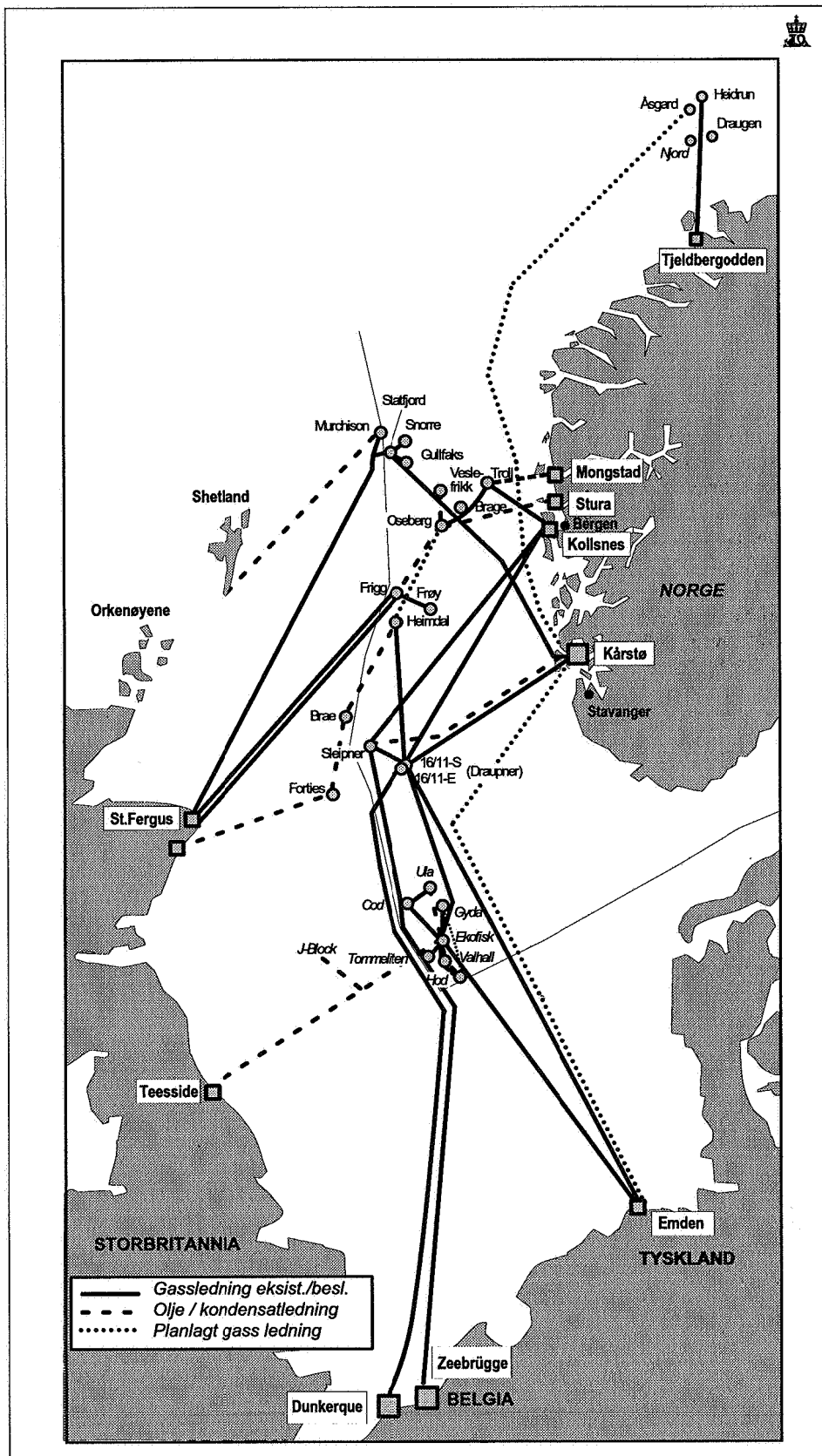
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)

Eierfordeling:

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

Troll oljerør transporterer oljen fra Troll B-innretningen til Mongstadterminalen. Indre diameter er 381 mm (ytre diameter 16").

Figur 2.7
Transportsystem for olje og gass med tilknytning til norsk del av Nordsjøen



2.7.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEM

NorFra

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) for anleggsfasen. Det er ikke tatt stilling til operatørskap for driftsfasen.

Eiere:

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	
(SDØE 60%)	69,71 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,47 %
Saga Petroleum a.s.	5,18 %
Esso E & P Norway A/S	3,88 %
Mobil Development Norway AS	3,88 %
TOTAL Norge AS	2,91 %
Elf Petroleum Norge AS	2,14 %
Norsk Agip AS	1,94 %
A/S Norske Shell	1,29 %
Neste Petroleum AS	1,29 %

Endelig eierfordeling vil avgjøres i løpet av våren 1996. Gassledningen vil ha en ytre diameter på 42" og gå fra 16/11E (Draupner) til Dunkerque i Frankrike. Gassleveransene er planlagt å starte per 1. oktober 1998.

2.8 SLUTTFASE OG DISPONERING AV INNRETNINGER VED BRUKSOPPHØR

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat skal pålegges å fjerne sine innretninger på kontinentalsokkelen etter at bruken av disse er endelig opphørt, har meget stor betydning for Norge. Fjerning av innretninger på norsk sokkel vil med få unntak være betydelig mer kostbart og teknisk komplisert enn ellers i verden. For tiden har Norge rundt 80 innretninger (eksklusive omtrent 60 undervannsinnetninger) som produserer eller har produsert petroleum.

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

Hovedpunktene i IMO-retningslinjene er:

- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- Alle innretninger utplassert etter 1. januar 1998 hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 100 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- For øvrige innretninger vil spørsmålet om fjerning bero på en konkret vurdering fra den enkelte kyststat. Ved denne vurderingen skal det tas hensyn til blant annet sikkerheten til sjøs, til andre brukere av havet, innvirkningen på miljøet og de levende ressurser, kostnadene og sikkerhetsrisikoen forbundet med

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

- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas et forsvarlig vedlikehold for å forhindre at innretningen bryter sammen.
- Etter 1. januar 1998 skal det ikke utplasseres innretninger som det ikke er teknisk mulig å fjerne.

De vedtatte IMO-reglene har karakter av retningslinjer. De vil således ikke være rettslig bindende for statene. På den annen side vil reglene ha en betydelig moralsk gjennomslagskraft og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

Felt med avsluttet produksjon på norsk kontinentalsokkel er beskrevet i kap 2.6.

2.9 PETROLEUMSØKONOMI

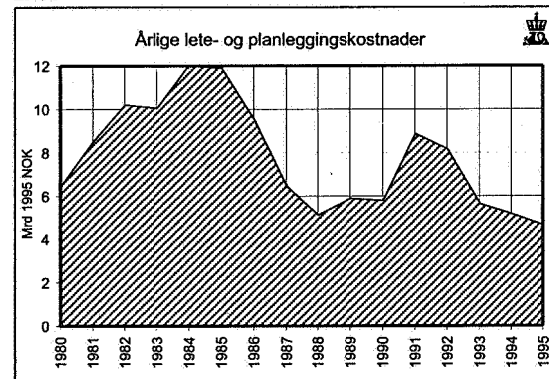
2.9.1 LETE- OG PLANLEGGINGS-AKTIVITET

I 1995 ble det påbegynt 36 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1994 var 21. Av de 36 påbegynte letebrønnene var 22 undersøkelses- og 14 avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1994 var henholdsvis 18 og 3. Gjennomsnittlig i perioden 1966 - 1995 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og 8.

Figur 2.9.1.a viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevalueringer og administrasjon. Ifølge Oljedirektoratets innrapporterte tall beløper samlede letetekstnader i årene 1980 - 1995 seg til ca 124 milliarder 1995-kroner.

Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for

Figur 2.9.1.a
Utgifter til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980



1995 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 2.9.1.b som viser den prosentuelle fordelingen mellom utgiftene.

Lete- og planleggingskostnader Millioner kroner

Leteboring	2128
Generelle undersøkelser	683
Feltevalueringer	768
Administrasjon ¹	1068
Totalt	4647

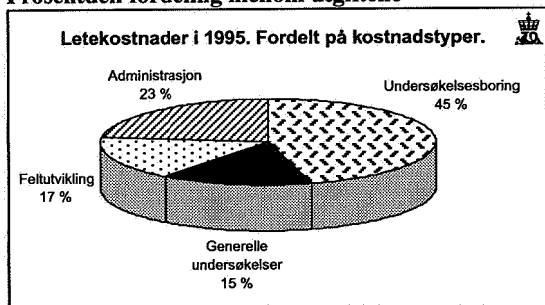
1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

I 1995 utgjør andelen letekostnader til leteboring 45 %, mens tilsvarende tall for 1994 er 34 %. Andelen utgifter til generelle undersøkelser er 15 % i 1995 og 31 % i 1994. Generelle undersøkelser omfatter blant annet innsamling av seismikk.

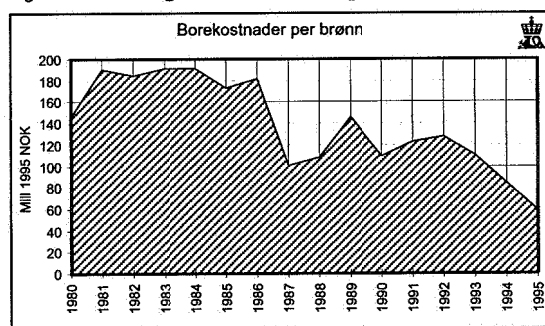
Figur 2.9.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1995 ble det boret for rundt 2,1 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til ca 60 millioner kroner. Dette er 25 % lavere enn borekostnadene i 1994.

Figur 2.9.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1995.

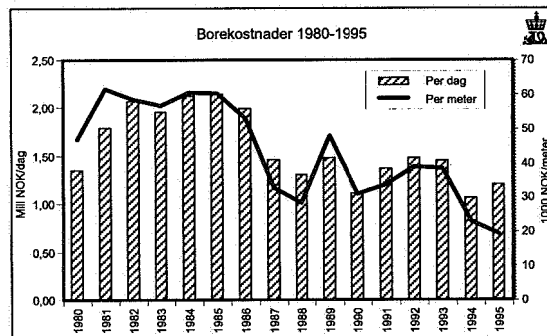
Figur 2.9.1.b
Prosentuell fordeling mellom utgiftene



Figur 2.9.1.c
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn



Figur 2.9.1.d
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1995



2.9.2 AKTIVITETSNIVÅ MOT ÅR 2010

Oljedirektoratet har sett nærmere på det forventede totale aktivitetsnivået på norsk sokkel fram mot år 2010. Anslag på total petroleumsproduksjon antas å øke mot et nivå på ca 260 millioner Sm³ o.e. i år 1999, for deretter å reduseres til ca 185 millioner Sm³ o.e. i år 2010. Det er knyttet en viss usikkerhet til forventet produksjon framover. Spesielt vil den framtidige olje- og gassprisutviklingen i betydelig grad påvirke den langsiktige produksjonsutviklingen.

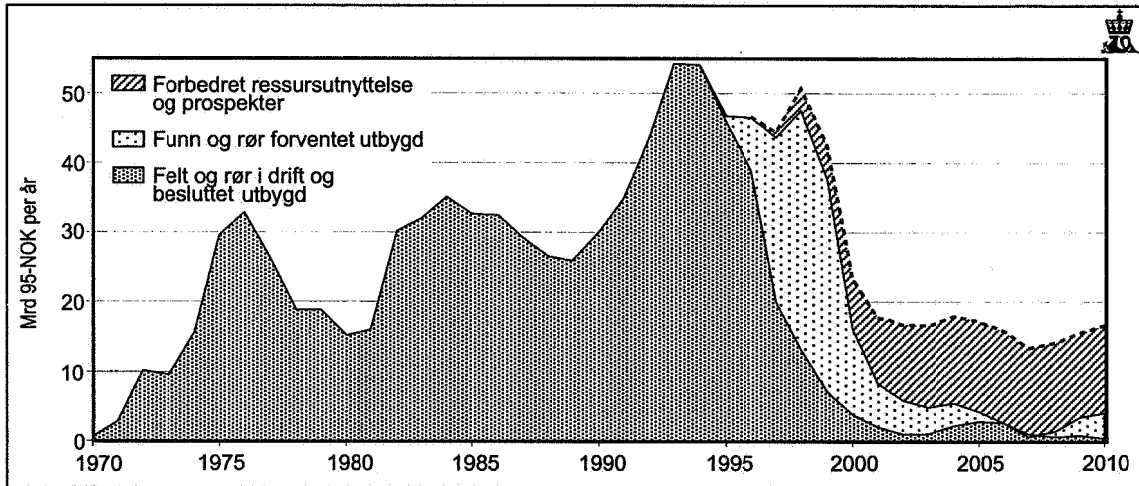
Det er stor usikkerhet knyttet til både investerings- og driftskostnader for prospektene. Gjennomsnittlig enhetskostnad (investering + drift) forventes å ligge på 10 USD/fat (~ 400 NOK/Sm³).

Anslag på totalt investeringsnivå i perioden 1970-2010 er vist i figur 2.9.2.a. Investeringsnivået antas å være stabilt fra i dag og frem til 1998, for så å synke raskt fra ca 50 milliarder kroner til under 20 milliarder kroner i 2001. Investeringer i funn og rør forventet utbygd samt prospekter utgjør det meste av forventet investeringsnivå mot år 2010. Endringer i framtidige olje- og gasspriser vil få betydning for anslaget for framtidig investeringsnivå.

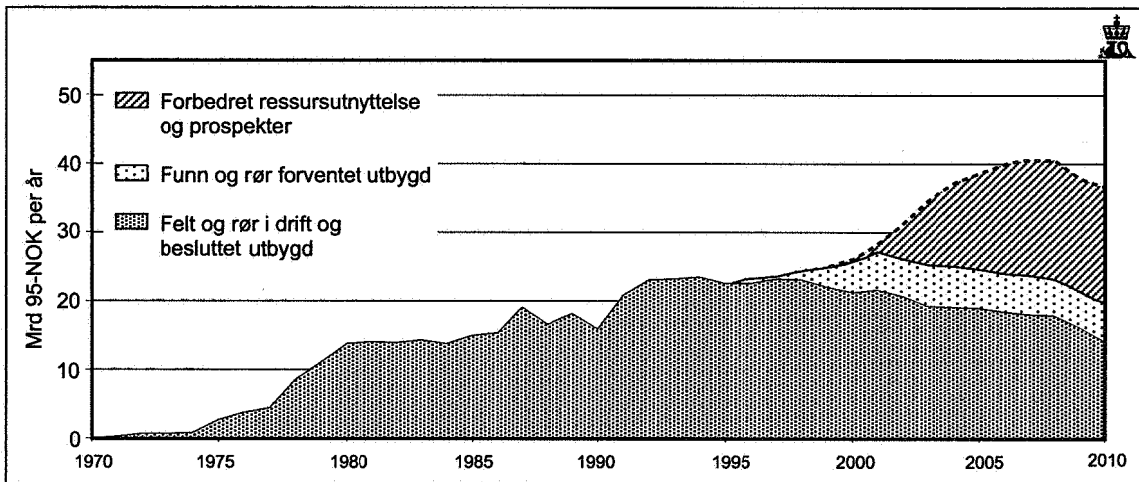
Figur 2.9.2.b viser antatt utvikling i driftskostnader på norsk sokkel fram mot år 2010. Driftskostnadene inkluderer CO₂-avgifter og forsikringer.

Figur 2.9.2.c viser antatt utvikling i driftskostnader per produsert enhet for felt i drift. Etter hvert som produksjonen fra feltene reduseres, vil driftskostnader per produsert enhet øke, siden en stor andel av driftskostnadene er faste. Av figuren framgår det at driftskostnaden per produsert enhet øker med ca 50% i perioden 1995 til 2005. Forbedret ressursutnyttelse og reduksjon i de totale driftskostnadene er viktige utfordringer for å redusere enhetskostnadene på norsk sokkel.

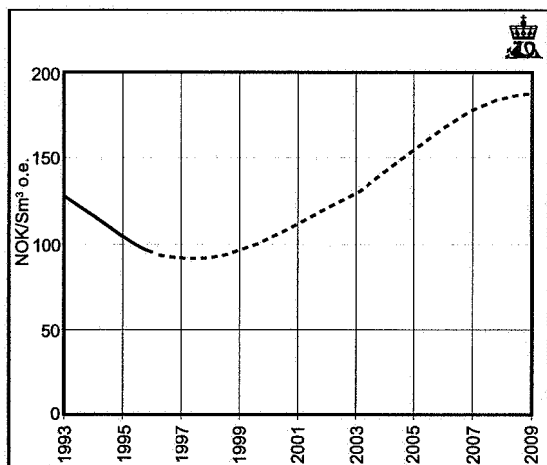
Figur 2.9.2.a
Investeringer i funn/felt og rør på norsk sokkel 1970-2010



Figur 2.9.2.b
Driftskostnader for felt/funn og rør på norsk sokkel 1970-2010



Figur 2.9.2.c
Driftskostnader per produsert enhet for felt i drift.
Tariffkostnader er ikke medregnet.
(Glidende gjennomsnitt)



2.9.3. STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT

Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1985. Med få, men viktige unntak, ble betalingsstrømmene knyttet til den samlede statlige deltagelse i utvinningstillatelser delt i en Statoil-andel (20 %) og en SDØE-andel (30 %). Statoil er ansvarlig for den operative og økonomiske oppfølging av statens direkte andeler.

SDØE er den største investoren på norsk sokkel og er representert med et vesentlig volum i lete-, utbyggings- og driftsfasen.

Samlede investeringskostnader på norsk sokkel for perioden 1995-2000 er anslått til 119 milliarder kroner (udiskontert, faste 1995-kroner). Dette omfatter investeringer i felt i produksjon og felt besluttet utbygd samt i rørledninger i drift og besluttet utbygd. SDØEs andel utgjør om lag 36 %.

Samlede driftskostnader i perioden er anslått til 117 milliarder kroner. Kostnadene omfatter påløpte driftskostnader og CO₂-avgifter, men ikke tariff. SDØEs andel utgjør omlag 33 %. Av samlet forventet produksjon ventes SDØE å stå for om lag 36 % av både olje- (inkludert kondensat) og gassproduksjon i samme periode.

SDØEs samlede andel av disse investerings- og driftskostnadene utgjør om lag 82 milliarder kroner. Fordelingen over tid framgår av figur 2.9.3.

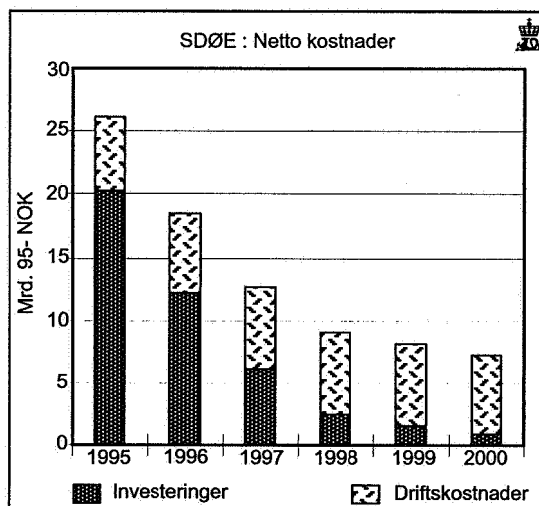
SDØE vil fortsatt i noen år foreta store investeringer som resulterer i en realkapitaloppbygging i petroleumsektoren. Avkastningen av disse investeringene er blant annet avhengig av den framtidige prisutvikling samt av kostnads- og produksjonsutvikling på de aktuelle felt.

Et av hovedformålene med konsesjons- og skattesystemet er å fordele kostnader og inntekter mellom private rettighetshavere (selskaper) og staten. Gjennom SDØE og rammevilkår som skatter, avgifter, bæring og bruk av glideskala i favør av SDØE, har staten hentet inn størst mulig andel av felts nåverdi.

SDØE har oppfylt målsettingen man satte seg i 1985,

blant annet å sikre staten størst mulig direkte andel av framtidige inntekter ved utvinning av hydrokarboner.

Figur 2.9.3
SDØE: Netto kostnader



2.9.4 PETROLEUM I NORSK ØKONOMI

Bruttonasjonalprodukt

Petroleumssektoren bidrar vesentlig til samlet verdiskaping i Norge i dag. I 1975 utgjorde bruttoproduktet i petroleumssektoren ca 3 % av bruttonasjonalproduktet. I 1985 var andelen steget til 19 %, men falt så igjen på grunn av oljeprisfallet i 1985-86. I de siste årene har andelen ligget på ca 13 %. Utviklingen av næringens andel av samlet bruttonasjonalprodukt vises i tabell 2.9.4.

Utenriksøkonomi

Petroleumssektoren utgjør også en relativt stor andel av norsk eksportverdi. Eksportandelen økte fra ca 6 % i 1975 til 38 % i 1985. Deretter sank petroleumssektorens eksportandel til ca 24 % i 1988. De siste årene har sektorens andel utgjort ca 33 % av norsk eksportverdi. Utviklingen vises i tabell 2.9.4.

Statens skatteinntekter

Statens totale skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten omfatter ordinær formue- og inntektskatt, særskatt, produksjons- og arealavgift. Skatteinntektene nådde en foreløpig topp på 71,7 milliarder 1995-kroner i 1985, før de sank til ca 14,7 milliarder 1995-kroner i 1988. De siste årene har det igjen vært en økning i statens skatteinntekter. I 1995 var skatteinntektene fra petroleumsvirksomheten 25,2 milliarder kroner. Utviklingen i skatteinntektene framgår av tabell 2.9.4.

Sysselsatte

Aktivitetsnivået på norsk sokkel fører til sysselsetting både til havs og på land. I 1995 var omkring 70.000 sysselsatt som følge av petroleumaktiviteten i Norge. Sysselsetting etter bedriftstype, som følger av petroleumaktiviteten, vises i figur 2.9.4. Omkring 34 % av syssel-

Tabell 2.9.4

Utvikling av andel av samlet bruttonasjonalprodukt (BNP), norsk eksportverdi og statens skatteinntekter

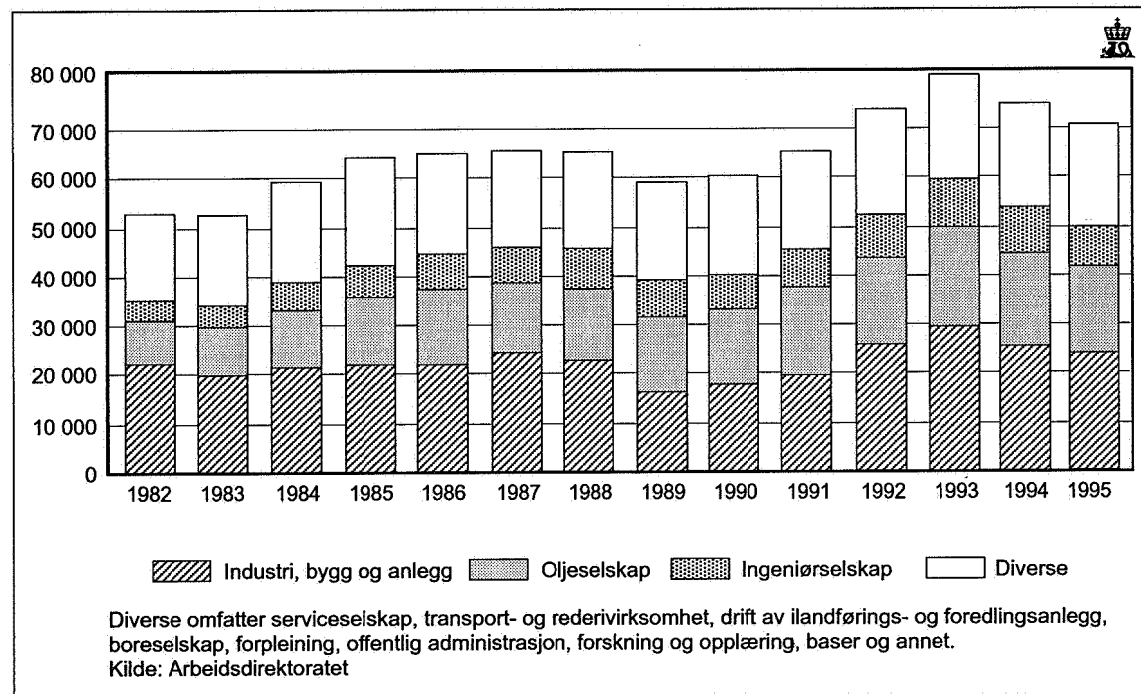
	1975	1980	1985	1988	1990	1991	1992	1993	1994	1995 ⁴⁾
Petroleumsvirksomhetens andel av BNP ¹⁾	3 %	15 %	19 %	8 %	13 %	13 %	15 %	14 %	13 %	13 %
Petroleumsvirksomhetens andel av total eksportverdi ²⁾	6 %	33 %	38 %	24 %	31 %	32 %	33 %	33 %	33 %	31 %
Statens skatteinntekter fra petroleumsvirksomheten ³⁾ (Milliarder 1995 NOK)	0,7	45,8	71,7	14,7	29,6	34,4	25,3	25,3	22,2	25,2

Kilde: SSB

- 1) Omfatter olje- og gassutvinning samt rørtransport.
- 2) Omfatter eksport av råolje, naturgass og rørtransporttjenester.
- 3) Omfatter ordinær formue- og inntekskatt, areal- og produksjonsavgift.
- 4) Foreløpige tall/anslag

Figur 2.9.4

Sysselsatte som følge av petroleumsvirksomheten, etter bedriftstype



satte i petroleumsvirksomheten arbeider i industri, bygg og anlegg, 26 % arbeider i oljeselskapene mens 11 % er sysselsatt i ingeniørselskap. De resterende arbeider innenfor service, transport, rederi, boreselskap, forpleining, drift av ilandførings- og foredlingsanlegg, offentlig administrasjon, forskning og opplæring.

2.9.5 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1995 anslått til ca 61,4 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) desember 1995). Dette tilsvarer knapt 3,6 milliarder Sm³ per år, og innebærer en stigning på 1,5 % fra 1994 til 1995. Produksjonen fra OPEC-landene økte med 1,4 %, det vil si omtrent som gjennomsnittet. I Øst-

Europa og det tidligere Sovjetunionen ble produksjonen redusert med vel 1 %. Øvrige regioner, inklusiv Nordsjøen, viste samlet en økning i produksjonen.

Norges oljeproduksjon utgjorde i 1995 vel 4 % av verdensproduksjonen. Norges produksjon økte med vel 5 % i 1995, og var også i 1995 noe større enn den britiske produksjonen, som økte med knapt 2 %. OPECs markedsandel var vel 40 %.

Verdens påviste oljeressurser var ved utgangen av 1995 i følge OGJ vel 160 milliarder Sm³, opp knapt 1 % fra 1994. Dette utgjør knapt 45 års produksjon på 1995-nivå. Ressursene i enkelte land i Afrika ble kraftig oppjustert, men øvrige regioner samlet viste en nedgang. Vurdert ut fra ressursanslag vil framtidens største oljeproduiserende områder være OPEC og Midt-Østen.

Ved inngangen av 1995 var prisen på Brent Blend - olje om lag 16 dollar per fat. Oljeprisen steg til over 19 dollar per fat i mai som følge av økt amerikansk etterpørsel og oppkjøp fra finansielle fonds. Deretter falt oljeprisen både som følge av at finansielle fonds solgte ut, og uttalelser fra OPEC om priskrig og markedsandeler. På slutten av året steg prisen på Brent Blend igjen, hovedsakelig som følge av kaldere vær i Nord Amerika og Europa kombinert med lave lagre. Årets siste notering på Brent Blend var over 19 USD per fat.

Gjennomsnittlig normpris på norskprodusert olje ble i 1995 rundt 17 dollar per fat, noe som tilsvarer ca 108 norske kroner. Til sammenlikning var prisene i 1994 for norskprodusert olje i gjennomsnitt ca 111 kroner per fat (også ca 17 dollar).

2.9.6 GASSMARKEDET

All norsk eksport av gass går i dag til Vest-Europa. Norge eksporterte i 1995 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike. Fram til 1990 var Storbritannia den største kunden, mens Tyskland nå er den største kjøperen. Figur 2.9.6 viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland.

I 1995 utgjorde eksporten fra Norge 27,6 milliarder Sm³, en økning på ca 1 milliard Sm³ gass fra året før.

De første gassalgene var i hovedsak basert på uttømming av tilgjengelige reserver i det enkelte felt. Norge gikk inn i en ny epoke som gassleverandør 1. oktober 1993 da leveranser under Trollavtalene startet (TGSA). Dette er salgskontrakter som tilbyr kundene faste årlige volum, hvor også andre felt enn Troll har mulighet til å forestå leveranser. I forbindelse med Trollkontraktene, har myndighetene gjennom opprettelsen av Troll kommersiell modell etablert en avsetningsmulighet for assosiert gass og mindre gassfelt.

Organisering av norsk gassalg

I de senere år har avsetning av norsk gass vært koordinert av et felles gassforhandlingsutvalg (GFU) ledet av Statoil, og med deltagelse fra Norsk Hydro og Saga. GFU forhandler fram kontrakter med kjøpere av norsk gass. Rettighetshaverne i en utvinningstillatelse har imidlertid mulighet til å avsette gassen på egenhånd dersom gassen skal brukes i eget anlegg eller det kan oppnås bedre vilkår. Innenfor rammen av den eksisterende gassorganiseringen opprettet myndighetene Forsyningsutvalget i 1993. Utvalget som består av de tolv største ressurseierne på norsk sokkel, skal ha en rådgivende funksjon overfor Nærings- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og utnyttelse av gassfelt og transport-systemer for gass. Nærings- og energidepartementet og Oljedirektoratet deltar som observatører i utvalget.

Eksisterende forpliktelser

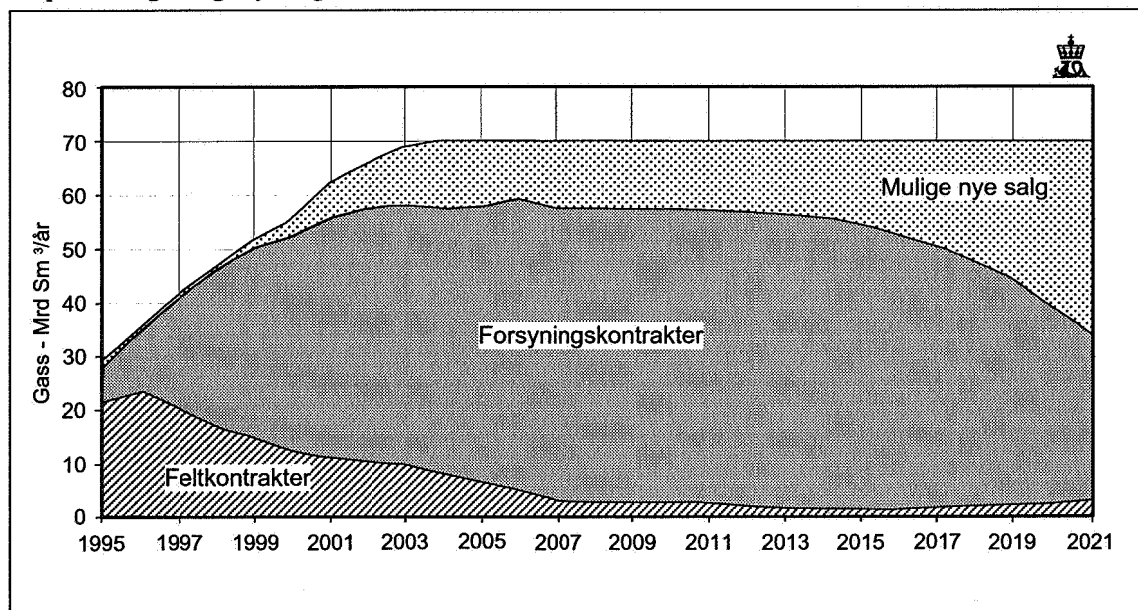
Feltkontrakter

De feltene som i dag leverer under feltkontrakter er Statfjord, Gullfaks, samt felt i Frigg- og Ekofiskområdene. Produksjonen fra disse feltene er nå i avtrappingsfasen, men de vil med unntak av Frigg, likevel levere gass i mange år framover. Gassleveransene fra Ekofisk- og Friggområdene startet i 1977, fra Statfjord i 1985, fra Heimdal i 1986, og Gullfaks i 1987. Gassen fra Friggområdet leveres til Storbritannia, mens de øvrige felt leverer til kjøpere på kontinentet.

Trollavtalene fra 1986 (TGSA)

TGSA ble inngått i 1986 mellom rettighetshaverne på Troll og kjøpere på kontinentet. Kjøperlandene er Tyskland, Nederland, Østerrike, Frankrike, Belgia og Spania. Trollavtalene består av basis gassleveranser på 23,7 milliarder Sm³ per år, samt 30 % og 50 % opsjoner som nå er utøvd. Til sammen utgjør disse salgene til kontinentet 40,8 milliarder Sm³ per år på platå.

Figur 2.9.6
Forpliktete og mulige nye salg



Nyere forpliktelser

I 1992 ble Electrabel-kontrakten (Belgia) inngått. I 1993 ble det inngått to nye kontrakter - salg av tilleggsvolumer til Ruhrgas og til VNG (Tyskland). I 1994 ble det inngått kontrakter med MEEG (Tyskland) og GdF (Frankrike). I 1995 ble det inngått kontrakt om ytterligere salg til GdF (Frankrike).

Til sammen utgjør disse fem kontraktene 14,7 milliarder Sm³ per år på platå. Nye salg til Storbritannia er også forhandlet fram, men disse er avhengig av ny Frigg-traktat.

Nye salg

Det har i løpet av 1995 pågått forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i en rekke land. Det har også pågått samtaler med land i Øst-Europa. Sammen med Frankrike, Italia og Spania synes avsetningsmulighetene for norsk gass å være størst her. Salg av norsk gass til det skandinaviske markedet har hittil ikke vært økonomisk interessant. Det samme gjelder salg av nedkjølt gass (LNG).

Oljedirektoratet mener at Norges totale gassalg kan bli 70-80 milliarder Sm³ per år. Figur 2.9.6 viser forpliktete og mulige nye salg med et platå på 70 milliarder Sm³ per år.

Bruk av gass i Norge

Nærings- og energidepartementet la i 1995 fram en egen Stortingsmelding om bruk av gass i Norge. Stortingsmeldingen redegjør for regjeringens målsetning og muligheter for bruk av naturgass i Norge.

Det viktigste norske gassmarkedet finnes nå på kontinentalsokkelen. De største kjøperne på sokkelen er Oseberg og Ekofisk. I 1995 solgte samlet Troll (TOGI) og Oseberg Vest vel 2 milliarder Sm³ gass til Oseberg. På Oseberg injiseres gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Til Ekofisk ble det i 1995 samlet kjøpt vel 3 milliarder Sm³ gass fra flere felt, til brensel og andre formål. Andre felt bruker gass til å øke utvinning av olje og NGL. I tillegg er gass den viktigste energikilden for drift av felt og transportsystemer. Det er primært gass produsert fra eget felt som brukes til dette. Samlet ble det i 1995 brukt 2,6 milliarder Sm³ gass til brensel på sokkelen.

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985. Gassen ilandføres til Kårstø i Nord - Rogaland. Fra 1996 vil det også bli ilandført gass til Kollsnes (Hordaland) og Tjeldbergodden (Møre og Romsdal).

Ressurser har over en periode blitt brukt til forskning, utredninger og prøveprosjekter for bruk av gass på land i Norge. Det er også blitt gitt støtte til forsøksprosjekter i transportsektoren. Statlig program for utnyttelse av naturgass (SPUNG) har mottatt størstedelen av forskningsmidlene. SPUNG, som tok sikte på å utvikle grunnleggende kompetanse, ble avsluttet i 1993. Statens satsing blir videreført bl a gjennom forskningsprogrammet Na-

turgass under Norges forskningsråd. Det vil bli fokusert på anvendelse av forskningsresultatene.

Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0,7 milliard Sm³ gass årlig til en metanolfabrikk på Tjeldbergodden fra 1996. I Nord - Rogaland er det inngått avtale om mindre leveranser til distribusjonsselskapet Gasnor. Alle kundene til Gasnor brukte tidligere fyringsolje som energikilde. Leveranser startet i 1994. Selskapet Vestgass vurderer distribusjon av gass fra Kollsnes.

Statkraft, Statoil og Norsk Hydro har siden midten av 1980 - årene vurdert flere ulike alternativer for gasskraft i Norge. Disse er av ulike grunner ikke blitt realisert. I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har som formål å bruke naturgass fra kontinentalsokkelen til produksjon av elektrisk kraft til nordiske markeder. Både Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden har vært vurdert som produksjonssteder. Naturkraft tar sikte på å sende inn en søknad om konsesjon for utbygging og drift av gasskraftverk første halvår 1996. Sannsynlig forbruk av gass i et gasskraftverk er 0,4 til 0,8 milliard Sm³ gass per år.

Med unntak av kontinentalsokkelen, er det kun snakk om bruk av små mengder gass i Norge i forhold til de mengdene som eksporteres.

2.9.7 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

Det ble i 1995 solgt 131,6 x 10⁶ tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 5,9 % i forhold til 1994. Storbritannia var den største mottaker med 19,7 % av skipningene, Nederland mottok 18,3 %, Norge 17,0 %, Frankrike 10,4 % og Tyskland 8,4 %. I 1994 mottok Norge 22,2 %, en nedgang i forhold til 1994.

Figur 2.9.7.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982 -1995. Fram til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen "andre". Salg av NGL (inkl kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1995 opp i 6,5 x 10⁶ tonn. Dette er 1,0 x 10⁶ tonn mer enn i 1994.

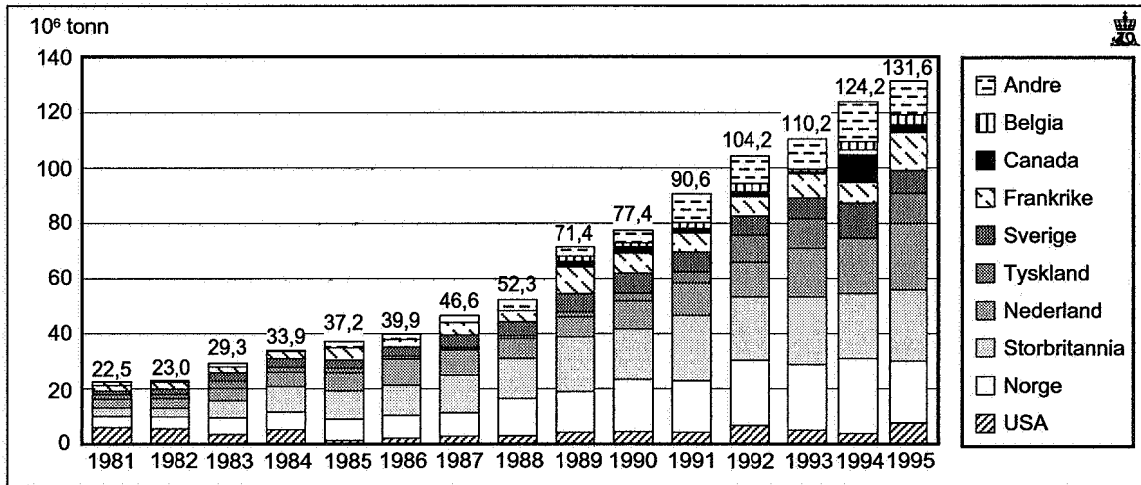
Figur 2.9.7.b viser salget av råolje og NGL i 1995 fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 27,6 x 10⁹ Sm³ gass i 1995. Dette er en oppgang på 3,8 % i forhold til 1994. Det ble solgt 11,1 x 10⁹ Sm³ til Tyskland, 1,7 x 10⁹ Sm³ til Storbritannia, 7,1 x 10⁹ Sm³ til Frankrike, 3,0 x 10⁹ Sm³ til Nederland, 2,9 x 10⁹ Sm³ til Belgia, 1,5 x 10⁹ Sm³ til Spania og 0,3 x 10⁹ Sm³ til Østerrike, jf figur 2.9.7.c.

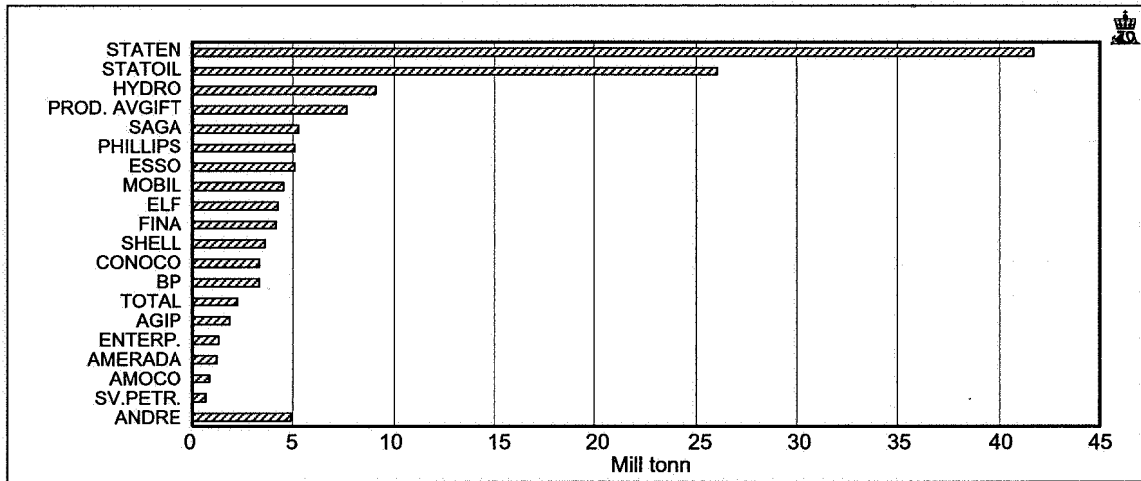
Figur 2.9.7.d viser gass-salget fordelt på rettighetshavere. Salg under TGSA kontraktene er fordelt mellom Troll-rettighetshaverne.

I kolonnen "andre" er det ikke skilt ut selskaper, da denne inneholder tall fra flere små felt og det ville bli svært unøyaktig å tegne disse inn.

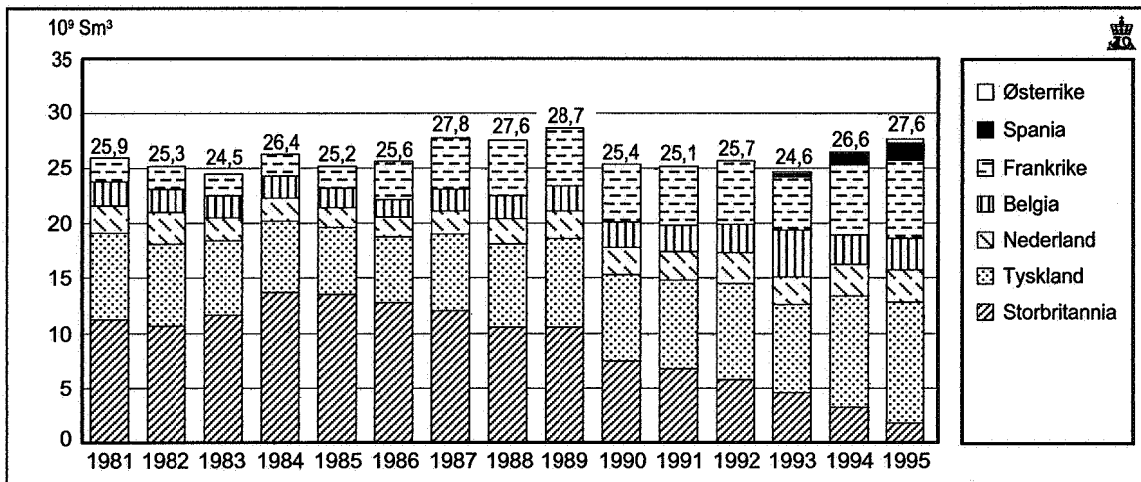
Figur 2.9.7.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



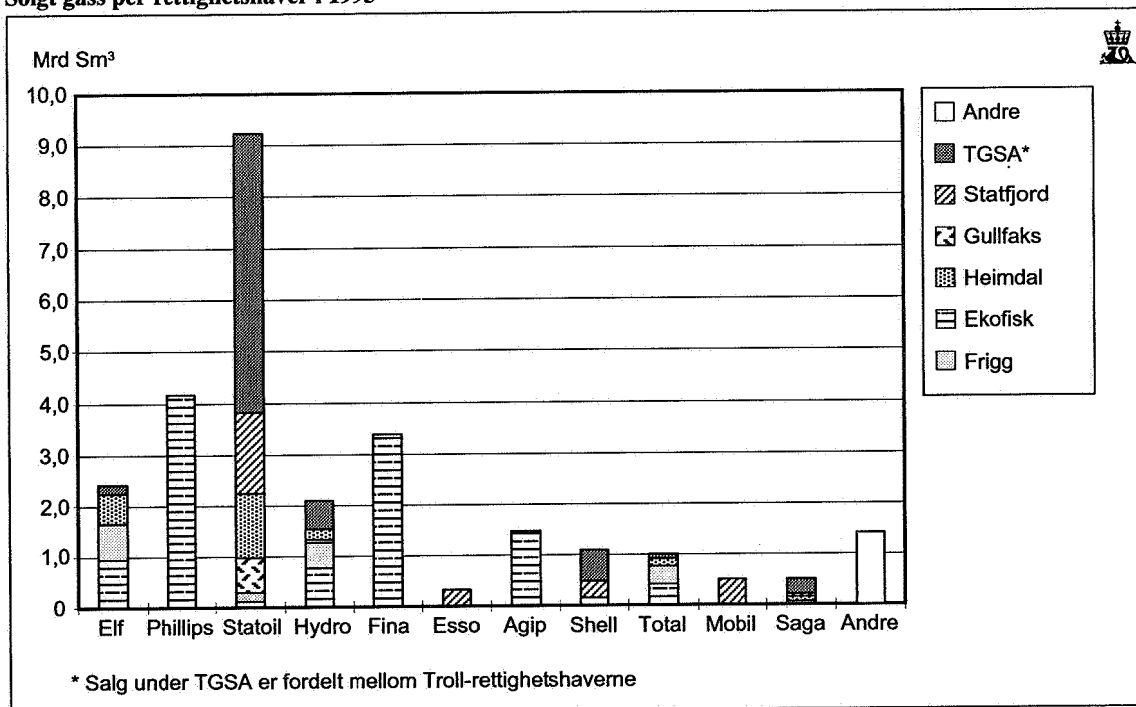
Figur 2.9.7.b
Solgt råolje/NGL (ekskl kondensat) per rettighetshaver i 1995



Figur 2.9.7.c
Salg av gass fordelt på land



Figur 2.9.7.d
Solgt gass per rettighetshaver i 1995



2.9.8 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i petroleumsloven. 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.

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 utbyggingsplanen er godkjent etter 1. januar 1986.

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

Fra 1. januar 1992 er avgiftssatsen for gass satt til null, jf kongelig resolusjon av 27. mars 1992 og kronprinsregentens resolusjon av 22. mai 1992. Dette innebærer at det heretter kun vil bli innkrevd produksjonsavgift av olje.

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

På noen felt har transportkostnadene i perioder vært høyere enn brutto salgsverdi for et petroleumprodukt.

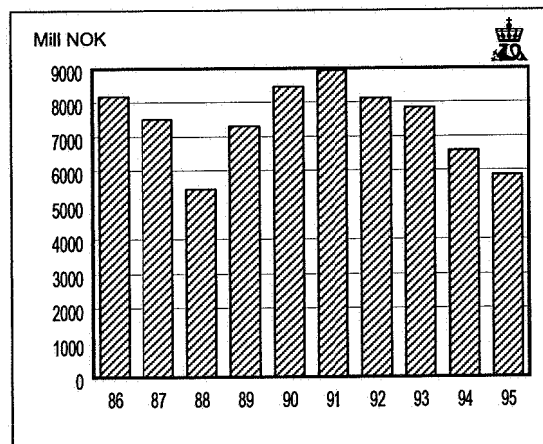
Dette forekom hyppigst før 1992 da det fortsatt var produksjonsavgift på gass. Det aktuelle petroleumproduktet har i slike tilfelle ingen verdi på avgiftspunktet, og det betales ikke produksjonsavgift.

Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1995 innbetalt kroner 5 884 144 551,- i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 2.9.8 viser fordelingen på de ulike petroleumprodukt for 1994 og 1995.

Figur 2.9.8 viser innbetalt produksjonsavgift 1986 - 1995.

Figur 2.9.8
Innbetalt produksjonsavgift 1986-1995



Produksjonsavgift olje

Det er i 1995 innbetalt kroner 5 854 068 191,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet, Ula, Valhall, Statfjord, Murchison, Oseberg og Gullfaks, se tabell 2.9.8.b. Produksjonsavgift for olje blir normalt tatt ut i olje, men Nærings- og energidepartementet har besluttet at avgift på olje fra Heimdal skal tas i kontanter fra og med 1. april 1993. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedsvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumspriserådet. Årsaken til nedgangen i produksjonsavgiften på olje fra 1994 til 1995, er en kombinasjon av lavere oljepriser og redusert produksjon på de aktuelle felt. Mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med vel 5 % fra 1994 til 1995.

Tabell 2.9.8.a**Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1994 og 1995 (millioner NOK)**

Produkt	Felt/område	1994	1995
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 307,5	1 500,4
"	Statfjord	3 273,4	2 610,5
"	Murchison	17,0	8,3
"	Heimdal	0,0	*-7,8
"	Oseberg	985,6	934,9
"	Gullfaks	896,7	807,7
NGL	Ekofiskområdet	18,1	22,2
"	Valhall	1,9	4,8
"	Ula	101,6	2,9
"	Murchison	0,3	1,0
"	Heimdal	** -6,2	*** -0,8
SUM		6 595,9	5 884,1

* Refusjon av transportkostnader for avgiftsolje for tidligere år

** Tilbakebetalt arealavgift m.v. for tidligere perioder

*** Tilbakebetalt produksjonsavgift for gass for tidligere år

Tabell 2.9.8.b**Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1995
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	785 632 733	714 813 416	1 500 446 149
Statfjord	1 393 478 898	1 217 016 097	2 610 494 995
Murchison	1 148 825	7 169 868	8 318 693
Heimdal	0	-7 804 882	-7 804 882
Oseberg	453 151 954	481 760 514	934 912 468
Gullfaks	439 101 494	368 599 274	807 700 768
SUM	3 072 513 904	2 781 554 287	5 854 068 191

Produksjonsavgift NGL

Det er i 1995 innbetalt kroner 30 076 360,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 2.9.8.c viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Selv om avgiften på gass ble satt til 0 fra 1. januar 1992, omfatter innbetalingene for NGL i 1995 også enkelte justeringer vedrørende avgiften for gass i tidligere

år. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte felt/grupper.

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

Det er en betydelig nedgang i innbetalt avgift på NGL fra 1994 til 1995. Nedgangen kan i all hovedsak tilskrives det faktum at innbetalt avgift for 1994 medregnet en omberegning av avgiften på både NGL og gass på Ula-feltet for årene 1986 til 1992.

Tabell 2.9.8.c**Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)**

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1995
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	9 483 365	11 657 527	21 140 892
Amocogruppen (Tor)	404	165 597	166 001
Dyno/Methanor	581 130	269 274	850 404
Sum Ekofiskområdet	10 064 899	12 092 398	22 157 297
Valhall	0	4 775 401	4 775 401
Ula	1 522 535	1 410 168	2 932 703
Murchison	693 802	336 725	1 030 527
Heimdal	*-819 568	0	*- 819 568
Sum alle felt	11 461 668	18 614 692	30 076 360

*Tilbakebetalt produksjonsavgift for gass for tidligere år

2.9.9 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1995 innkrevd kroner 648 589 557,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som vist i tabell 2.9.9.

Oljedirektoratet har refundert kroner 96 839 613,- i arealavgift i 1995. Dette representerer den fradragberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

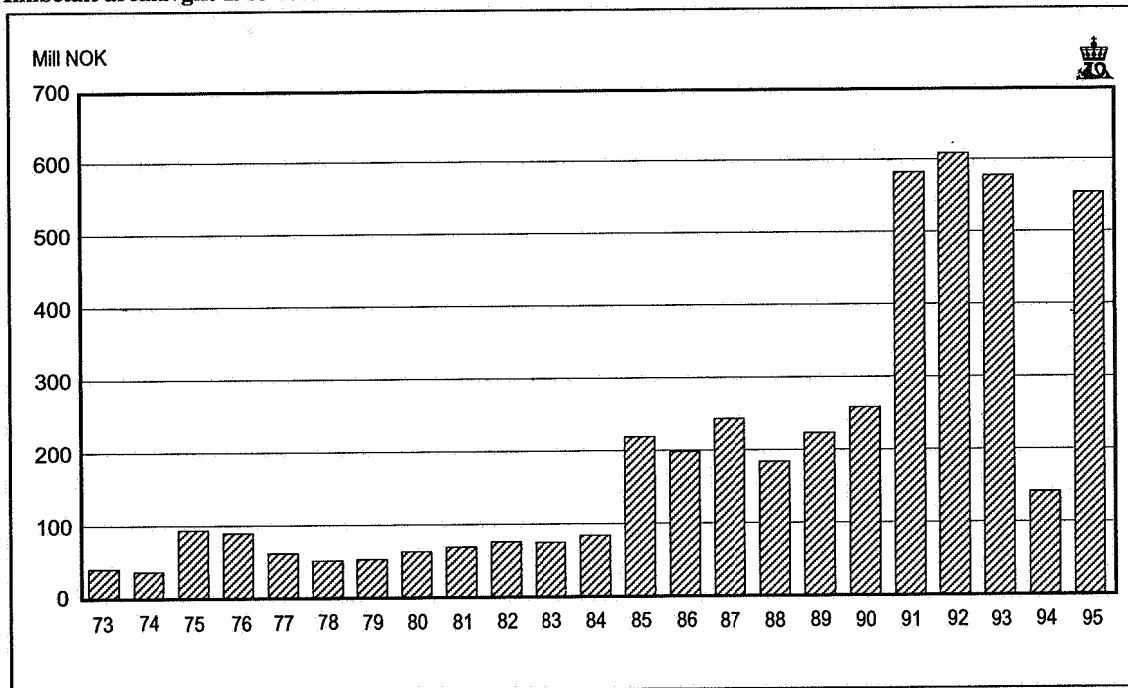
Figur 2.9.9.a viser netto innbetalt arealavgift 1973 - 1995. For 1995 er det en økning fra 1994 på over 400 millioner kroner. Årsaken til dette er at utvinningstillatelser tildelt i henhold til 1972-resolusjonen på grunn av helgedag fikk forskjøvet forfallsdato.

Produksjons- og arealavgiften for 1995 utgjorde 25 % av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel hadde vi i 1989 med 53 %. Figur 2.9.9.b viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1980 - 1995.

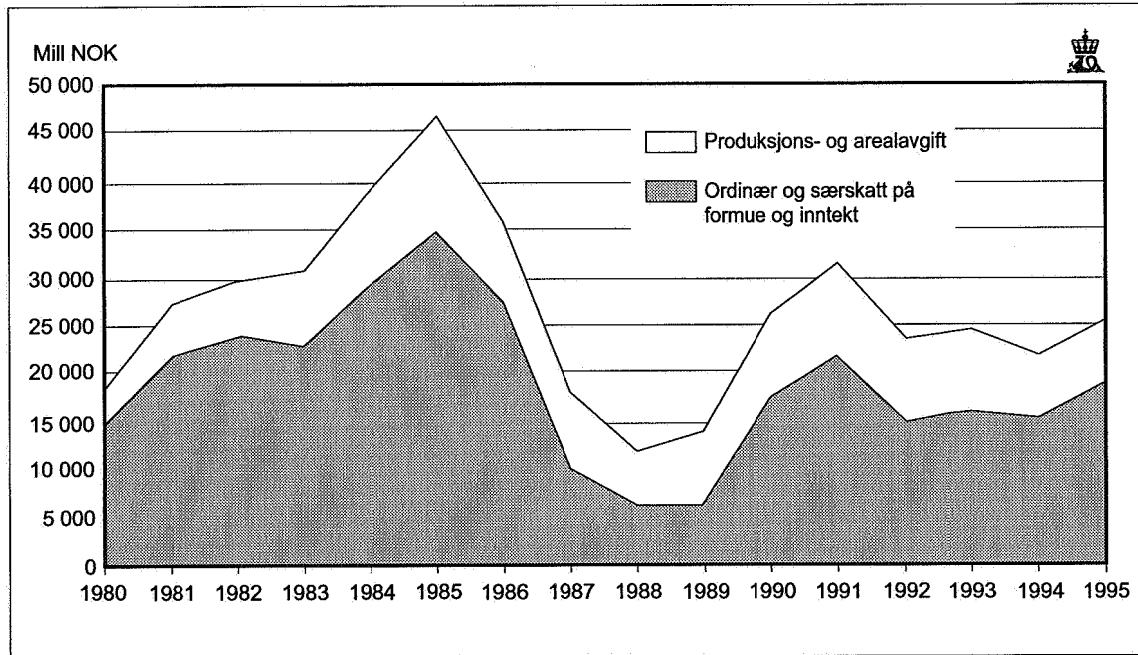
Tabell 2.9.9
Arealavgift på utvinningstillatelser

Utvinningstillatelser tildelt år	NOK
1965	63 110 726
1969	52 431 355
1971	5 502 000
1973	35 478 000
1975	28 795 500
1976	73 872 000
1977	27 315 000
1978	42 403 500
1979	128 108 191
1981	46 513 768
1982	18 003 283
1983	25 741 664
1984	25 985 768
1985	31 436 717
1986	7 206 394
1987	9 327 743
1988	15 506 790
1989	8 895 000
1991	2 046 576
1992	61 582
1995	848 000
Totalt	648 589 557

Figur 2.9.9.a
Innbetalt arealavgift 1973-1995



Figur 2.9.9.b
Totalt innbetalte skatter og avgifter



2.9.10 CO₂-AVGIFT

Lov av 21. desember 1990 nr 72 om avgift på utslipp av CO₂ i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen trådte i kraft 1. januar 1991. Oljedirektoratet er tillagt myndig-

het til å innkreve CO₂-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 innretning, installasjon eller anlegg som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av

Tabell 2.9.10
Innbetalt CO₂-avgift i 1. og 2. halvår 1995 (NOK)

Felt:	1.halvår	2.halvår	Totalt 1995
Ekofiskområdet	344 319 420	368 215 530	712 534 950
Friggområdet	15 080 291	15 205 979	30 286 270
Gullfaks A+B+C	148 629 574	144 933 668	293 563 242
Tordis	10 646 121	15 655 778	26 301 899
Gyda	19 354 519	18 987 299	38 341 818
Heimdal	15 832 601	19 336 149	35 168 750
Hod	67 117	55 776	122 893
Murchison	7 587 592	5 787 354	13 374 946
Odin	3 313 473	839 130	4 152 603
Oseberg A+B+C	140 165 060	136 762 420	276 927 480
Brage	23 055 120	31 352 420	54 407 540
Sleipner	55 564 571	61 813 835	117 378 406
Statfjord A+B+C	210 737 426	215 497 173	426 234 599
Ula	30 384 642	26 623 046	57 007 688
Valhall	33 278 757	34 305 006	67 583 763
Veslefrikk	29 028 492	33 391 813	62 420 305
Snorre	48 311 244	45 262 233	93 573 477
Draugen	23 059 273	28 274 209	51 333 482
Transportsystemer:			
Norpipe	95 928 825	93 889 356	189 818 181
Statpipe	2 291 605	2 752 158	5 043 763
Sum	1 256 635 723	1 298 940 332	2 555 576 055

petroleum. Avgiften er også pålagt norske anlegg for transport av petroleum som strekker seg utover kontinentalsokkelen. For felt som strekker seg over midtlinjen i forhold til annen stat, beregnes CO₂-avgiften kun av norske eierandeler.

CO₂-avgiften var i 1994 og 1995 satt til henholdsvis 0,82 og 0,83 kroner per Sm³ gass og kroner 0,82 og 0,83 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.10 og 1.4 påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 2.9.10 viser totalt innbetalt avgift i 1995. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 2 557 248 267 i 1994.

2.10 REGELVERKSUTVIKLING

Ved årsskiftet 1991/1992 startet Oljedirektoratet et arbeid med metodisk regelverksutvikling på ressursforvaltningssområdet (MR-prosjektet) i forståelse med daværende Olje- og energidepartementet. Fra 1994 ble arbeidet, under ledelse av Nærings- og energidepartementet, konsentrert om revisjon av petroleumsløven (PROLO-94). Mellom annet forhold i EØS-avtalen, behov for å lovregulere sluttdisponering av innretninger, oppfølging av St. meld 26 (1993-94) og oppfølging av anbefalinger fra industrien ifm NORSOK har gitt føringer for arbeidet.

I tillegg til å bistå Nærings- og energidepartementet med lovrevisjonsarbeidet, har Oljedirektoratet i 1995 startet forberedelser til revisjon av forskriftverket på ressursforvaltningssiden. Dette arbeidet vil delvis være en direkte oppfølging av lovrevisjonen i det lovendringen nødvendiggjør forskriftsendringer. I tillegg til revisjon av petroleumsforskriften (kgl res av 14.6.1985), er det nødvendig å gå gjennom deler av det underliggende regelverk.

Forberedelsene har blant annet bestått i en kartlegging av behovet for nytt regelverk og endringer i gjeldende forskriftsverk både med hensyn til regelverkskrav og den regelmetodiske utformingen. Kartleggingsarbeidet har delvis vært gjort som en forberedelse til de endringer en må foreta som følge av ny petroleumsløve. Videre har arbeidet basert seg på dokumentasjon fra det ovennevnte MR-prosjektet samt nyere erfaringer. Også eventuelle endringer som er nødvendige på grunn av EØS-avtalen må ivaretas.

Målsettingen for Oljedirektoratets regelverksutvikling er å sørge for at det formelle rammeverket for petroleumsvirksomheten fremstår som et hensiktsmessig styringsverktøy for å opprettholde og videreutvikle en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning. Herunder har følgende elementer stått sentralt:

- å utvikle et strukturert og helhetlig regelverk på ressursforvaltningsområdet der mellom annet forutsigbarhet og kostnadseffektivitet både for industri og myndigheter står i fokus.
- å sikre samsvar mellom overordnet og underliggende regelverk, videreutvikle regelverket i tråd med dagens behov, utfylle mangler, skape enhet i regelverkssystemet samt foreta forenklinger og gjøre regelverket mer funksjonelt.

Som en naturlig følge av den suksessive revisjon av petroleumsløve og -forskrift vil det til dels være nødvendig med en stegvis tilpasning av det underliggende regelverk gjennom revisjonsperioden for å ivareta vesentlige endringer både i innhold og struktur i det overordnede regelverk.

3. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

Innledning

Oljedirektoratets utøvelse av forvaltningsoppgavene knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø, er basert på et nært samarbeid om sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursforvaltning, såvel internt i direktoratet som eksternt i forhold til andre myndigheter og institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsløven. Videre benyttes bistand på fagområder der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Fra 1993 ble arbeidsmiljøloven også gjort gjeldende for flytbare innretninger i petroleumsvirksomheten og for bemannede undervannsoperasjoner utført fra fartøy eller innretning. Tilsynsmyndigheten ble tillagt Oljedirektoratet. Dermed ble det også på arbeidsmiljøområdet lagt til rette for et helhetlig, koordinert tilsyn med petroleumsvirksomheten, slik det er nedfelt i kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet.

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

Dette innebærer at tilsynet rettes mot industriens plikt til internkontroll, det vil si at Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter først og fremst retter seg mot rettighetshavernes styringssystemer og beslutningsprosesser som har betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø. Konklusjoner fra tilsynet rettes mot forbedringspunkter i bedriftenes styringssystemer.

Det systemrettede tilsyn består av systemrevisjoner som understøttes av verifikasjoner. Systemrevisjonene har til hensikt å avgjøre om styringssystemer er etablert og at de fungerer. Hensikten med verifikasjoner er å vurdere effekten av styringssystemene ved å undersøke den faktiske standard på sikkerhet og arbeidsmiljø i virksomheten. Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter kommer i tillegg til industriens egne revisjons- og inspeksjonsaktiviteter som blir gjennomført for å sikre at virksomheten til enhver tid er i samsvar med myndighetskrav og egne krav.

3.1 REGELVERKSUTVIKLING

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten (SAM-forskriften) ble fastsatt av Oljedirektoratet 8.3.1995 og trådte i kraft 1.8.1995. Med dette er arbeidet med å fastsette et helhetlig detaljregelverk innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde under petroleumsløven og arbeidsmiljøloven sluttført.

Målet med utarbeidelsen av SAM-forskriften har blant annet vært å oppnå en helhetlig og strukturert regulering av arbeidsmiljøforhold i petroleumsvirksomheten. Forskriften har som formål å sikre et arbeidsmiljø i henhold til intensjonene i arbeidsmiljølovgivningen. SAM-forskriften presiserer derfor krav i arbeidsmiljøloven og legger til rette for myndighetenes tilsyn på området.

SAM-forskriften legger til rette for styring av

arbeidsmiljøet i virksomheten basert på plikten til internkontroll, og innarbeider krav som følge av EØS-avtalen på arbeidsmiljøområdet. Forskriften stiller krav til systematikk i planlegging og gjennomføring av alle faser i virksomheten, og legger vekt på at partene deltar aktivt i samsvar med intensjonen i arbeidsmiljøloven.

En rekke tidligere forskrifter som regulerte forskjellige forhold på arbeidsmiljøområdet, er nå satt ut av kraft, unntatt for visse forhold på eksisterende innretninger. SAM-forskriften med tilhørende veiledninger ivaretar de forhold som var dekket under de tidligere forskriftene. Forskriften erstatter også en rekke enkeltvedtak om arbeidsmiljøforhold som er gjort av Oljedirektoratet.

I 1995 sendte Oljedirektoratet utkast til endringer i teknologiregelverket til høring. Endringene omfatter blant annet krav som følge av innarbeidelse av EØS-avtalen. Det er også gjennomført et internt prosjekt for å kartlegge brukernes erfaringer med det nye regelverket. Resultatene av denne kartleggingen vil bli brukt ved utarbeidelsen av plan for revisjon av regelverket.

3.2 NORSOK-ARBEIDET

Nærings- og energiministeren tok i 1993 initiativ til å danne et Utbyggings- og driftsforum for petroleumsvirksomheten. Dette initiativet ble tatt fordi myndighetene ønsket å være en pådriver og bidragsyter til den videre utvikling av norsk sokkels konkurranseposisjon. Etter at et arbeidsutvalg utgått fra forumet, framla sin rapport «Norsk sokkels konkurranseposisjon» (NORSOK) tidlig i 1994, ble sikkerhetsmyndighetene mer direkte involvert i NORSOK-arbeidet gjennom arbeidsgruppene som ble etablert.

NORSOK-arbeidet har vært drevet fram av næringen selv, jf kap 5.1. Sikkerhetsmyndighetene, ved Kommunal- og arbeidsdepartementet og Oljedirektoratet, har deltatt i arbeidet som observatører. Dette innebærer at myndighetene ikke har tatt formell stilling til de ulike NORSOK-forslagene slik disse ble presentert på en bredt anlagt konferanse i 1995.

Oljedirektoratet vil i 1996 gjennomgå de av NORSOK-standardene samt øvrige anbefalinger fra arbeidet som berører forhold som er regulert av regelverk på sikkerhets- og arbeidsmiljøområdet.

De foreløpige vurderinger som er gjort i 1995, går i retning av at en rekke av forslagene ligger innenfor rammen av gjeldende regelverk samt de sentrale politiske og prinsipielle rammene som er trukket opp gjennom Stortingets behandling av Stortingsmelding nr 51 (1992-93) «Om sikkerheten og arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel».

I sammenheng med Oljedirektoratets deltakelse under utarbeidelse og høring av forslagene til NORSOK-standarder, har direktoratet pekt på enkelte områder der standardene legger opp til løsninger som ikke er i samsvar med regelverket. Oljedirektoratet forutsetter at industrien vil arbeide videre med disse forslagene, og direktoratet vil medvirke i arbeidet, med sikte på at Oljedi-

rektoratet gjennom veiledninger til forskrifter skal kunne vise til NORSOK-standardene som eksempler på akseptable løsninger.

I forbindelse med videreføring av NORSOK-initiativet har Oljedirektoratet fått henvendelse fra VANS (Videreføring av NORSOK-standardene), som foreslår å overta deler av Oljedirektoratets veiledninger, med sikte på å utgi disse som NORSOK-standarder.

Oljedirektoratet har, også før initiativet til NORSOK ble tatt, arbeidet for at deler av direktoratets veiledninger kan bli overtatt av industrien, og stiller seg derfor positiv til henvendelsen fra VANS. Forslaget er også drøftet i det partssammensatte forum for regelverksutvikling (ERR) som har gitt sin generelle tilslutning til en slik utvikling.

Det er imidlertid en forutsetning for en slik utvikling at den framtidige oppdatering av standardene blir gjennomført etter fastlagte prosedyrer der også hensynet til medvirkning fra arbeidstakerne og fra myndighetene blir ivaretatt på en forsvarlig måte, slik at den standard for sikkerhet og arbeidsmiljø som er nedfelt i Oljedirektoratets veiledninger i dag blir opprettholdt og videreutviklet i samsvar med den teknologiske utviklingen.

3.3 ARBEIDET I MILJØSOK

Oljedirektoratet deltar som observatør i det arbeid som er igangsatt på miljøsidene gjennom MILJØSOK. Dette er en styringsgruppe som er etablert av Nærings- og energiministeren under Forum for Utbygging og Drift. Direktoratet følger opp arbeidet i MILJØSOK også med utgangspunkt i de sider ved det ytre miljø som faller inn under Kommunal- og arbeidsdepartementets ansvarsområde.

3.4 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten er i all hovedsak gjennomført i samsvar med prioriterte satsingsområder for 1995.

Tilsynsvirksomheten gjennomføres som revisjoner og verifikasjoner som er spesifikke for det enkelte operatørselskap, med utgangspunkt blant annet i de samlede erfaringer med hvert enkelt selskap.

En del av tilsynet gjennomføres imidlertid som gjennomgående tilsynsaktiviteter, det vil si tilsyn som er rettet mot flere operatørselskaper innenfor samme problemområde. Denne typen tilsyn gir et godt grunnlag for å bedømme den generelle tilstand innenfor de enkelte områder.

3.4.1 SAMTYKKER

Samtykkeordningen er et av Oljedirektoratets redskaper for å føre tilsyn med at operatørselskapene er i styring med sentrale beslutningspunkter i sin virksomhet. Søknad om samtykke til å starte en aktivitet, innebærer at operatørselskapet gir en forpliktende status med hensyn til regelverkskrav til styringssystemene generelt, og den aktuelle aktiviteten spesielt.

Oljedirektoratets samtykke til å starte den aktivitet det søkes om, er et formalisert uttrykk for at direktoratet har tillit til operatørens evne til å kunne gjennomføre aktiviteten i samsvar med myndighetskrav.

I 1995 ble det gitt tilsammen 105 samtykker, mot 82 året før. Samtykkene som ble gitt i 1995, fordeler seg slik (tilsvarende tall for 1994 i parentes):

4	(2)	samtykker til undersøkelse
21	(17)	samtykker til leteboring
8	(3)	samtykker til detaljprosjektering
12	(6)	samtykker til fabrikkasjon
16	(14)	samtykker til installering
21	(18)	samtykker til bruk
10	(8)	samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
1	(1)	samtykke til fjerning av innretning
12	(13)	samtykker til bruk av servicefartøy

Alle søknader om samtykke er blitt innvilget etter Oljedirektoratets behandling av disse. I en del tilfeller er søknader om samtykke blitt avvist på grunn av mangelfulle opplysninger om forhold av betydning for direktoratets behandling. I disse tilfellene har direktoratet likevel kunnet gi samtykke etter at operatøren har sendt ny søknad eller gitt nødvendig tilleggsinformasjon. I noen tilfeller har dette forholdet ført til forsinkelser i behandlingen, noe som kan skape problemer for framdriften i prosjektene.

Et operatørselskap søkte om generelt samtykke til dykkeaktiviteter i forbindelse med installasjonsarbeid på dypt vann. Søknaden ble avvist fordi det forutsettes at de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold ved undervannsoperasjoner blir vurdert opp mot de konkrete forhold ved det enkelte utbyggingsprosjekt. Selskapet trakk etter dette sin søknad tilbake.

3.4.2 PRIORITERTE SATSINGSOMRÅDER

I 1995 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter under følgende satsingsområder:

- Nye utbyggingsløsninger og driftsformer
- Storulykkesrisiko - hydrokarbonlekkasjer og branner
- Samarbeidsforhold ved organisasjonsendringer
- Tiltak for å verne det ytre miljø
- Aktørens systemer for å etterleve SAM-forskriften
- Sikkerhet og arbeidsmiljø på flyttbare innretninger
- Rettighetshavers eget tilsyn
- Eldre innretninger

Nye utbyggingsløsninger og driftsformer

Oljedirektoratet har i 1995 gjennomført en systemrevisjon overfor Yme-prosjektet, hvor Statoil som operatør planlegger en utbyggingsløsning basert på en ombygd oppjekkbar innretning og et lagerskip. Innretningene skal eies og vil drives av entreprenørene. Som dokumenta-

sjon på at sokkelregelverket er ivaretatt, legges det i stor grad opp til bruk av et klassekonsept som et uavhengig verifikasjons- og dokumentasjonssystem.

Tilsynet har vært rettet inn mot operatørens systemer for vurdering av entreprenøren før kontrakten ble inngått og for oppfølging av entreprenøren i forbindelse med prosjektering av modifikasjonsarbeid. Oljedirektoratet har i tilsynet fokusert på operatørens overordnede ansvar for å påse at regelverket blir etterlevd, dokumentasjon på at sokkelregelverket er ivaretatt og for vurdering av sokkelregelverkets anvendelighet i forhold til denne typen utbyggingskonsepter.

Det ble også gjennomført en systemrevisjon overfor Norne-prosjektet, som er et «pilotprosjekt» med hensyn til å realisere mål og prinsipper i NORSOK-arbeidet. Hovedformålet med denne tilsynsaktiviteten var å ta stilling til om regelverkets krav til klare ansvarsforhold mellom de ulike aktørene var ivaretatt.

Videre ble det i tilsynet fokusert på hvordan prosjektet ivaretar erfaringsoverføring internt i prosjektet og i forhold til nye prosjekter.

Storulykkesrisiko - hydrokarbonlekkasjer og branner

Større ombygginger og endret bruk av innretninger innebærer spesielle utfordringer med hensyn til ivaretakelse av krav i risikoanalyse- og beredskapsforskriften, særlig med sikte på å unngå at modifikasjoner introduserer nye risikomomenter med potensiale for storulykker. Mange av innretningene er bygget etter tidligere detaljregelverk, og eventuelle tilhørende analyser er ofte lite anvendelige som grunnlag for vurdering mot gjeldende regelverk.

Som en første fase av arbeidet ble det i 1994 utarbeidet et underlagsdokument som beskrev problemområdene og regelverkskravene, og som klargjorde begrepene «større ombygging» og «endring i bruksformål» i sikkerhetsforskriftens krav til søknader om samtykke til aktivitet. Dette danner grunnlaget for valg av tilsynsobjekter og planlegging av selve tilsynsaktivitetene i 1995.

Under dette satsingsområdet ble det i 1995 blant annet gjennomført tilsynsaktiviteter rettet mot operatørens systemer for å forhindre gasslekkasjer. Konklusjonene fra tilsynet indikerer at selskapene nå arbeider mer systematisk og målrettet for å minimalisere problemene med gasslekkasjer. Det er likevel forbedringspunkter med hensyn til mer systematisk bruk av erfaringsmateriale, og det ble også påpekt enkelte uklarheter i interne rutiner og retningslinjer for merking av utstyr som ikke er i bruk.

Det er i 1995 også lagt ned relativt omfattende ressurser fra direktoratets side i tilsyn med operatørens tiltak for å forhindre storulykker i forbindelse med ombygginger, oppgradering av prosesskapasitet o.l. Gjennomføring av disse aktivitetene har vist seg å være meget ressurskrevende, blant annet fordi de medfører gjennomgang og vurdering av en rekke risikoanalyser.

Samarbeidsforhold ved organisasjonsendringer

Det er gjennomført systemrevisjoner mot to operatørselskaper som i 1995 har gjennomført innsparingstiltak som har medført bemanningsendringer på innretningene. Hensikten med revisjonene har vært å føre tilsyn med hvordan operatørene ivaretar hensynet til sikkerhet og arbeids-

miljø under planlegging, gjennomføring og oppfølging av bemanningsendringer.

Oljedirektoratet registrerer at det er relativt store forskjeller mellom forskjellige selskaper på dette området, men at det gjennomgående har skjedd en utvikling i riktig retning når det gjelder samarbeidsklima og arbeidstakermedvirkning i forbindelse med bemanningsendringer. Arbeidstakerne er i økende grad involvert i planleggingen av bemanningsendringer på en konstruktiv måte som i langt større grad enn tidligere bidrar til en åpen dialog om løsninger som begge parter finner akseptable.

Det er imidlertid en tendens til å undervurdere kompleksitet, omfang og kostnader av prosessene som er knyttet til bemanningsendringsprosjekter. I ett av selskapene som ble underlagt systemrevisjon i 1995, registrerte direktoratet at selskapet syntes å mangle en systematisk og helhetlig tilnærming ved organisering, gjennomføring og oppfølging av denne type prosjekter.

Tiltak for å verne det ytre miljø

Oljedirektoratet har i 1995 videreført en intern utredning vedrørende regelverkskrav til operatørens tiltak for å hindre miljøskade ved planlegging av boreoperasjoner generelt og i miljøfølsomme områder spesielt. Oljedirektoratet har i denne sammenheng sluttført vurderingen av en modell for analyse av risiko for akutte oljeutslipp til sjø som følge av en utblåsning, som flere operatørselskaper har utviklet i fellesskap. Denne modellen anses å være et godt utgangspunkt for å ivareta Oljedirektoratets regelverkskrav. Det er planlagt å avholde et møte med Statens forurensningstilsyn (SFT) for å utveksle informasjon om dette temaet.

Det var planlagt å gjennomføre en systemrevisjon mot Norsk Hydro, som har bidratt til å utvikle ovennevnte modell og som hadde planlagt en boreaktivitet nær kysten (blokk 35/5) i slutten av året. Boreoperasjonen ble imidlertid utsatt, slik at den planlagte systemrevisjonen ikke kunne utføres i 1995.

Oljedirektoratet gjennomførte en systemrevisjon i samarbeid med SFT for å vurdere Phillips' planlegging av Ekofisk II-prosjektet med hensyn til utvikling av tekniske løsninger som kan redusere utslipp til sjøen. Denne tilsynsaktiviteten viste at selskapet på mange områder har satt i verk tiltak for å ivareta miljøhensynet i prosjektet, blant annet ved å bruke egen driftserfaring, ved å sette ambisiøse mål for oljeinnhold i produsert vann, og ved å ta i bruk tilgjengelig miljøvennlig teknologi.

Oppfølging av industriens utfasing av haloner som brannsløkkingsmiddel er videreført i 1995. Oljedirektoratet er tilfreds med selskapenes framdrift og tiltak på dette området.

Det er i 1995 også gjennomført en systemrevisjon i samarbeid med SFT mot et operatørselskap med hensyn til selskapets kriterier for valg av type boreslam ut fra en avveining mellom boretekniske, arbeidsmiljømessige og miljømessige hensyn. Selskapet ga positive tilbakemeldinger med hensyn til nytteverdien av denne tilsynsaktiviteten, som bidro til å øke bevisstheten i selskapet omkring helhetlige vurderinger. Revisjonen viste at selskapet ved valg av boreslam ivaretar boretekniske og

miljømessige hensyn på en tilfredsstillende måte, mens hensynet til arbeidsmiljø var mindre påaktet.

Aktørenes systemer for å etterleve SAM-forskriften

Før forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet (SAM-forskriften) trådte i kraft, ble det gjennomført møter med partene i næringen der Oljedirektoratet informerte om SAM-forskriftens innhold, planer vedrørende fastsettelse og ikrafttredelse. Av møtet fremkom det at næringen stort sett hadde gjort seg godt kjent med forskriften og at det ikke var identifisert noen kritiske områder eller forskriftskrav som skulle tilsi problemer med å etterleve forskriften.

SAM-forskriften ble for øvrig spesielt fokusert på i forbindelse med et arbeidsmiljøseminar som ble arrangert i regi av Oljedirektoratet i oktober. Seminaret, som samlet 165 deltakere, hadde bred oppslutning både fra operatørselskaper og fra entreprenørselskaper innenfor redernæringen, engineering- og driftsmiljøene.

Videre er det sendt ut et spørreskjema til utvalgte entreprenørselskaper for å kartlegge status i forhold til en del sentrale krav i SAM-forskriften om forebyggende verne- og miljøarbeid. Dette er i hovedsak entreprenørselskap som det ikke har vært gjennomført noe systematisk tilsyn med arbeidsmiljøet overfor. Operatørene vil få en henvendelse for å kartlegge status i deres planer for iverksettelse av tiltak for å etterleve forskriften, herunder om det er igangsatt spesielle tiltak, ansvar for oppfølging av disse og videre planer for dette arbeidet.

Sikkerhet og arbeidsmiljø på flyttbare innretninger

Under dette satsingsområdet ble det i 1995 gjennomført systemrevisjoner med fokus på operasjonell sikkerhet og arbeidsmiljø på to flyttbare boreinnretninger. Det ble konkludert med at selve aktiviteten ble gjennomført på en forsvarlig måte, men det ble pekt på en del svake punkter i operatørens vurderinger av kvaliteten på entreprenørens eget system for oppfølging av arbeidsmiljø før aktiviteten igangsettes. Det ble også påvist behov for forbedringer i redernes styrende dokumentasjon.

Det ble også gjennomført tilsyn rettet mot operatørens systemer, rutiner og prosedyrer for å sikre en tilfredsstillende teknisk standard ved innleie av flyttbare innretninger. Aktivitetene er i hovedsak gjennomført som saksbehandling i forbindelse med behandling av søknader om samtykke til bruk av innretning.

Oljedirektoratet har under dette satsingsområdet også undersøkt hvordan operatørene etterlever kravene i forskrift om risikoanalyser ved planlegging og gjennomføring av boreaktiviteter. Det er i den sammenheng også fokusert på sammenhengen mellom operatørens operasjonsorienterte analyser og de tekniske analyser av innretningen som riggeieren har gjennomført, og på hvordan disse analysene blir fulgt opp under boreaktiviteten. Konklusjonene viser at hverken operatørens krav til slike analyser eller riggeierens utførelse av disse møter Oljedirektoratets forventninger. Direktoratet er heller ikke tilfreds med boreentreprenørens evne til å omsette resultater fra risikoanalysene til en effektiv sikkerhetsstyring i de daglige aktivitetene, som for eksempel oppfølging av

sikker-jobbanalyser. Tilsyn på dette området vil derfor bli videreført i 1996.

Rettighetshavers eget tilsyn

Det er et grunnleggende prinsipp at Oljedirektoratets tilsyn kommer i tillegg til de interne tilsynsaktiviteter operatørselskapene selv gjennomfører for å sikre etterlevelse av regelverket. Direktoratet innhenter årlig selskapenes aktivitets- og tilsynsplaner som en vesentlig del av grunnlaget for planlegging av tilsynet.

I 1995 ga Oljedirektoratet en tilbakemelding med hensyn til hvordan direktoratet vurderer selskapenes aktivitets- og tilsynsplaner. Dette tiltaket syntes å bli godt mottatt hos selskapene.

Gjennomgående hadde Oljedirektoratet positive kommentarer til planene, som stort sett ble vurdert å være oversiktlige og godt strukturerte. Det kommer også fram av planene at de fleste selskapene foretar en mer eller mindre systematisk avviksbehandling når planene av forskjellige årsaker ikke kan følges. I tillegg rapporterer selskapene forandringer i tilsynsplanen til Oljedirektoratet. Det var imidlertid oftest vanskelig for Oljedirektoratet å få klarlagt selskapenes grunnlag for prioritering av eget tilsyn.

Selv om Oljedirektoratets tilsyn for alle praktiske formål retter seg mot det selskap som er operatør, har alle rettighetshavere til en utvinningstillatelse plikt til ved internkontroll å påse at regelverket etterleves. Oljedirektoratet gjennomførte i 1995 en aktivitet mot utvalgte utvinningstillatelser for å kartlegge rettighetshavernes tilsyn med operatøren for utvinningstillatelsen. Dette tiltaket synes å ha utløst en dialog mellom rettighetshaverne om saken, noe direktoratet ser som positivt i seg selv. Oljedirektoratet konstaterer at rettighetshaverne i driftsfasen i hovedsak ivaretar sin plikt til internkontroll gjennom samarbeidskomiteens behandling av operatørens interne dokumentasjon knyttet til kvalitetssikring, sikkerhet og arbeidsmiljø. Rettighetshaverne er imidlertid mer aktive og viser større initiativ i tilsynet med operatøren i forbindelse med nye prosjekter.

Oljedirektoratet har i 1995 deltatt som observatør i en tilsynsaktivitet som ble gjennomført av et entreprenørselskap i samarbeid med det operatørselskapet som var oppdragsgiver, mot en uavhengig verifiserende enhet. Direktoratet vurderer nytteverdien av denne aktiviteten som god, både med hensyn til innsikt i operatørselskapets gjennomføring av tilsyn, og i forhold til det området som var gjenstand for tilsynet.

Eldre innretninger

Eldre innretninger og spesielt vedlikehold av disse har vært prioritert i tilsynet over flere år. Det er tidligere gjennomført omfattende revisjoner av operatørens systemer for styring av vedlikeholdet. Disse revisjonene er i 1995 fulgt opp med mindre revisjoner rettet mot den faktiske status for vedlikeholdet på en rekke innretninger. Denne kombinasjonen av overordnede revisjoner og mindre oppfølgingsrevisjoner har vist seg å være effektiv med hensyn til å følge opp endringer i vedlikeholdsstyringen, samtidig som Oljedirektoratet får direkte informasjon om den tekniske tilstand på enkelte utvalgte utstyrsheter.

Utført tilsyn innenfor vedlikehold og oppfølging på bakgrunn av hendelser og ulykker, har påvist forskjeller mellom ulike operatører med hensyn til evnen til å etterleve egne krav til vedlikeholdsstyring. Oljedirektoratet har i flere tilfeller registrert at den tekniske tilstanden for utstyrskomponenter har vært utilfredsstillende, som følge av lav kvalitet av utført vedlikehold.

Direktoratet har også påtalt at enkelte operatørers ikke etterlever egne krav til orden og ryddighet på innretningene.

På Ekofiskfeltet er det en rekke innretninger som nå nærmer seg slutten av sin opprinnelig planlagte levetid, det samme gjelder A-innretningen på Statfjordfeltet.

Operatørene står overfor betydelige utfordringer i forbindelse med tilrettelegging av drift og vedlikehold i sluttfasen, blant annet med hensyn til å prioritere utskiftninger av utstyr, opprettholde teknisk tilstand på kritisk utstyr samt utvikle vedlikeholds- og preserveringsrutiner for utstyr som tas ut av drift. Dette er forhold som OD vil følge videre opp i 1996.

Fjerning av innretninger har vært et tema i tilsynet mot flere operatører. Produksjonsinnretningen på Odinfeltet ble i inneværende år gjort om til «kald» innretning. Videre er det startet et større prosjekt for å tilrettelegge for nedstengning og fjerning av innretningene som skal tas ut av drift ved oppstart av Ekofisk II.

De midlertidige tiltak som operatøren gjennomfører for å opprettholde et forsvarlig sikkerhetsnivå på 2/4-T, har vært fulgt opp ved regelmessige statusrapporter, og gjennom en systemrevisjon som ble gjennomført i slutten av 1995. Det er også gjennomført et prosjekt for å finne ut hvilke faktorer som bidrar til størst endringer av risikobildet på 2/4-T. Oljedirektoratet vil legge vekt på å følge opp de faktorene som gir størst bidrag til endringer i risikobildet og som har størst potensial for å endre seg frem til 1998.

3.5 SAMTYKKEORDNING FOR FLYTTBARE INNRETNINGER I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Bruken av flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten vil øke betydelig framover. Tradisjonelt har flyttbare innretninger hovedsakelig vært bruk til boring av letebrønner, men i økende grad også til boring av produksjonsbrønner. Utviklingstrekkene ved petroleumsvirksomheten framover peker klart i retning av betydelig bruk av flyttbare innretninger også i produksjonsfasen. Slike løsninger er særlig aktuelle for utvinning av små felt med kort produksjonstid, men også andre faktorer, som store havdyp, kan aktualisere bruk av flyttbare innretninger for produksjonsformål.

Særlig fra redernæringen har det vært fremholdt at Oljedirektoratets regelverk og tilsynsmetoder ikke gir den ønskede forutsigbarhet med hensyn til flyttbare innretningers anvendelighet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Blant annet på dette grunnlag oppnevnte Næringslovutvalget i 1992 en arbeidsgruppe som fikk som mandat å:

- vurdere og ta stilling til om gjeldende sikkerhetsregelverk (herunder bemannings- og kvalifikasjonsregler) for flyttbare innretninger og tilgrensende områder i petroleumsvirksomheten bør endres, og eventuelt fremme forslag til hvordan regelverket bør endres
- vurdere og ta stilling til om dagens ordning for administrasjon og tilsyn av regelverket bør endres, og eventuelt fremme forslag til endringer

I rapporten som arbeidsgruppen avga i 1993, anbefales under den siste delen av mandatet blant annet at:

- det etableres en ordning med brukssamtykke for flyttbare innretninger på norsk sokkel

Videre anbefaler arbeidsgruppen at forvaltningsansvaret for flaggstatlovgivningen vedrørende sikkerhet, bemanning mv for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten, overføres fra Utenriksdepartementet til Kommunal- og arbeidsdepartementet, og at sistnevnte gis myndighet til å instruere Sjøfartsdirektoratet og Oljedirektoratet, med hensyn til regler om sikkerhet, bemanning mv for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten. Anbefalingene ligger til departemental behandling.

Oljedirektoratet igangsatte i 1995 en intern utredning av prinsipielle og administrative konsekvenser for direktoratet, dersom arbeidsgruppens anbefalinger blir tatt til følge, med sikte på at tiltak for å følge opp en eventuell slik beslutning kan bli iverksatt hurtig og effektivt for Oljedirektoratets del. I det interne utredningsarbeidet holdes mulighetene åpne for flere løsningsmodeller som kan imøtekomme intensjonene i arbeidsgruppens anbefaling.

3.6 PERSONSKADER

3.6.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet mottar daglig rapporter om personskader som inntreffer i forbindelse med petroleumsvirksomhet på faste og flyttbare innretninger i operasjon på norsk kontinentalsokkel. Rapporteringen kan hovedsakelig deles inn i to kategorier:

Varsling

Ved dødsulykker og alvorlige personskader skal direktoratet varsles umiddelbart. Varslingen er grunnlag for direktoratets vurdering om videre oppfølging av ulykken. Oppfølging kan skje ved granskning av hendelsen i samarbeid med politiet på ulykkesstedet, gjennomgang av operatørselskapets egen granskning av ulykken eller annen tilsynsaktivitet.

Melding

I tillegg til varsling om alvorlige personskader og dødsulykker mottar Oljedirektoratet melding om personskader som krever medisinsk behandling og skader som har ført til fravær inn i neste 12 timers skift. Det er den enkelte arbeidsgiver for ansatte i petroleumsvirksomheten

som skal rapportere personskader. Denne rapporteringen er grunnlag for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen.

Regelverket krever også at operatørselskapene skal ha oversikt over hendelser på egne innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet på bakgrunn av arbeidsgivers meldeplikt, sammenholdes derfor årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underrapportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. For 1995 førte denne gjennomgangen til en etterrapportering på ca 17 % av det totale antall personskader som er med i denne framstillingen. Kontrollen førte også til at 112 innmeldte skader ble omklassifisert til førstehjelpstilfeller eller nestenulykker, som ikke tas med i oversiktene som presenteres i årsberetningen. Dette er hendelser som er innrapportert med tanke på eventuelle senere komplikasjoner eller fordi det på rapporteringstidspunktet ikke var klart hva konsekvensen ville bli. Oljedirektoratet mottar også etterrapportering av personskader selskapene selv har identifisert til å oppfylle kriteriene for rapportering i ettertid. I årets statistikk er det på bakgrunn av slik etterrapportering gjort små justeringer for flere årstall i oversiktene. De langt fleste etterrapporterte tilfellene er fra 1994.

En så omfattende rapporteringsordning har flere mulige feilkilder og direktoratet har registrert varierende forståelse for og kunnskap om rapporteringskriterier og rutiner. De statistiske oversiktene som presenteres i årsberetningen burde likevel gi et temmelig korrekt uttrykk for skadebildet på kontinentalsokkelen.

3.6.2 DØDSULYKKER

Heller ikke 1995 forløp uten dødsulykker i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. To tragiske hendelser i forbindelse med løfteoperasjoner medførte dødsfall.

En dekkoperatør på Oseberg A omkom momentant da han ble truffet av en fire tomers lasteslange som røk. I forbindelse med løfting av slangen satte denne seg fast i rekkverket på kjellerdekket. Personen som forulykket forsøkte å frigjøre slangen samtidig som han ga beskjed til kranfører om å hive forsiktig opp. Slangen røk ved kranoppheget, falt ned og traff dekkoperatøren.

En matros på forsyningsbåten Normand Jarl omkom under lasting av containere fra Snorreinnretningen. En container var satt ned på dekk med en av kranene på Snorre, men var ikke ferdig plassert for avhuking. Da båten hevet seg på en bølge ble kjettingskrevet og krankroken lagt ned på dekk. Dette ble tatt som tegn på at det var klart for avhuking, og personen som forulykket løp frem for å huke av krankroken. Da båten igjen gikk ned i en bølgedal, kunne ikke kranfører slakke av hurtig nok til å unngå at vaieren strammes seg. Containeren ble dermed løftet fra dekk, svingte mot en allerede plassert container og matrosen ble klemt mellom disse.

Ulykken på Normand Jarl er ikke inkludert i personskadestatistikken, da denne tar utgangspunkt i

arbeidsmiljøregelverket som Oljedirektoratet forvalter for faste og flyttbare innretninger på norsk sokkel. Petroleumsløvgivningen og arbeidsmiljøloven kommer til anvendelse for de aktiviteter som fant sted på innretningen da ulykken inntraff, men omfatter ikke mannskap på fartøyet, hvor maritim lovgivning gjelder.

Begge dødsulykkene etterforskes av politiet. Oljedirektoratet deltok i granskningen av begge hendelsene og sendte blant annet på bakgrunn av dette ut en sikkerhetsmelding om sikkerhet ved kranoperasjoner.

3.6.3 SKADETYPER OG ÅRSAKSFORHOLD

Beskrivelsen av hendelsene og årsaker til disse på skademeldingene i 1995, viser et bilde av skade- og årsaksammenhenger som er svært likt 1994.

Klem- og sårskader på hender og fingre er redusert med 3 %, siden 1994, men er fremdeles den vanligste skadetyper. Skadene skyldes oftest uheldig plassering i forhold til verktøy og utstyr som brukes i arbeidet. De mest utsatte yrkesgruppene er boredekkarbeidere, hjelpearbeidere og mekanikere.

Øynene er fremdeles en av de mest utsatte kroppsdelenene. De fleste øyeskadene skyldes luftbårne partikler, særlig i forbindelse med slipe- og sveisearbeider.

Hode- og ansiktsskader utgjør ca 16 % av skadene. Mange av disse er tannskader som oppstår ved uforsiktig håndtering av verktøy og utstyr. Når det gjelder hodeskader er mekanikere og hjelpearbeidere mest utsatt.

Skader på tær og føtter utgjør også omtrent 15 % av totalt antall skader. Det dreier seg stort sett om forstuings-skader eller bløtdelskader på grunn av fallende gjenstander. Registreringene viser at borepersonell er spesielt utsatt, særlig dersom eksponeringstid tas med i betraktningen.

3.6.4 PERSONSKADER PÅ FASTE INNRETNINGER

Oljedirektoratet har for 1995 registrert 580 personskader på faste innretninger, mot 554 i 1994. Økningen i innrapporterte arbeidstimer på faste innretningene fra 1994 til 1995 er noe under 2 %.

Dette innebærer at det i 1995, i likhet med i 1994, har vært en liten økning i den totale skadefrekvensen på faste innretninger. Oljedirektoratet ser ikke økningen som dramatisk, men vil følge nøye med for å observere om økningen kan skyldes spesielle problemer eller forhold av særlig betydning for sikkerheten til havs. Det er viktig å merke seg at antallet hendelser som er blitt omklassifisert til førstehjelpstilfelle eller nestenulykke, er betydelig større enn tidligere år. Det er også mulig at den sterke fokuseringen på rapportering av uønskede hendelser, blant annet gjennom utviklingen av det felles rapporteringssystemet Synergi, har hatt en stimulerende effekt på skaderapporteringen.

Tabell 3.6.4.a
Skadde/forulykkede per 1000 årsverk (1976-95) på faste innretninger

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl forulykkede)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall forulykkede	Antall forulykkede per 1000 årsverk
1976	4.876.316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	8.146.948	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14.932.296	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14.986.608	1752	8554	575	67,2	0	0,00
1980	12.237.720	1752	6985	451	64,6	0	0,00
1981	15.612.072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14.790.384	1752	8442	526	62,3	0	0,00
1983	11.473.848	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14.643.216	1752	8358	492	58,9	1	0,12
1985	15.014.640	1752	8570	600	70,0	1	0,12
1986	17.108.280	1752	9765	606	62,1	0	0,00
1987	22.169.458	1612	13753	831	60,4	0	0,00
1988	19.878.727	1612	12332	638	51,7	0	0,00
1989	19.935.637	1612	12367	597	48,3	1	0,08
1990	19.852.093	1612	12315	571	46,4	1	0,08
1991	22.263.572	1612	13811	589	42,6	0	0,00
1992	22.203.641	1612	13774	583	42,3	0	0,00
1993	25.411.735	1612	15764	642	40,7	2	0,13
1994	21.542.463	1612	13364	554	41,5	1	0,07
1995	21.902.897	1612	13587	580	42,7	1	0,07
Totalt/sn	338.982.551		202756	10703	52,8	18	0,09

Tabeller og figurer - faste innretninger

Tabell 3.6.4.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1976-1995 på faste innretninger og på den flyttbare produksjonsinnretningen «Petrojarl 1» som var i aktivitet på norsk sokkel i 1991. For 1995 er også flyttbare innretninger som inngår i produksjonsaktiviteter, inkludert i tallene for faste innretninger. Skadefrekvensen for 1995 tilsvarer 26,5 skader per million arbeidstimer.

Figur 3.6.4.a viser utviklingen av personskadefrekvensen for perioden 1979 - 1995 for de forskjellige hovedaktivitetene. Innenfor områdene boring og administrasjon/produksjon har det vært en liten reduksjon i skadefrekvensen, mens konstruksjon/vedlikehold har økt fra 48,9 til 50,5 skader per 1000 årsverk.

Det største endringen i skadefrekvens fra 1994 til 1995 for faste innretninger finner vi innenfor forpleining. Denne økningen gjelder først og fremst de operatøransatte forpleiningsarbeiderne, hvor skadefrekvensen nesten er doblet fra 22,0 til 43,3 skader per 1000 årsverk. Ingen av skadene er alvorlige, og det dreier seg hovedsakelig om kuttskader på hender i forbindelse med håndtering av kjøkkenutstyr samt bløtdelskader på føtter og ben fordi gjenstander mistes eller sparkes borti. Forpleining bidrar med ca 9,5 % av totalt antall arbeidstimer på faste innretninger. I 1995 stod forpleining for 7,8 % av skadene og hadde en skadefrekvens på 34,9 skader per 1000 årsverk, mot 25,5 året før.

Det har vært en liten reduksjon i konstruksjons- og vedlikeholdsaktiviteter fra i fjor til i år. Konstruksjon og vedlikehold stod i 1995 for 42,6 % av arbeidstimerne og

50,2 % av skadene. Det har vært størst økning i skadefrekvensen blant entreprenøransatte. For operatøransatte, hvor det var en markert økning fra 1993 til 1994, er skadefrekvensen imidlertid noe redusert. De vanligste skadetyperne er som tidligere sår-, klem- og slagskader. Hender er den mest utsatte kroppsdel, mens det har vært en reduksjon av antall hodeskader.

Boring stod i 1995 for ca 21 % av arbeidsmengden og ca 26 % av skadene. Dette er omtrent som i 1994. Det er blant skadene innenfor boring registrert en halvering av skader på hender og fingre i forbindelse med håndtering av utstyr. Det har til gjengjeld vært en markant økning av skader på grunn av tråkk på ujevnheter og overbelastning av rygg i forbindelse med feil løfting.

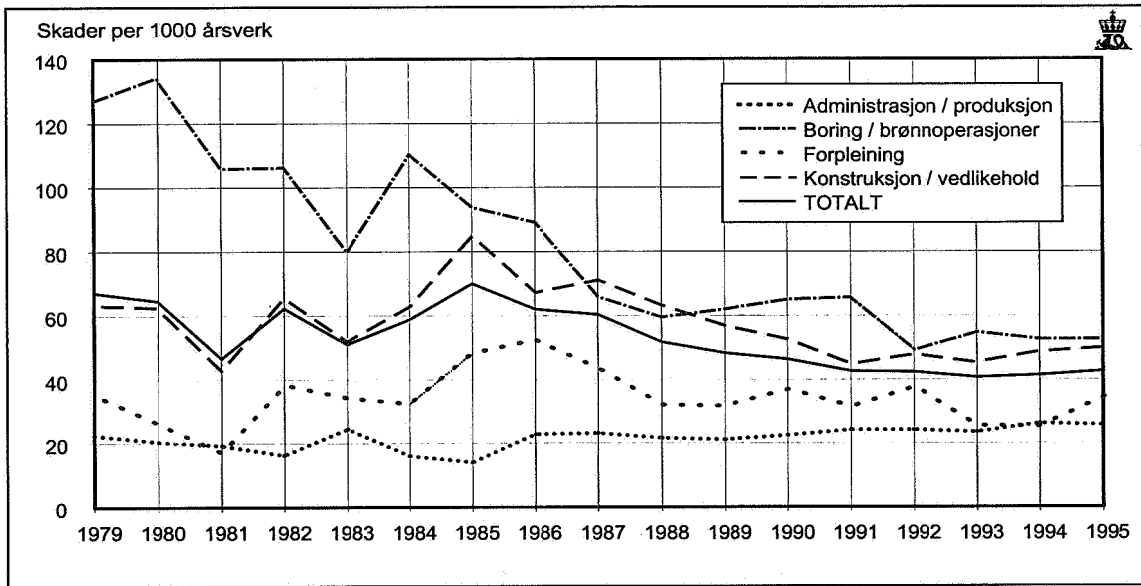
Funksjonen administrasjon/produksjon har også i 1995 hatt den laveste skadefrekvensen med 25,6 skader per 1000 årsverk.

Figur 3.6.4.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1995 innenfor hovedaktivitetene.

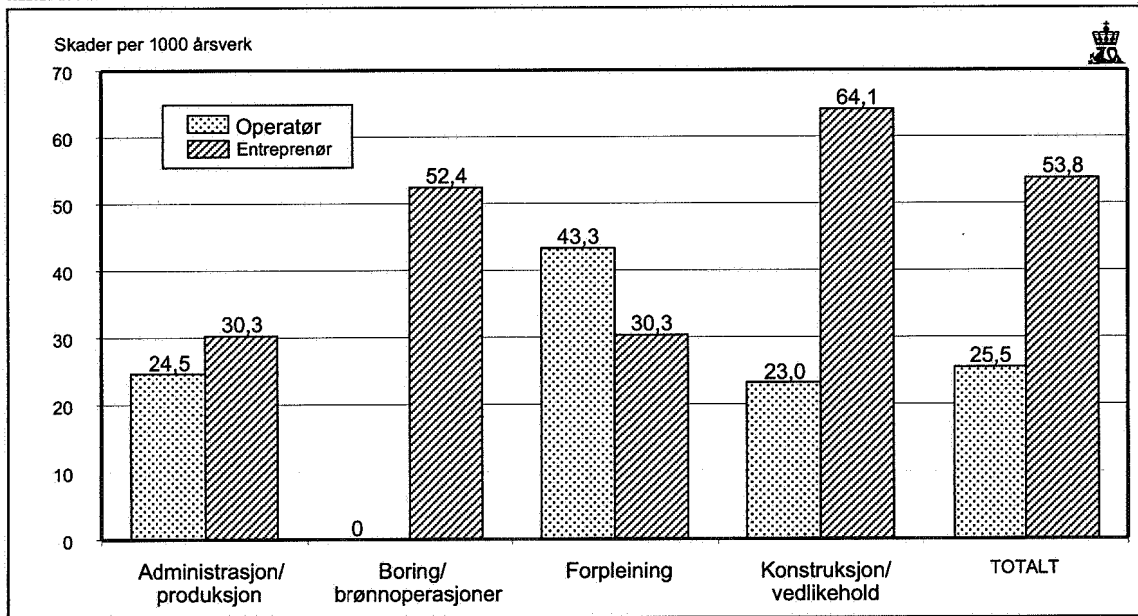
Tabell 3.6.4.b viser fordeling av skader, årsverk og skadefrekvens på operatør- og entreprenøransatte for perioden 1985 til 1995. I 1995 bidro entreprenørselskapene med 60,8 % av det totale antall arbeidstimer på faste innretninger mot 59,1 % i 1994. Entreprenøransatte ble utsatt for 76,6 % av skadene, mot 75,8 % i 1994. Den totale skadefrekvensen gikk noe opp både for entreprenør- og operatøransatte.

Tabell 3.6.4.c viser fordeling av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1979-1995.

Figur 3.6.4.a
Personskadefrekvens i perioden 1979 - 95 på faste innretninger



Figur 3.6.4.b
Personskadefrekvens 1995 på faste innretninger, fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor hovedaktivitetene



Tabell 3.6.4.b

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1985- 1995)

FUNKSJON	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	
Administrasjon/ produksjon	1575	1293	1692	1985	2099	2259	2368	2499	2607	3021	2939	Operatør
Årsverk	80	213	603	454	294	500	424	369	482	668	661	Entreprenør
Skader	19	33	44	47	44	50	53	54	59	76	72	o
Skader/1000 årsverk	4	1	9	6	6	12	14	15	14	15	20	e
Skader/1000 årsverk	12,1	25,5	26,0	23,7	21,0	22,1	22,4	21,6	22,6	25,2	24,5	o
Skader/1000 årsverk	50,0	4,7	14,9	13,2	20,4	24,0	33,0	40,7	29,0	32,1	30,3	e
Boring/ brønnoper.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o (operatør)
Årsverk	1384	1371	1567	1883	2128	2027	2239	2340	2590	2648	2901	e (entreprenør)
Skader	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	o
Skader/1000 årsverk	130	122	103	112	132	132	147	115	142	140	152	e
Skader/1000 årsverk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	o
Skader/1000 årsverk	93,9	89,0	65,7	59,5	62,0	65,1	65,7	49,1	54,8	52,9	52,4	e
Forpleining	0	39	94	209	340	396	447	464	498	454	439	o (operatør)
Årsverk	685	817	1073	882	888	868	953	887	956	839	857	e (entreprenør)
Skader	0	5	5	4	3	13	13	17	12	10	19	o
Skader/1000 årsverk	33	40	46	31	36	34	31	34	25	23	26	e
Skader/1000 årsverk	0,0	128,2	53,2	19,1	8,8	32,8	29,1	36,6	24,1	22,0	43,3	o
Skader/1000 årsverk	48,2	49,0	42,9	35,1	40,5	39,2	32,5	38,3	26,2	27,4	30,3	e
Konstruksjon/ vedlikehold	1544	2063	2441	2399	2381	2364	2481	2536	2694	1985	1954	o (operatør)
Årsverk	3301	3969	6283	4520	4237	3901	4900	4679	5937	3949	3836	e (entreprenør)
Skader	62	52	49	51	70	63	65	80	39	48	45	o
Skader/1000 årsverk	352	353	575	387	306	267	268	268	351	242	246	e
Skader/1000 årsverk	40,2	25,2	20,1	21,3	29,4	26,6	26,2	31,5	14,5	24,2	23,0	o
Skader/1000 årsverk	106,6	88,9	91,5	85,6	72,2	68,4	54,3	57,3	59,1	61,3	64,1	e
TOTALT	3119	3395	4227	4593	4820	5019	5294	5499	5799	5480	5332	o (operatør)
Årsverk	5450	6370	9526	7739	7547	7296	8518	8275	9965	7904	8255	e (entreprenør)
Skader	81	90	98	102	117	126	131	151	110	134	136	o
Skader/1000 årsverk	519	516	733	536	480	445	458	432	532	420	444	e
Skader/1000 årsverk	28,0	26,5	23,2	22,2	24,3	25,1	24,7	27,5	19,0	24,5	25,5	o
Skader/1000 årsverk	95,2	81,0	78,9	69,3	63,6	61,0	53,8	52,2	53,4	53,1	53,8	e

Tabell 3.6.4.c

Arbeidsulykker 1979-95 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke

Skadehendelse	Yrke																	TOTALT	%	
	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpearbeider	Instrument-tekniker	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platearbeider/isolator	Rorlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann			Andre/uspesifisert
Annen kontakt med gjenstander, maskin del i bevegelse	49	312	43	77	83	404	29	21	51	149	60	78	91	76	107	57	95	5	1787	18,6
Brann Eksplosjon ol		1		3		8			1	5	2	4	4			3		0	31	0,3
Fall til lavere nivå	19	33	12	50	17	116	21	15	58	53	37	39	43	30	35	35	20	3	636	6,6
Fall på samme nivå	34	31	7	58	64	126	23	12	43	45	39	45	65	32	71	46	13	8	762	8,0
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	37	32	11	74	42	116	24	17	53	53	54	41	66	38	67	62	16	9	812	8,5
Fallende gjenstander	11	49	11	15	16	87	7	1	19	40	7	41	36	28	70	32	6	2	478	5,0
Annen kontakt med gjenstand i ro	29	26	7	68	42	97	36	10	68	73	43	82	60	30	82	46	15	5	819	8,5
Håndteringsulykker	30	97	14	96	130	208	35	19	60	187	48	132	135	60	96	104	35	3	1489	15,5
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	6	19		19	39	73	10	4	106	25	34	23	27	24	10	31	9	1	460	4,8
Overbelastning av kroppsdel	33	52	10	52	43	128	16	13	47	76	51	38	69	31	85	30	21	4	799	8,3
Splinter, sprut	20	40	9	43	23	108	8	5	175	90	40	156	179	22	33	316	10	4	1281	13,4
Elektrisk strøm		2		29	0	1	1	1		1		2			1	1		0	39	0,4
Ekstreme temperaturer	2			7	50	6	1	1	1	9	8	8	13	1	4	19		1	131	1,4
Fall i sjøen				0	1				1							1		1	4	0,0
Annet	4	3		5	3	11	1	2	3	4	3	5	6		2	4		0	56	0,6
TOTALT	274	697	124	596	552	1490	212	121	686	810	426	694	794	372	663	787	240	46	9584	100
%	2,9	7,3	1,3	6,2	5,8	15,5	2,2	1,3	7,2	8,5	4,4	7,2	8,3	3,9	6,9	8,2	2,5	0,5	100,0	9584

3.6.5 PERSONSKADER PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

Det er utført nesten 20 % færre arbeidstimer på flyttbare innretninger i 1995 enn i 1994. Oljedirektoratet har registrert 90 personskader for 1995, en reduksjon på 21 skader fra 1994. Skadefrekvensen for flyttbare innretninger derimot har økt noe fra 1994 til i år. Det har ikke vært dødsulykker på flyttbare innretninger i 1995 og andelen skader som er registrert som alvorlige, er lavere enn tidligere år. Direktoratet har registrert tre fritidsskader for 1995, det samme som i 1994.

Rapporteringen fra flyttbare innretninger skal foregå etter de samme kriterier som for faste. Oljedirektoratet merker fortsatt større usikkerhet i forhold til rapporteringskriteriene i forbindelse med rapporteringen fra flyttbare 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 sokkel. Disse forholdene gjør det også vanskelig å oppnå samme nøyaktighetsgrad på arbeidstimetallet for flyttbare innretninger. Arbeidstimerapporteringen fra operatørene er sammenholdt med riggdøgn registrert i direktoratet og justert i samråd med operatørselskapene, slik at det framkommer et temmelig nøyaktig anslag på gjennomsnittsbemanningen på innretningene. Oljedirektoratet anser derfor at tallene for de siste årene gir et temmelig korrekt bilde av forholdene på flyttbare innretninger.

Tabeller og figurer - flyttbare innretninger

Tabell 3.6.5.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i tidsrommet 1989-1995 på flyttbare innretninger. Skadefrekvensen for 1995 tilsvarer ca 31,9 skader per million arbeidstimer.

Figur 3.6.5.a viser skadefrekvensene for hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de fem siste årene. Bore- og brønnaktivitetene står for 56 % av arbeidsmengden, men hele 80 % av skadene. Dette fører til en forholdsvis høyere skadefrekvens enn for tilsvarende aktiviteter på faste innretninger. Det har vært en økning i skadefrekvens på 2 skader per 1000 årsverk for denne gruppen. De absolutt dominerende skadetyper innenfor boring og brønnoperasjoner er sår-, klem- og slagskader i forbindelse med løfteoperasjoner og håndtering av utstyr på boredekk. Hender og føtter er mest utsatt, mens det har vært en halvering av hodeskader i denne kategorien fra 1994 til 1995.

Antall skader innenfor funksjonene administrasjon, forpleining, drift og vedlikehold er få, til sammen bare 18 i 1995. Det har vært en liten reduksjon i skadefrekvens i alle tre gruppene.

Når det gjelder forholdet mellom operatørsatte og entreprenørsatte på flyttbare innretninger står operatørsatte bare for ca 7 % av arbeidsmengden, og dette er hovedsakelig av administrativ karakter. Ingen skadet på operatørsatte er rapportert til Oljedirektoratet i forbindelse med arbeid på flyttbare innretninger i 1995.

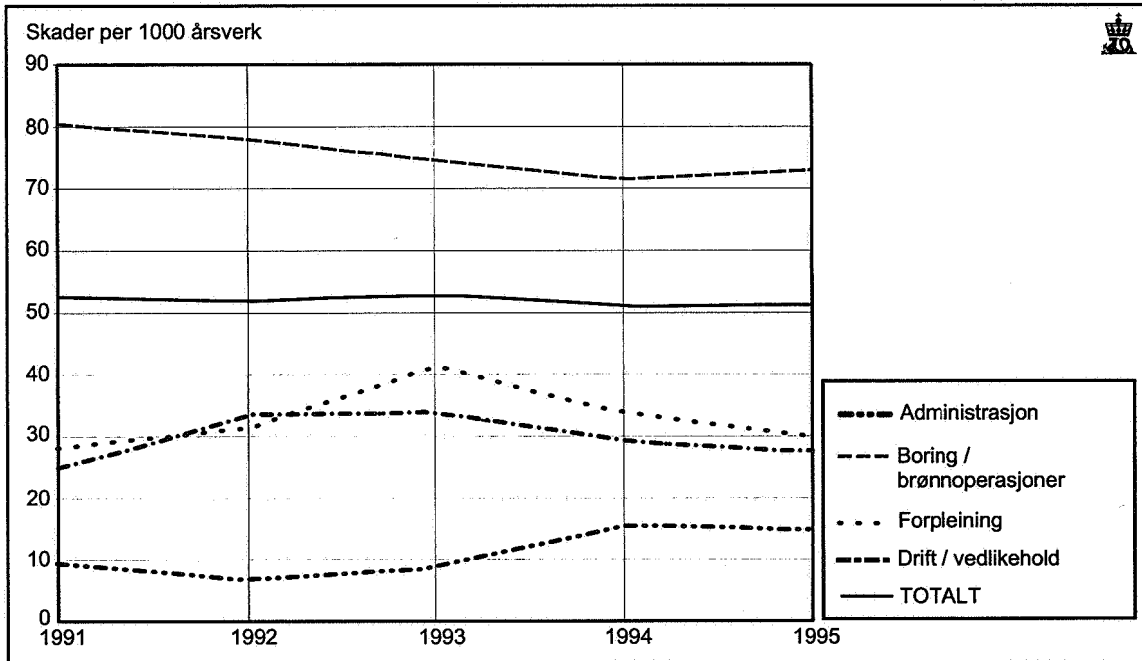
Tabell 3.6.5.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper innenfor de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser akkumulerte verdier for perioden 1989-1995.

Tabell 3.6.5.a

Skadde/forulykkede per 1000 årsverk (1989-95) på flyttbare innretninger

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl forulykkede)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall forulykkede	Antall forulykkede per 1000 årsverk
1989	3584740	1612	2224	92	41,4	2	0,90
1990	4328907	1612	2685	139	51,8	1	0,37
1991	4878152	1612	3026	159	52,5	0	0,00
1992	4380013	1612	2717	141	51,9	0	0,00
1993	4205431	1612	2609	138	52,9	2	0,77
1994	3513753	1612	2180	111	50,9	0	0,00
1995	2821541	1612	1750	90	51,4	0	0,00
Totalt/snitt	27712537		17191	870	50,6	5	0,29

Figur 3.6.5.a
Skadefrekvens 1991-95 innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger



Tabell 3.6.5.b
Arbeidsulykker 1989-94 på flyttbare innretninger. Skadehendelse / Yrke

Skadehendelse	Yrke																TOTALT	%			
	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpearbeider	Instrument-tekniker	Kranfører	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platesarbeider/solator	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser			Tårnmann	Andre/uspesifisert	
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	4	102	18	1	5	79		4	1	10	4			26		5	20	3	282	32,4	
Brann																				1	0,1
Eksplisjon ol						1															
Fall til lavere nivå	3	5	2	1	2	9		2		2		1		6		5	3		41	4,7	
Fall på samme nivå	3	9	1	1	2	10	1	3		1				7			2		40	4,6	
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	4	16	6	1	3	14		4		3			1	11			11	1	75	8,6	
Fallende gjenstander		24	4		2	12		4		2				6	1	2	4		61	7,0	
Annen kontakt med gjenstand i ro	2	11	5	2	7	10				2	1	1		8		3	7		59	6,8	
Håndteringsulykker	5	50	4	1	13	13		2		10		1		15		4	11		129	14,8	
Kontakt med kjemisk fysisk forbindelse	2	7	1	1	1	3				1			1	2	1	2	4		26	3,0	
Overbelastning av kroppsdeler	5	23	6	2	4	14		2		1	1			11			8		77	8,9	
Splinter, sprut	3	17	1	3	2	8		1	1	5				3		10	7	1	62	7,1	
Elektrisk strøm														1			1		2	0,2	
Ekstreme temperaturer		1			6					1			1			1			10	1,1	
Annet		2	1			1				1									5	0,6	
TOTALT	31	267	49	13	47	174	1	22	2	39	6	3	3	96	2	32	78	5	870	100,0	
%	3,6	30,7	5,6	1,5	5,4	20,0	0,1	2,5	0,2	4,5	0,7	0,3	0,3	11,0	0,2	3,7	9,0	0,6	100,0		

3.6.6 OPPSUMMERING

Dessverre forløp heller ikke 1995 uten ulykker med dødelig utgang, idet en dekkarbeider omkom etter å ha blitt truffet av et lasteslange som røk. Også på et forsyningsfartøy omkom en matros i forbindelse med en lasteoperasjon. Det har vært en økning i den totale skadefrekvensen i forhold til 1994, men det kan synes som om andelen av alvorlige personskader er lavere både på faste og flyttbare innretninger. For flyttbare innretninger er den registrerte andelen av alvorlige personskader den laveste noensinne.

Oljedirektoratet ser ikke økningen i den totale skadefrekvensen som dramatisk, men vil følge nøye med for å observere om denne økningen kan skyldes spesielle problemer eller forhold av særlig betydning for sikkerheten til havs.

Skadefrekvensen for funksjonen boring og brønnaktiviteter for faste innretninger er omtrent som for 1994, mens konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene har vist en liten økning. Forpleining, som har hatt den største økningen i skadefrekvens, står for en forholdsvis liten andel av arbeidsmengden og antallet skader. Administrasjon/produksjon har hatt stabil skadefrekvens siden 1986, og ligger omtrent på samme nivå som i 1994. Skadefrekvensen for flyttbare innretninger har økt litt og ligger også for 1995 i overkant av 50 skader per 1000 årsverk.

Oljedirektoratet vil takke operatørselskapene for godt samarbeide ved gjennomgang av skaderegistreringene for

1995. Det har vist seg at denne gjennomgangen er nyttig for begge parter og bidrar til en kontinuerlig dialog om rapporteringsordningen. Dette medvirker til å opprettholde en felles forståelse av rapporteringsrutiner og kriterier. Det er fremdeles varierende kunnskap i næringen og spesielt har det vist seg at prosjekter og nye organisasjonsenheter ikke har tilstrekkelig kjennskap til rutiner for rapportering til myndighetene.

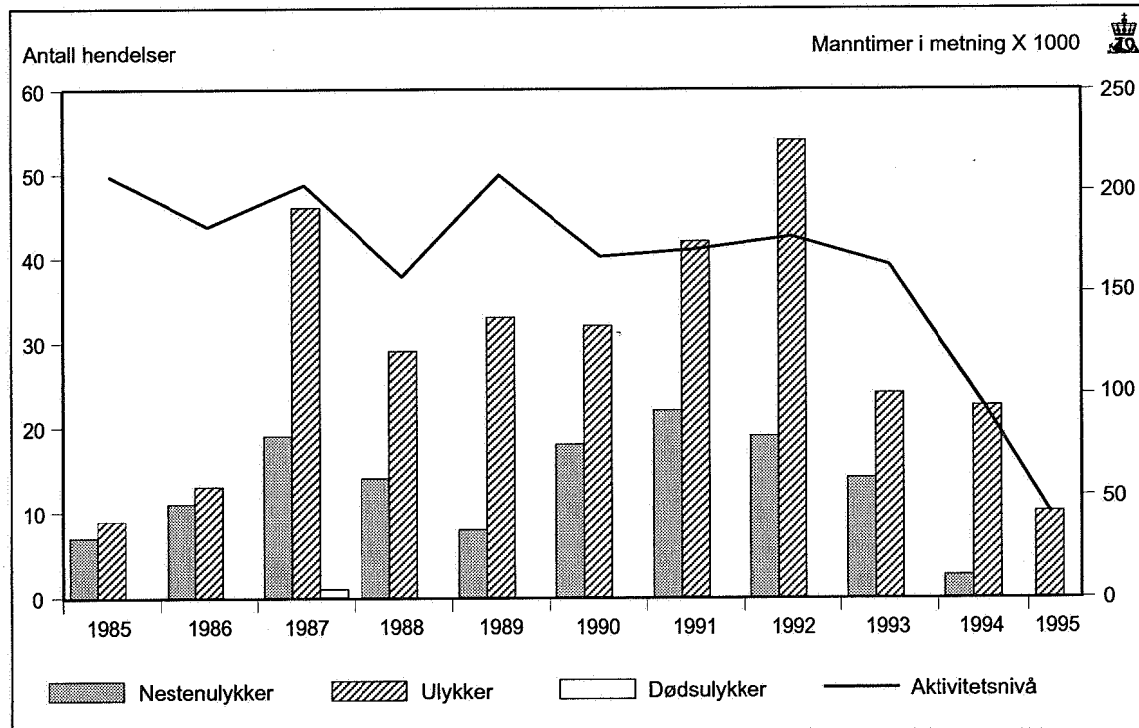
3.6.7 SKADEOVERSIKT FOR DYKKE- AKTIVITETER

Figurene 3.6.7.a og 3.6.7.b gir en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1995 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke. Ulykke er her definert som alle hendelser som har ført til en eller annen form for personskade. Infeksjoner som for eksempel ytre øregangsbetennelse, blir således også registrert som ulykke.

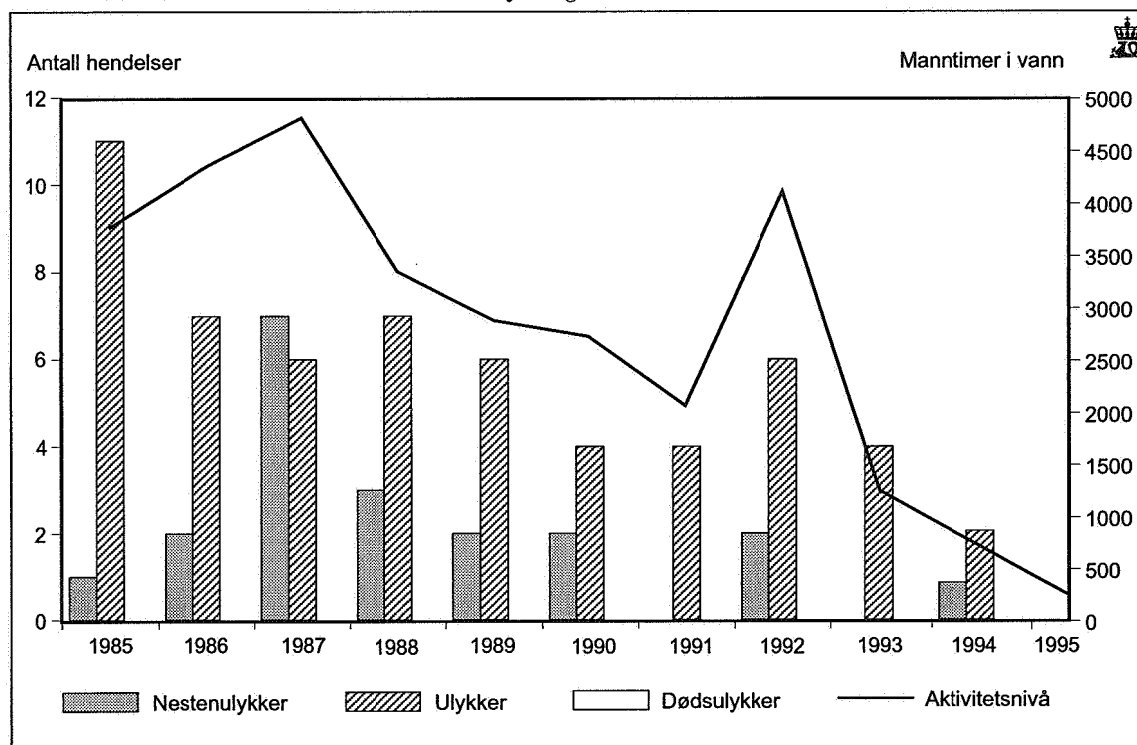
Av figur 3.6.7.a fremgår det at antall ulykker med personskader ved metningsdykking er tilnærmet uendret i 1995 i forhold til 1994, selv om aktivitetsnivået er halvert. Ytre øregangsbetennelse er den dominerende skadetyper.

I 1995 har det i likhet med 1994 ikke vært rapportert tilfeller av trykkfallsyke ved dykking i petroleumsvirksomheten.

Figur 3.6.7.a
Hendelser metningsdykking



Figur 3.6.7.b
Hendelser i forbindelse med overflateorientert dykking



3.7 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Oljedirektoratet har fortsatt å fokusere på arbeidsmiljølovens krav om melding av sykdom som kan tilskrives arbeid til tilsynsmyndigheten, og registrerer det som positivt at denne rapporteringsplikten følges stadig mer aktivt opp av selskapene. I 1995 ble det også ført tilsyn med selskapenes melding av arbeidsbetingede sykdommer.

Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Det er et mål at selskapene etablerer dette som arbeidsmiljøindikator, og bruker det aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

Det ble mottatt 461 meldinger om arbeidsbetinget sykdom. Dette er en økning på 36 % fra 1994, og gir en meldefrekvens på 3,0 % per årsverk. Det er mottatt nominative (enkeltvise) meldinger om 40 tilfeller av hørselstap, men det er grunn til å anta at det er en vesentlig underreportering av slike skader. Dersom denne gruppen holdes utenfor, er frekvensen av andre yrkesbetingede sykdommer 2,7 %. Dette er vesentlig høyere enn det tilsvarende tall i industrivirksomhet på land i Norge. Oljedirektoratet regner med at det fremdeles kan være en viss underreportering, ettersom det stadig blir mottatt relativt få meldinger fra enkelte selskap med mange ansatte på sokkelen. Oljedirektoratet har ikke mottatt noen summariske meldinger av hørselstap.

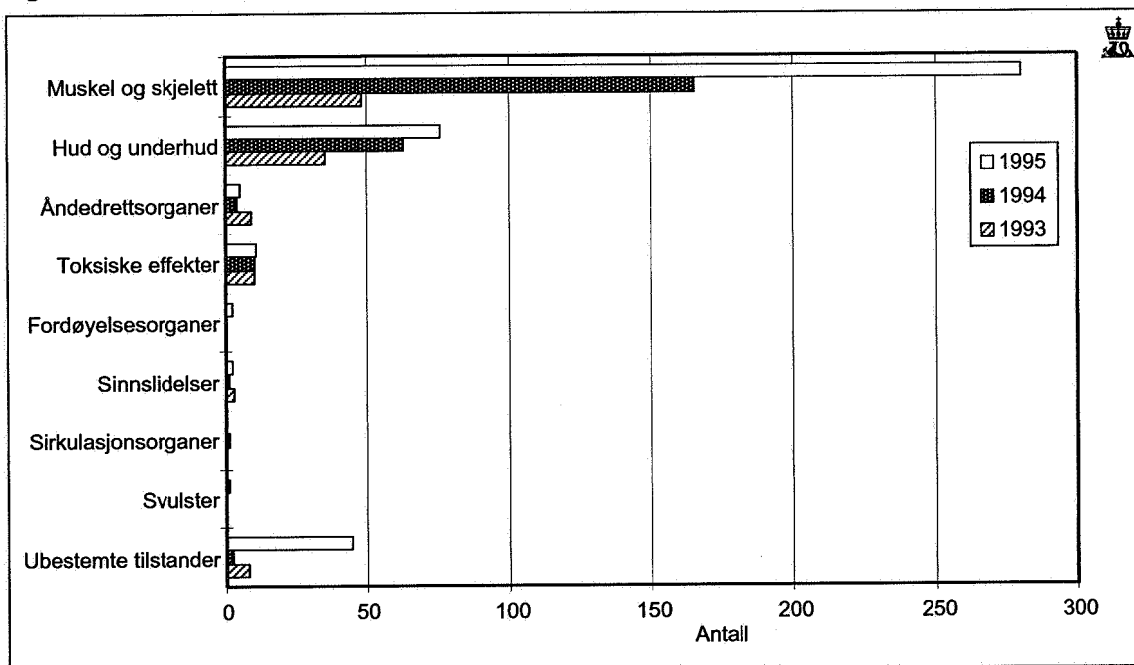
Figur 3.7.a viser diagnosegruffordelingen av arbeidsbetingede sykdommer registrert i 1995, i henhold til ICD-klassifisering. Tallene for 1993 og 1994 er vist for sammenligningens skyld. I denne statistikken er tilfeller av støybetinget hørselstap holdt utenfor.

Bildet domineres som tidligere av muskel-skjelettlidelser (inkludert lidelser i bindevev), som vanligvis benevnes som belastningslidelser. Dette er rygg sykdommer, senebetennelser og ulike former for muskelsmerter. Eksposeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene, er oppsummert i figur 3.7.b. I denne figuren er det tatt med data for 1994 og 1995, som er de årene det nåværende kodesystemet for belastningsskader har vært i bruk.

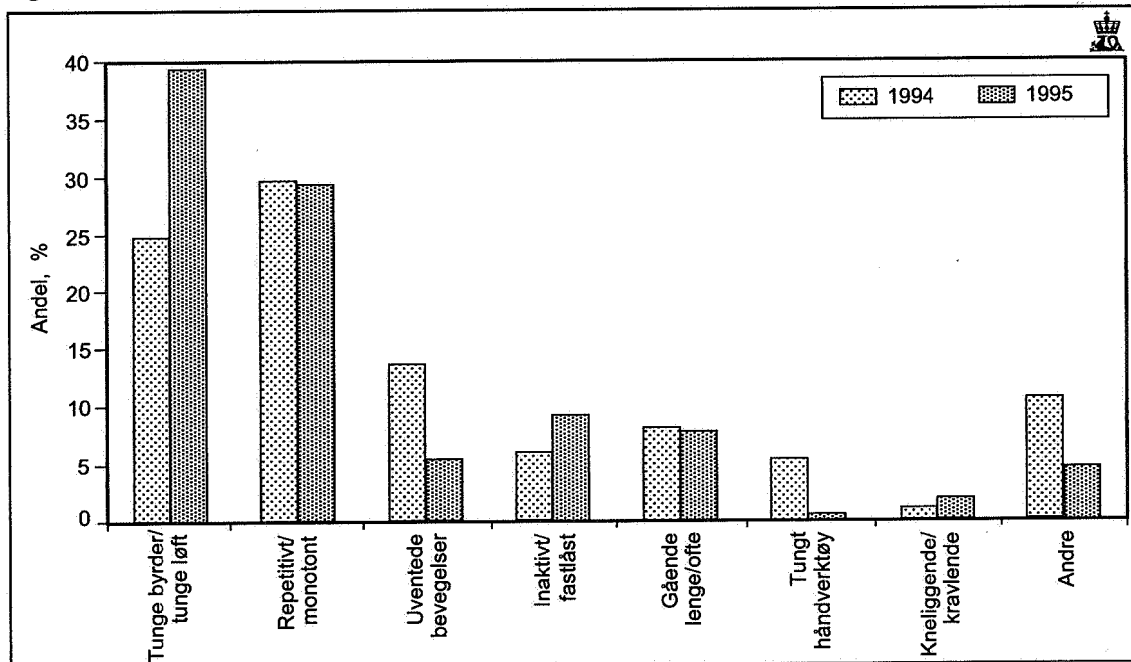
Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft var oppgitt som den viktigste årsaken til sykdommer i muskel-skjelettsystemet i 1995, og at denne andelen har økt fra 1994. En annen viktig årsak til denne typen lidelser var repetitivt montont arbeid. Begge disse eksponeringskategoriene er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen av tilfeller av slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er relativt stor og uendret fra året før. Uventede bevegelser har ofte resultert i ryggplager (lumbago/ischias).

En annen stor gruppe sykdommer 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 boreslam. En del tilfeller kan også tilskrives andre organiske forbindelser, inkludert epoxy, og i tillegg kan en viss andel tilskrives uorganiske forbindelser som ulike metaller. En del eksemtilfeller hos forpleiningsansatte er tilskrevet kontakt med vaskemidler og andre kjemikalier som brukes av denne gruppen arbeidstakere.

Figur 3.7.a Fordeling av arbeidsbetingede sykdommer på diagnosegrupper, 1993-95



Figur 3.7.b Belastende arbeidsstillinger fordelt på ulike eksponeringsfaktorer



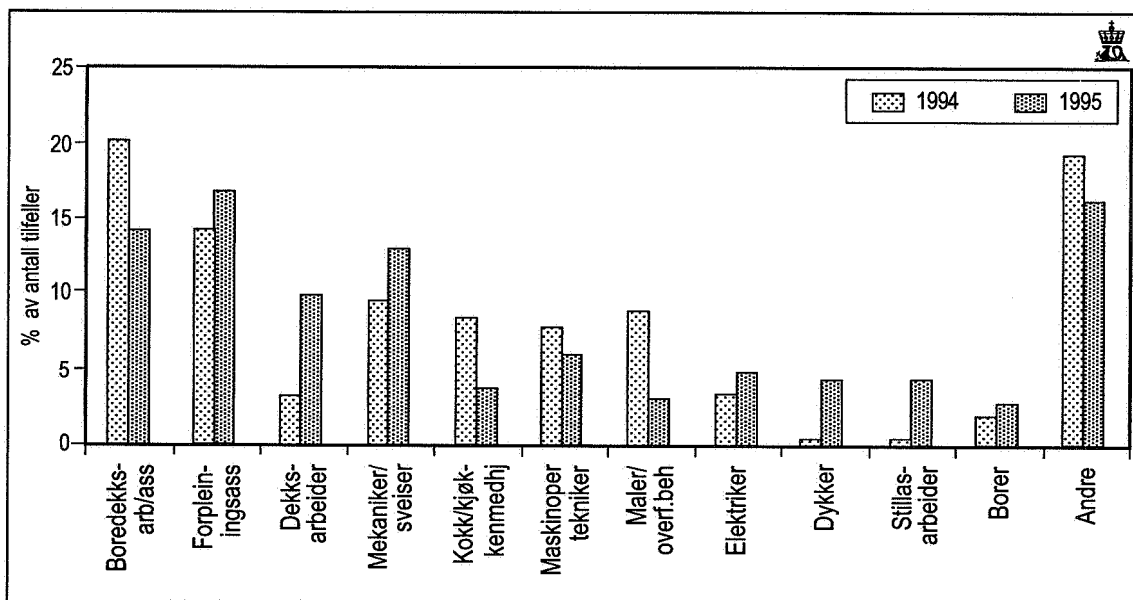
Sykdommer i åndedretsorganene er astma og bronkitt samt tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter, mens diagnosene gruppert som toksiske effekter er en samling av ulike symptomer oppstått etter eksponering for kjemikalier. Inkludert i denne gruppen er tilfeller av såkalt teflonfeber.

Ubestemte tilstander er ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men

som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser som skyldes to-skift-arbeid i form av såkalt svingskift. I gruppen sinnslidelser finnes tilfeller av nevroser betinget av psykiske belastninger i arbeidsmiljøet.

Figur 3.7.c viser hvordan arbeidsbetingede sykdommer fordeler seg på forskjellige stillingskategorier.

Figur 3.7.c Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategorier



Figuren kan gi inntrykk av at arbeidere innenfor boring var utsatt. Denne gruppen står imidlertid for over 25 % av antall årsverk, og andelen tilfeller er derfor lavere enn forventet. Imidlertid er forpleiningsarbeiderne en utsatt gruppe. Denne gruppen stod i 1995 for 9,5 % av antall årsverk, men mer enn 20 % av antallet tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer. Det var en relativt stor økning i antall tilfeller hos dykkere. De fleste av disse var plaget med hudlidelsen «dykkerhender».

3.8 ARBEIDSMILJØ

3.8.1 NÆRINGENS TILTAK FOR ETTERLEVELSE AV SAM-FORSKRIFTEN

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten (SAM-forskriften) trådte i kraft 1. august 1995. Forskriften er blitt utarbeidet i nær kontakt med partene i næringen.

Forskriften knytter kvalitetssikringsprinsipper til arbeidsmiljøområdet og formaliserer bruk av styringssele-menter, der de mest sentrale er:

- arbeidsmiljømål,
- spesifikke krav til arbeidsmiljø,
- arbeidsmiljøprogram,
- kartlegging og vurdering av arbeidsmiljøet,
- gjennomføring av forebyggende tiltak.

I tillegg til å stille krav om at det skal være en styrings-sløyfe for arbeidsmiljøarbeid i virksomhetene, stiller for-skriften konkrete krav knyttet til de enkelte arbeidsmiljø-faktorer. Forskriften er supplert med en utdypende vei-ledning som gir en nærmere beskrivelse av og referanse til anerkjente normer innenfor arbeidsmiljøområdet.

I forbindelse med fastsettelsen av forskriften ble det gjennomført betydelig informasjonsarbeid overfor næringen. Blant annet ble det fokusert på SAM-forskriften i forbindelse med et arbeidsmiljøseminar som Oljedirektoratet arrangerte høsten 1995.

Operatørselskapene ble mot slutten av 1995 bedt om å gi tilbakemelding på status for tiltak for etterlevelse av SAM-forskriften. Tilbakemeldingen ga en begrenset informasjon, men indikerte at det er kommet i gang prosesser i selskapene med sikte på å gjennomgå egne systemer og bringe dem i samsvar med kravene i forskriften. Det synes å være til dels store forskjeller mellom de forskjellige operatørselskapene når det gjelder status, holdninger og innsikt i forhold til forskriftens krav.

Erfaringer fra tilsynsaktiviteter peker imidlertid i retning av at selskapene har en mer positiv oppfatning av status i dette arbeidet enn det er grunnlag for. Det synes som om etterlevelse av SAM-forskriften betinger en holdningsendring i flere av selskapene og vil gjøre det nødvendig å foreta en mer dyptgripende analyse av egne systemer og aktiviteter enn hva det hittil er lagt opp til.

Mange av kravene i SAM-forskriften rettes også mot entreprenør som arbeidsgiver. Oljedirektoratet sendte derfor et skjema med spørsmål vedrørende tiltak for etterlevelse av SAM-forskriften til 45 redere, dykkeselskap og entreprenører innenfor boring, vedlikehold og forpleining. Undersøkelsen avdekket en til dels mangelfull innsikt i forskriftens krav og til kravenes relevans for egen virksomhet. Sett i sammenheng med erfaringer fra tilsynet, ser en også i denne delen av næringen at virksomhetenes selvbilde er mer positivt enn det synes å være grunnlag for.

Oljedirektoratet ser det imidlertid som positivt at næringen har utarbeidet felles krav til arbeidsmiljøet ved at det innenfor NORSOK-arbeidet er utgitt en standard

som skal sikre at kvaliteten på arbeidsmiljøet i driftsfasen blir ivaretatt under prosjekteringen. Det er også positivt at Oljeindustriens Landsforening og Norges Rederiforbund har utgitt anbefalte retningslinjer for systematisk oppfølging av arbeidsmiljø på flyttbare innretninger.

I mange av selskapene er det imidlertid ikke en innarbeidet tradisjon at krav til arbeidsmiljø underlegges avviksbehandling og følges opp på en systematisk måte på linje med andre krav. Det er videre Oljedirektoratets erfaring at selskapenes kartlegging og vurdering av arbeidsmiljøet ofte er mangelfull. Direktoratet registrerer også tendenser til nedbygging av kompetanse innenfor arbeidsmiljøområdet og er bekymret for at risikoforhold i arbeidsmiljøet ikke i tilstrekkelig grad blir identifisert, vurdert, prioritert og fulgt opp.

Som en del av næringens strategi for å oppnå kostnadsreduksjoner, har det vært viktig å overlate stadig flere oppgaver til entreprenørindustrien. Dette har også ringvirkninger for sikkerhet og arbeidsmiljø med økt behov for kompetanse på entreprenørsiden. Undersøkelsen som er nevnt ovenfor og erfaringer fra tilsynet, indikerer en underdekning av kompetanse på dette området i entreprenørindustrien. Det er således en utfordring for operatørselskapene å påse at entreprenørene har tilgang til og gjør bruk av slik kompetanse. For entreprenørindustrien er det en utfordring å bygge opp en kompetanse på arbeidsmiljøområdet som står i forhold til de problemstillinger de skal håndtere.

3.8.2 SAMARBEIDSKLIMA

Næringen har den siste tiden arbeidet aktivt med å etterleve anbefalinger og innarbeide standarder som er kommet ut av NORSOK-arbeidet. Dette innebærer blant annet at flere operatørselskap har oppnådd betydelig reduserte driftskostnader. Tilhørende omorganiseringer forutsetter et godt samarbeid mellom alle involverte parter. Med det endringsklima som råder i næringen, blir samarbeidsforholdenes betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø stadig viktigere. Et godt psykososialt arbeidsmiljø, blant annet med hensyn til arbeidstakermedvirkning, er en forutsetning for vellykket innarbeiding av NORSOK-filosofien.

Nye samarbeidsformer mellom operatør- og entreprenørselskap er blitt forsøkt gjennomført uten at ansvars- og oppgavefordeling på forhånd har vært tilstrekkelig avklart. Det har i enkelte sammenhenger vært uklart hvilken styrende dokumentasjon som skulle brukes, noe som har ført til anmerkninger fra Oljedirektoratets side.

De formelle organer som skal sikre arbeidstakermedvirkning i det forebyggende verne- og miljøarbeid, herunder arbeidsmiljøutvalg og verneombudssystem, har hatt store utfordringer knyttet til disse omstillingsprosessene. Når og på hvilke nivå i organisasjonen arbeidstakermedvirkning skal sikres, har vært gjenstand for diskusjoner mellom partene. Etter Oljedirektoratets oppfatning synes de nødvendige avklaringer å være foretatt, slik at systemene for arbeidstakermedvirkning fungerer etter intensjonene i regelverket.

På flyttbare innretninger er det imidlertid blitt avdekket mangler og usikkerhet om hvordan det felles stedlige

arbeidsmiljøutvalg på den enkelte innretning skal organiseres. Oljedirektoratet har påpekt slike forhold i forbindelse med tilsynet.

3.8.3 KJEMIKALIER I PETROLEUMS-VIRKSOMHETEN

Oljedirektoratet har i lengre tid vært opptatt av at selskapene gjør kvalifiserte forhåndsvurderinger av helserisiko knyttet til valg av kjemikalier. SAM-forskriften med veiledning utdyper arbeidsmiljølovens krav om å velge de minst helsefarlige kjemikalier. I denne forbindelse har direktoratet fokusert på kvaliteten av yrkeshygieniske datablad fordi dette vanligvis utgjør det viktigste grunnlaget for en forhåndsvurdering. Det har i flere tilfeller vist seg at kvaliteten på databladene ikke har vært god nok til dette formålet.

Oljeindustriens Landsforening etablerte i 1995 en ordning for kvalitetssikring av yrkeshygieniske datablader. Oljedirektoratet ser på dette som en rasjonell ordning som kan bidra til å gi et bedre grunnlag for helserisikovurderinger og skadeforebyggende arbeid i forbindelse med kjemikalier. Direktoratet forventer at selskapene slutter seg til ordningen med kvalitetssikring av yrkeshygieniske datablader.

3.8.4 HELSEFARE VED BRUK AV BORESLAM

Håndtering av boreslam på innretningene til havs kan medføre helserisiko på kort og lang sikt som følge av hudkontakt og innånding av damp. Det er de siste årene tatt i bruk en rekke såkalt pseudo-oljebaserte slamsystemer som har tilfredsstillende egenskaper med hensyn til utslipp til det ytre miljø. Arbeidsmiljøegenskapene til disse slamtypene er imidlertid mangelfullt utredet og vurdert, og det har derfor ikke vært mulig fullt ut å vurdere den potensielle helserisikoen ved slike stoffer. Det finnes heller ikke kriterier som kan benyttes ved overvåkning av arbeidsmiljøet når de aktuelle slamtypene er i bruk.

I regi av Oljeindustriens Landsforening er det satt i gang et arbeid for å utvikle kriterier for vurdering og valg av boreslam som dekker både arbeidsmiljø og ytre miljø. Oljedirektoratet har forventninger til at selskapene gjør en helhetlig og samlet vurdering knyttet til valg og bruk av boreslam.

Oljedirektoratet har registrert at næringen i økende grad legger opp til en såkalt null-utslippsfilosofi. Dette kan medføre at selskapene av kostnadmessige grunner igjen velger å ta i bruk oljebasert boreslam, og direktoratet har registrert at en slik utvikling er i gang. Avfallsproblemet vil selskapene løse ved å reinjisere borekaket eller transportere det til land for deponering. De arbeidsmiljømessige konsekvensene er bare i begrenset grad vurdert. Med bakgrunn i tidligere erfaring er det kjent at en med dagens teknologi har problemer med å overholde administrative normer for oljedamp i enkelte områder. Oljedirektoratet forventer at selskaper som igjen tar i bruk oljebasert boreslam, forsikrer seg om at de arbeidsmiljømessige forholdene er fullt forsvarlige og eventuelt initierer utvikling av ny teknologi på dette området.

3.8.5 BRUK AV RADIOAKTIVE KILDER

Oljedirektoratet har tidligere anbefalt at personbårne akustiske varsler tas i bruk av samtlige radiografioperatører så snart det foreligger en hensiktsmessig varslers i eksplosjonssikker utførelse. Flere hendelser med ukontrollert radioaktiv eksponering i petroleumsvirksomheten tilsier at slikt utstyr bør benyttes for kontinuerlig overvåking av strålingseksponeringen, og da som en ekstra sikkerhet i tillegg til at radiografilagene benytter vanlig Geigerteller.

Oljedirektoratet mener at hensiktsmessig utstyr nå finnes i markedet. Oljedirektoratet har informert næringen om at direktoratet tar sikte på å innarbeide et krav i SAM-forskriften om at personbåret akustisk varslers skal benyttes ved radiografiarbeid.

Når det gjelder ioniserende stråling har Oljedirektoratet informert næringen om gjeldende norm for dose-grenser for yrkeseksponerte i petroleumsvirksomheten.

3.8.6 ARBEIDSTID OG OPPHOLDSPERIODE

Systemene som brukes for planlegging, registrering og kontroll av arbeidstid på enkelte innretninger er stort sett gode. Direktoratet har imidlertid i noen tilfeller avdekket og påtalt at akkumulert arbeids- og overtid for enkelte arbeidstakere har oversteget regelverkets maksimale rammer. Oljedirektoratet har også avdekket manglende svar mellom arbeidstidslistene som dekker samme arbeidsperiode. Direktoratet ser alvorlig på at det benyttes lister som gir motstridende informasjon og vil oppfordre operatørselskap og hovedbedrifter til å kontrollere dette forholdet grundigere, og markere dette for eksempel ved å signere på entreprenørens timelister.

I henhold til arbeidsmiljøforskriften kan Oljedirektoratet unntaksvis og for et begrenset tidsrom godkjenne faste oppholdsperioder som overskrider 14 døgn for arbeidstakere med særskilte kvalifikasjoner. Dette gjelder kun for spesialister og kriteriene for å godkjenne slike forlengede perioder er strenge. Disse betingelsene har ført til en restriktiv holdning til å tillate avvik fra den normale perioden på 14 døgn. I 1995 ble ingen av søknadene om fast utvidet oppholdsperiode innvilget.

3.8.7 REGISTRERING, MELDING OG OPPFØLGING AV ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

I de siste årene har Oljedirektoratet satt søkelyset på selskaperes registrering, melding og oppfølging av arbeidsbetingede sykdommer. Dette har ført til at temaet i stadig større grad er satt på dagsordenen i selskapene og har ført til økende innrapportering til direktoratet.

Etter at Oljedirektoratet har gitt selskapene rimelig tid til å etablere de nødvendige ordninger, har direktoratet i 1995 innledet tilsynsaktiviteter mot selskapene på dette området. Tilsynet har påvist muligheter for forbedringer i systemet for klassifisering av tilfeller av arbeidsbetinget sykdom og for videre melding til direktoratet av verifiserte tilfeller. I tillegg er det konstatert at bedriftshelsetjenesten samler inn betydelige mengder data om

arbeidsbetingede sykdommer, men at slike data blir lite brukt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet.

3.9 BEREDSKAP

3.9.1 BEREDSKAPSTILTAK VED FARE FOR KOLLISJONER

30.9.1995 kolliderte det tyske lastefartøyet «M/S Reint» med kompressorinnretningen H7, som utgjør en del av Norpipe-ledningen som går fra Ekofiskfeltet til Emden i Tyskland. Denne innretningen ligger på tysk sokkel, men faller inn under norsk jurisdiksjon i henhold til avtale mellom Norge og Tyskland. Kollisjonen medførte mindre skader på innretningen og fartøyet.

Operatørselskapet Phillips har iverksatt en rekke tiltak av både kort- og langsiktig karakter for å forbedre beredskapstiltakene som skal iverksettes ved fare for skipskollisjoner. Oljedirektoratet vil følge denne utviklingen nøye, ut fra de store potensielle konsekvensene av en mulig kollisjon.

3.9.2 ERFARINGSOVERFØRING TIL LANDBASERT VIRKSOMHET PÅ BEREDSKAPSETABLERING

Oljedirektoratets forskrift om beredskap er basert på et mangeårig forarbeide der store ressurser er lagt ned i å oppnå en helhetlig og systematisk tilnærming til etablering, vedlikehold og utvikling av beredskap i petroleumsvirksomheten. Vesentlige deler av tilbakemeldingene fra brukerne av denne forskriften har vært gode.

Landbaserte virksomheter både i Norge og i utlandet har vist en økende interesse for de prinsippene beredskapsforskriften er bygget på. Direktoratet har derfor i 1995 brukt en del ressurser på informasjon til forskjellige instanser, i form av foredragsvirksomhet og ved deltakelse i komiteer og utvalg.

3.9.3 ØVELSE MYNDEX

I samsvar med koordineringsavtale som er inngått mellom Statens forurensningstilsyn og Oljedirektoratet, ble øvelse MYNDEX gjennomført for første gang i 1995 med Oljedirektoratet som ansvarlig arrangør. Øvelsen skal som hovedregel gjennomføres årlig, og de to etatene skal ha ansvar for gjennomføringen annet hvert år. Hensikten med øvelsen er å sikre en koordinert og effektiv handlemåte ved ivaretagelse av statens ansvar og oppgaver ved fare- og ulykkessituasjoner som berører de to etater. Øvelsen i 1995 fokuserte på forhold i forbindelse med drivende gjensand, problemer med oljebrønn som kan føre til utblåsning og trussel mot oljerørledning.

Øvelsen viste at koordineringsavtalen mellom etatene er dekkende for samarbeidet mellom de to etater ved fare- og ulykkessituasjoner. Avtalen dekker både kortsiktige og langsiktige situasjoner på en tilfredsstillende måte. Også behovet for en koordinert håndtering av nyhetsmediene synes å være tilstrekkelig ivarettatt.

Som en videre oppfølging av øvelsen vil de to etater

i 1996 arbeide videre med enkelte forhold som også berører Sjøfartsdirektoratets forvaltningsområde, særlig med hensyn til håndtering av drivende gjenstander.

3.10 BORING

3.10.1 OVERSIKT OVER BORE- OG BRØNN-AKTIVITETER

I 1995 ble det påbegynt til sammen 36 letebrønner på norsk sokkel. Dette er betydelig flere enn i 1994, da det ble påbegynt 21 letebrønner.

Geografisk er letebrønnene fordelt med 30 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet. Det ble ikke påbegynt nye letebrønner i Barentshavet i 1995.

Når det gjelder produksjonsboring, ble det i 1995 boret tilsammen 109 brønner, mot 98 i 1994. Av disse ble 42 boret fra flyttbare innretninger.

Når det gjelder brønnvedlikehold, har aktivitetsnivået fortsatt å øke. En viktig årsak til dette er at selskapene satser bevisst på å videreutvikle de tekniske og operasjonelle løsningene relatert til brønnvedlikehold.

3.10.2 BORING OG BRØNNVEDLIKEHOLD

Det samlede aktivitetsnivået innenfor lete- og produksjonsboring har økt sammenlignet med tidligere år, likeledes har aktiviteten innenfor brønnvedlikehold økt. En viktig årsak til økningen av brønnvedlikehold er aldringen av eksisterende brønner og forbedret teknologi innenfor visse områder.

I lavproduktive soner er det vanlig å foreta brønnkomplettering, perforering og i noen tilfeller stimulering av brønner med kabel-, kveilerørstyr og trykkrørsenheter under redusert overtrykk og i noen tilfeller i underbalanse. Dette gjøres primært for å redusere skadevirkningene på den produserende sonen. En annen gevinst er at bruken av en ekstra vedlikeholdsenhet om bord på innretningen, frigjør boreinnretningen til boreaktiviteter relatert til nye brønner.

Erfaringer med kabel-, kveilerør- og trykkrøroperasjoner har også bidratt til at boring med kveilerør nå er forsøkt på norsk sokkel. Kveilerørsboring vil muligens ikke bli av stort omfang, men kan etter hvert som underbalanserte operasjoner utvikles, komme til å bli en del av de vanlige operasjoner på norsk sokkel.

3.10.3 GRENBORINGER

Grenboring er en ny teknologi som er utviklet i hovedsak for å øke produksjonen med lave kostnader. Teknikken går ut på at det bores en eller flere forgreininger ut fra en brønn og inn i soner som en tidligere måtte bore flere enkeltbrønner for å nå. Teknologien er spesielt gunstig med tanke på utvinning i soner med lav produktivitet.

Grenboring kan gjøres både i eksisterende og nye produksjonsbrønner. Enklest er åpne grenboringer, men det finnes varierende løsninger avhengig av reservoar- og brønn-spesifikke behov.

Utfordringene består i å kontrollere ulike trykkgreimer mellom soner, midlertidig isolasjon av forgreininger, reentrering av forgreininger og fleksibilitet mellom eldre og nyere løsninger. Behovet for antall brønnsliiser vil bli redusert i det en kan bore flere brønner fra samme slisse, eller en kan redusere størrelsen på nye innretninger.

3.10.4 FALLENDE GJENSTANDER

Oljedirektoratet har registrert en betydelig økning av innrapporterte hendelser med fallende gjenstander innenfor bore- og brønnområdet den senere tid. I flere av tilfellene har det oppstått til dels alvorlige personskader.

De fleste alvorlige hendelsene som er registrert, skyldes utilstrekkelig tilrettelegging av arbeidet, mangelfullt vedlikehold mv.

Oljedirektoratet er oppmerksom på at det blant enkelte selskap allerede er igangsatt et målrettet og strukturert arbeid innenfor dette problemområdet. I dette arbeidet har selskapene også lagt stor vekt på å etablere et tett og tillitsfullt samarbeid mellom alle parter innenfor den aktuelle virksomheten.

Oljedirektoratet har helt klare forventninger til at næringen iverksetter egne aktiviteter for å bringe klarhet i de aktuelle hendelsene sammen med nødvendige analyser av hendelsesforløp, årsaksforhold og iverksetter nødvendige tiltak med bakgrunn i disse aktivitetene

3.11 NATURDATA

Innsamling av naturdata (strøm, bølger, vind osv) fra Ekofisk, Sleipner, Frigg, Statfjord, Draugen, Heidrun, Ross Rig, Deepsea Bergen og Polar Pioneer har forløpt tilfredsstillende i 1995. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt har Oljedirektoratet ført tilsyn med innsamlingen på disse innretningene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar til å heve kvaliteten på dette tilsynet.

Det ble i 1995 startet naturdatainnsamling fra Heidrun-feltet. Det er videre gjort forberedelser for å samle inn naturdata fra Yme og fra Norne, når produksjonen starter på disse feltene i 1996.

3.12 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

3.12.1 INTERNASJONAL STANDARDISERING

I 1990 ble det i regi av Norges Byggstandardiseringsbyrå opprettet en komité som skulle oppdatere Norsk Standard NS 3479 om laster på konstruksjoner. Oljedirektoratet har vært representert i denne. Etter at arbeidet ble igangsatt, ble det også startet arbeid med en europeisk standard (CEN) på området. Etter det har arbeidet i komiteen foregått ved at komiteen har vært en norsk høringsinstans for CEN-standarden. Flere deler av denne standarden er blitt utgitt i 1995. De som har størst betydning for petroleumsvirksomheten er delene om egenvekter, variable laster og vindlaster.

I 1991 opprettet NVS norske referansekomiteer for en ny ISO-standard om «Offshore structures», «Pipeline Transportation System for the Petroleum and Natural Gas Industries» og «Line Pipe». Oljedirektoratet har vært representert både i nasjonale komiteer og vært norsk representant i det internasjonale arbeidet.

ISO 13636 - del 1 om «Offshore Structures» ble utgitt i desember 1995, mens arbeidet med del 2 om stålkonstruksjoner har pågått over tre år. Denne vil i stor grad bygge på den amerikanske standarden API-RP-2A-LRDF. Etter planen skal den endelige standarden gis ut i 1999. Oljedirektoratet er med i arbeidet i to paneler om havmiljø og korrosjonsvern.

Arbeidet med del 3 om betongkonstruksjoner startet opp i 1994. Denne vil i stor grad bygge på de norske standardene NS 3420 og NS 3473. Oljedirektoratet deltar i arbeidet med en representant som også er panelleder for tilstandskontroll av betongkonstruksjoner. Standarden er planlagt ferdig i år 2000. Arbeidet med del 4 om flyttbare innretninger ble startet i 1995. Oljedirektoratet er her representert i et panel om forankring og dynamisk posisjonering.

3.12.2 KOLLISJONER

I 1995 er det rapportert om to kollisjoner mellom fartøyer og innretninger. Den ene var kollisjonen mellom kompressorinnretningen H7 og den tyskregistrerte lastebåten Reintz. Den andre var mellom Ross Rig og forsyningsbåten Far Sea.

I perioden 1982-95 er det registrert 33 kollisjoner mellom konstruksjoner og fartøyer. Statistisk gir dette en kollisjonshyppighet for en innretning på omtrent 3 per 100 år. Fire av kollisjonene i denne perioden omfattet tankskip for bøyelasting, mens de øvrige gjaldt andre typer fartøyer. Det er ikke noen klar tendens til økning i antall kollisjoner, selv om antall innretninger har økt betydelig i perioden.

Kun to kollisjoner i tidsrommet 1982-95 er forårsaket av et ikke-autorisert fartøy, det vil si fartøy som ikke har vært klarert for å manøvrere innenfor sikkerhetssonen rundt innretningen. Det var ubåtkollisjonen på Oseberg i 1988 og kollisjonen mellom et tysk lasteskip og innretningen H7 i september 1995.

Fleire undersøkelser i Nordsjømiljøet viser at berøring og kollisjoner mellom skip og faste innretninger er den vanligste enkeltårsak til skader på innretninger. Tallene varierer mellom 16 og 31 %. Undersøkelser angir at kollisjoner er årsak til 22 % av de skader som må repareres på britiske innretninger.

Det har i 1995 ikke vært rapportert drivende gjensander som har representert noen fare for innretninger på norsk sokkel. I tidsrommet 1982-95 har det til sammen inntruffet 10 slike situasjoner.

Det ble i 1994 startet et samarbeid med nederlandske og britiske myndigheter for å sammenligne og standardisere beregning av kollisjonsrisiko. Arbeidet ble videreført i 1995 og vil trolig fortsette en tid framover.

3.12.3 BEREGNING AV BØLGEHØYDER

Sikre verdier for bølgeforholdene er av stor betydning for industrien. Særlig i forbindelse med innsynkningsproblematikken på Ekofisk er bølgehøyder en helt avgjørende faktor for beslutninger og gjennomføring av tiltak for å opprettholde et forsvarlig sikkerhetsnivå på innretningene. Dersom bølgehøydene anslås for høyt, kan det medføre store kostnader for rettighetshaverne. For lave anslag kan føre til at innretningene blir utsatt for skader i forbindelse med uvær, som i tillegg til å sette menneskeliv i fare, også kan få alvorlige følger for det ytre miljøet og for driftsregulariteten.

Beregning av bølgehøyder og virkninger av bølger er imidlertid svært komplisert. Form og størrelse på bølger avhenger av en rekke forhold. I tillegg til selve bølgehøyden, har også bølgenes form og retning betydning for virkningen på konstruksjoner som blir truffet av bølgene. Det er også stor usikkerhet forbundet med den statistiske behandlingen av bølgedata.

Det ble i 1994 blitt utført flere uavhengige vurderinger og analyser av bølgeforholdene på Ekofisk. For de fleste parametre som beskriver bølgenes størrelse og form var resultatene fra de forskjellige beregningene noenlunde sammenfallende. Det er imidlertid divergerende med hensyn til verdiene for bølgekamhøyde med hundre års returperiode. Bølgekamhøyden gir uttrykk for hvor høyt bølgetoppen kommer over en normaltilstand, og er dermed viktig med hensyn til beregning av mulige skader på dekkskonstruksjoner.

Oljedirektoratet gjennomførte i 1994 og 1995 flere analyser av bølgekamhøyder i Ekofiskområdet, og har brukt konsulentbistand til å gjennomgå resultatene. Det ble konkludert med at det kan inntreffe høyere bølgekammer enn det som operatøren hadde lagt til grunn. Konklusjonen ble meddelt Phillips som er operatør for feltene i området, og direktoratet har gjennom året fulgt opp operatørens tiltak i forhold til dette grunnlaget.

3.12.4 EROSJON OG SEDIMENTASJON PÅ HAVBUNNEN

Synkningen av havbunnen i Ekofiskområdet fører til at innsynkningsgropen etter hvert fylles med sand som er i bevegelse langs havbunnen. Dette fører til at de nederste delene av konstruksjoner samt rørledninger i områder som er berørt av innsynkning, blir liggende under et sandlag som øker i tykkelse.

Områdene i sørlige deler av Nordsjøen har lett eroderbar finsand. Rundt konstruksjoner på havbunnen endres de lokale strømforholdene slik at det oppstår økt hastighet på vannmassene som fører til at erosjonen øker. Rundt konstruksjoner som er utsatt for erosjon, skjer det oftest en rask utvikling mot en maksimal erosjonsdybde like etter at de er installert. Normalt avtar deretter erosjonen eller stagnerer helt. I stormtilstander kan erosjonen øke kraftig. Et eksempel på dette inntraff på en oppjekkbar innretning som sank 1,5 meter i det ene hjørnet på grunn av erosjon på Ekofisk i januar 1995.

Oljedirektoratet har gjennomgått alle rapportene om erosjon på norske innretninger tilbake til 1976. I ett tilfelle er erosjonen på omtrent fire meter, og det er i dette tilfellet ikke noe som tyder på at erosjonen har nådd en grense. Etter å ha sammenholdt den observerte erosjonen med ulike teorier, har en måtte konkludere med at mulighetene til å forutsi hvilket omfang erosjonen vil få for en gitt konstruksjon, er begrenset. Erosjonen er avhengig av konstruksjonsgeometrien, vanddyp og strømforholdene. Når erosjonen øker blir avstanden fra havflaten til havbunnen større, og dermed også de belastninger som konstruksjonene må tåle. Det vil derfor være nødvendig å legge inn tilstrekkelig margin for dette forholdet når framtidige innretninger skal dimensjoneres.

3.12.5 STORMSKADER I 1995

I løpet av januar 1995 inntraff to perioder med storm i Nordsjøen, som førte til en del materielle skader og driftsproblemer.

På den oppjekkbara innretningen West Omicron som var installert med broforbindelse til 2/4-K på Ekofiskfeltet, sank ett av benene 1,5 som følge av erosjon i underlaget. Mannskapet på innretningen klarte å kompensere for synkingen ved å jekke innretningen, slik at større skader ble unngått. Det oppstod imidlertid mindre skader på broforbindelsen til 2/4-K.

På strekkstagnretningen på Snorrefeltet førte høye bølger til mindre skader på dekkstrukturen. Skadene var imidlertid begrenset til sekundærkonstruksjoner.

Den halvt nedsenkbare innretningen på Veslefrikk ble også rammet av bølger som førte til skade på bærende strukturer. Basert på disse erfaringene vil operatøren i framtiden sørge for at innretningen blir hevet tre meter mer enn tidligere i stormsituasjoner.

Innretningen 2/4-E på Torfeltet fikk noen mindre skader på sekundære og midlertidige konstruksjoner under kjellerdekket.

3.12.6 BESKYTTELSE AV BETONG-UNDERSTELLET PÅ TROLL A

Under bygging av betongunderstellet til Troll A-innretningen, ble det plassert store plater av betong over celtoppene som beskyttelse mot eventuelle fallende gjenstander i byggefasen. En verifikasjon bragte på det rene at disse platene ville kunne forskyve seg som følge av deformering av betongen på grunn av vanntrykk når understellet ble senket for montering av dekket. En slik forskyvning ville kunne føre til skader på betongskaftene, som i verste fall kunne føre til kritisk vanninnstrømning i understellet.

Kort tid før montering av dekket ble det derfor framstilt og installert en spesiell beskyttelse for å sikre strukturen mot slike skader. Dette førte til to ukers forsinkelse av utslep. Troll A-innretninger ble imidlertid vellykket installert på feltet sommeren 1995.

3.12.7 KONSTRUKSJONER PÅ STORE HAVDYP

I forbindelse med den planlagte åpning av Vøringplatået for leteboring har Oljedirektoratet gjort en vurdering av naturforholdene på Vøringplatået sammenliknet med forholdene på andre deler av norsk sokkel.

Vindhastighetene i Vøringområdet avviker ikke vesentlig fra de som opptrer på andre deler av norsk kontinentalsokkel.

Bølgehøydene i Vøringområdet er heller ikke større enn på andre deler av sokkelen. Fordelingen av bølgestørrelser er imidlertid noe annerledes, slik at andelen av høye bølger er større enn ellers. Dette forholdet kan ha en viss betydning for dimensjonering mot utmatting av konstruksjoner.

Strømhastigheten i området er høy i gjennomsnitt, og det er store lokale variasjoner. Det er også et særtrekk at strømhastigheten er høy også på store dyp. Det vil være nødvendig å gjøre omfattende målinger på aktuelle lokasjoner dersom det er planlagt å bruke konstruksjoner hvor strømkrefter er av betydning.

Lufttemperaturen i området kan komme ned i -10°C. Oljedirektoratet anser ikke slike temperaturer å representere noe vesentlig problem, under forutsetning av at det blir tatt hensyn til dette forholdet tilstrekkelig tidlig i prosjekteringen.

3.12.8 MARIN BEGROING

Marin begroing er en felles betegnelse på alger og dyr som vokser på kunstige underlag i sjøen. Begroingsorganismer varierer i størrelse fra mikroskopiske bakterier til store tarearter som kan bli flere meter lange. Begroingen er i stadig forandring, påvirket av biologiske faktorer, som tilgang på mat og spredning av larver og sporer, men også av faktorer som geografisk plassering, årstid, dybdeforhold osv.

Begroing fører til at diameteren på konstruksjonene øker og at ruheten av overflaten blir større. Det fører til at belastningene på konstruksjonene øker noenlunde proporsjonalt med omfanget av begroing. Marin begroing har størst innvirkning på lastene på de elementene som har minst tverrsnitt, det vil si først og fremst i den øverste delen av innretningen. Her utgjør stort sett muslinger den største delen av den harde begroingen, som kan dekke opp til 100 % av overflaten i store områder. Det er registrert tykkelser av muslinglag på opp til 250 mm.

Oljedirektoratet har i 1995 foretatt en gjennomgang av rapportert begroing på stålunderstell i Nordsjøen. Med bakgrunn i denne undersøkelsen vil direktoratet vurdere å foreta endringer av veiledningen om laster og lastvirkninger.

3.12.9 FLEKSIBLE RØRLEDNINGER

Trenden i feltutbygginger på norsk kontinentalsokkel går i retning av stadig flere konsepter for satellittfelt og til-

knyttede satellittbrønner samt konsepter hvor flytende produksjonsinnretninger tas i bruk. På grunn av dette har behovet for å bruke fleksible ledninger økt sterkt i de siste årene.

I forhold til konvensjonelle rørledninger inntreffer det for fleksible rørledninger relativt sett flere hendelser som ikke skyldes tredje part eller korrosjonskade.

Skader og brudd på fleksible stigerør og rørledninger som har medført behov for å skifte ut stigerør, er registrert på tre innretninger i 1995. På to av innretningene er årsaken til hendelsen den samme. Årsaken til disse skadene er krymping av det trykkbærende plastlaget, slik at det har oppstått lekkasje i endekoplingen. Det er grunn til å tro at dette problemet spesielt oppstår der hvor temperaturen i mediet kan bli relativt høy og hvor det forekommer betydelige temperaturvekslinger, f.eks. ved midlertidige nedstengninger av rørledningssystemet.

I regi av Norsk Hydro, Saga og Statoil er det satt i gang et omfattende arbeid for å løse dette problemet med endekopling og høy temperatur. Arbeidet består blant annet i å utføre kvalifikasjonstester, å kvalifisere nye endekoplinger og å utarbeide akseptkriterier ved bruk av dynamiske stigerør.

På den tredje innretningen er årsaksforholdet et annet. Der ble det oppdaget et fullstendig brudd i en vanninjeksjonsledning omtrent 400 meter fra innretningen. Det er blitt fastslått at bruddet ikke skyldes utmattingsskade. Mest sannsynlig oppstod bruddet etter at det har vært meget små lekkasjer gjennom det innerste laget eller endekoplingen over lang tid. Deretter har det innerste laget blitt revet over som følge av trykkdifferansen som har oppstått ved for eksempel en nedstengning.

3.12.10 «TITAN-SAKEN»

I april 1995 ble Oljedirektoratet informert om problemer med sprekker i to flenser i delvis ukritiske rørsystemer på Heidrun-innretningen. Indikasjoner på at problemet kunne være omfattende, førte til at Oljedirektoratet kalte inn samtlige operatørselskap til et informasjonsmøte om saken, og det ble holdt separate oppfølgingsmøter med flere av selskapene. Gjennom møteserien kom det ikke fram noen negative erfaringer med bruk av titan på norsk sokkel. Det var heller ingen selskaper som hadde erfart tilsvarende uoverensstemmelser mellom produkt og produktdokumentasjon som de som ble rapportert fra Heidrun-prosjektet.

Etter at sprekken i de to flensene ble påvist, satte operatørselskapet Conoco fokus på alle komponenter av titan på Heidrun-innretningen. Det framkom blant annet at det var innstøpt åtte inspeksjonsåpninger med tilhørende deksler av titan innvendig i betongskroget. Det ble

gjennomført en særlig granskning av produktdokumentasjonen for disse komponentene fordi de ble vurdert som potensielt sikkerhetskritiske. En grundig vurdering av kjemiske, materialtekniske og produkttekniske data - herunder trykkprøving - konkluderte med at åpningene/dekslene var fullt tilfredsstillende.

3.13 LØFTEINNRETNINGER

Det inntraff to dødsulykker i forbindelse med kranoperasjoner på innretninger til havs i 1995, den ene av disse om bord på et forsyningskip. Videre ble det registrert flere alvorlige uønskede hendelser ved bruk av løfteinnretninger.

Bruk av løfteinnretninger og løfteredskap innebærer i sin natur et stort farepotensial. Oljedirektoratet sendte i 1995 ut en sikkerhetsmelding som omhandler sikkerhet ved kranoperasjoner.

Oljedirektoratet har registrert at operatørselskapene fokuserer på hendelser som inntreffer ved bruk av løfteinnretninger, og analyserer de bakenforliggende årsakene til hendelsene. Direktoratet mener at selskapene ved systematisk og målrettet arbeid vil kunne oppnå betydelig reduksjon av antallet slike hendelser, og vil følge opp selskapenes aktiviteter gjennom tilsynet i 1996.

3.14 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

3.14.1 HYDROKARBONLEKKASJER

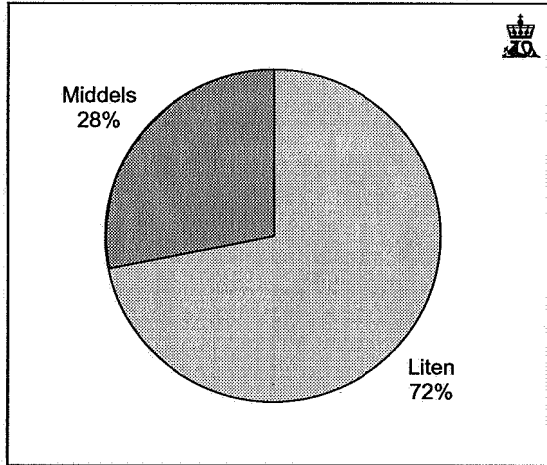
Oljedirektoratet har mottatt rapport om 120 hydrokarbonlekkasjer i 1995, mot 124 i 1994. Ingen av de innrapporterte hydrokarbonlekkasjene er blitt vurdert som store. 28 % er vurdert som middels store gasslekkasjer, og de resterende 72 % som små.

Oljedirektoratet mener operatørselskapene nå viser stor åpenhet om hendelser av denne typen, og villigheten til å rapportere lekkasjene i samsvar med krav i regelverket synes nå å være god. Dette medfører at påliteligheten av tallmaterialet er blitt bedre. Flere av operatørselskapene benytter nå en felles database for å registrere hydrokarbonlekkasjer. Dette bidrar til at mer informasjon om årsakene til gasslekkasjer blir tilgjengelig for næringen og for myndighetene.

På grunn av det store skadepotensialet som er forbundet med ulykker med utgangspunkt i hydrokarbonlekkasjer, vil Oljedirektoratet som et satsingsområde i 1996, videreføre tilsynet med hvordan selskapene følger opp sine egne mål og styrer aktiviteter med sikte på å redusere antall gasslekkasjer og branner.

Figur 3.14.1.a viser hvordan hydrokarbonlekkasjene fordeler seg etter alvorlighetsgrad.

Figur 3.14.1.a
Fordeling av hydrokarbonlekkasjer etter alvorlighetsgrad



Tabell 3.14.1 viser hvor stor andel av hydrokarbonlekkasjene som er blitt detektert av gassdeteksjonssystemene. Tallene viser at deteksjonssystemene bare fanger opp en mindre del av det totale antall lekkasjer, forholdsvis flest i kategorien middels store.

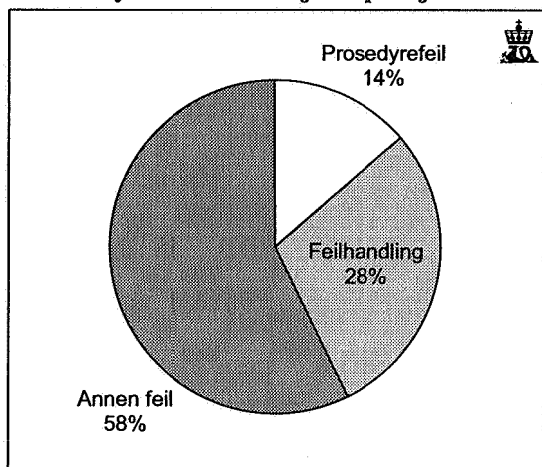
Tabell 3.14.1
Antall hydrokarbonlekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20 %	60 %
Liten	80	22	16	6
Middels	31	15	4	11

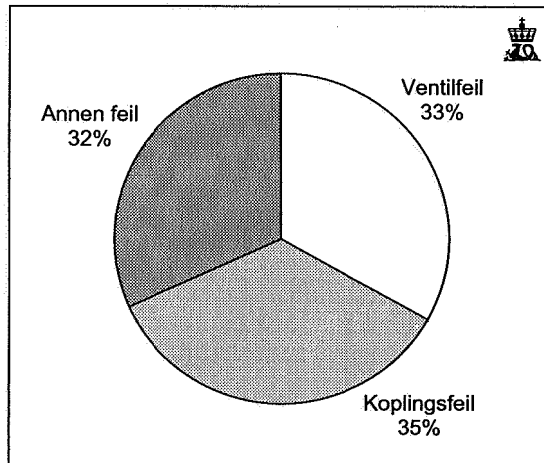
(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

Figurene 3.14.1.b og c gir en indikasjon på årsaker til lekkasjene. Ofte er det sammensatte årsaker bak en lekkasje. Inndelingen er basert på Oljedirektoratets vurdering av hvilke forhold som har vært mest betydningsfulle i de enkelte hendelsene.

Figur 3.14.1.b
Årsak til hydrokarbonlekkasjer - operasjonelle feil



Figur 3.14.1.c
Årsak til hydrokarbonlekkasjer - tekniske feil



3.14.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

Oljedirektoratet har registrert 18 branner i 1995, mot 38 i 1994 og 56 i 1993. Elektriske feil og/eller kortslutning var den hyppigste årsak til antennelse.

Tabell 3.14.2 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1995. Direktoratet konstaterer at tallene viser en klart synkende tendens, og tolker dette som et tegn på at utviklingen går i riktig retning.

Tabell 3.14.2
Årsaker til branner fordelt på størrelsesgrupper

Årsaksgruppe	Størrelsesgruppe		
	Liten	Middels	Stor
Sveisearbeid	2		
Høy overflatetemp., varmgang	1	3	
Elektrisk feil	5	2	
Andre årsaker	3	2	
Totalt	11	7	0

3.15 ELEKTRISKE ANLEGG

Sommeren 1994 ble det fra tre forskjellige innretninger under bygging rapportert at det var funnet sprekker i ytterkappen på en spesiell boreslambestandig kabel. Leverandøren satte straks i gang undersøkelser sammen med produsenten for å finne årsaken til sprekkdannelsen og om dette var et fenomen som var begrenset til disse innretninger eller om det var feil i materialet. Det ble etter et stort testprogram funnet at kablene som var levert hadde for lav ozonbestandighet, slik at det etter en viss tid oppsto sprekker i ytterkappen.

Leverandøren foretok en endring i sammensetningen av materialet i ytterkappen, og gjennomførte grundige tester før den nye blandingen ble satt i produksjon som ytterkappematerial for boreslambestendige kabler. Kabler med feil ble erstattet av leverandøren. Det er videre blitt fastslått at feilen var begrenset til den boreslambestendige kabeltypen, og altså ikke et problem for andre typer kabel som brukes på innretningene.

3.16 DYKKING

3.16.1 DYKKEAKTIVITET

I løpet av 1995 ble det foretatt 157 overflateorienterte dykk og 667 klokkeløp med til sammen 45 726 manntimer i metning på norsk sokkel og på norske rørledninger på utenlandsk sokkel som er underlagt norsk jurisdiksjon. Dette er omtrent en halvering både av overflateorientert dykking og metningsdykking i forhold til 1994.

Gjennomsnittlig klokkeløpstid for metningsdykking var i 1995 på 6,7 timer, som er omtrent det samme som i 1994. Gjennomsnittlig metningsperiode var 15,5 døgn, en økning på 1,6 døgn fra året før. Økningen skyldes at det vesentligste av metningsdykkingen har vært utført på relativt dypt vann, det vil si ned mot 180 meter. Gjennomsnittlig vanntid for overflateorientert dykking var på 1,3 timer. Dykkeoperasjonene har vært utført fra seks ulike fartøyer og innretninger (figur 3.16.1).

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Elf, Hydro, Phillips, Shell og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten. Dette arbeidet har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og stigerør, og til assistanse ved installasjon av strukturer. Deler av dykkeaktiviteten har vært gjennomført ned til 180 meter vanddyb.

3.16.2 OPPLÆRING AV DYKKERE

Statens dykkerskole og Norsk yrkesdykkerskole har til sammen utdannet 78 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1 av Oljedirektoratet. Det er ikke arrangert klokkekykkerkurs i 1995.

3.16.3 FORSKNING OG UTVIKLING

Oljedirektoratet har også i 1995 deltatt i styret for forskningsprogrammet OMEGA, og også i de forskjellige styringskomiteer som er etablert for delprosjekter innenfor OMEGA. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktivitet på dykkeområdet, og til at det blir opprettholdt en nær kontakt med næringen.

I november 1995 ble FUDT-seminaret gjennomført for siste gang i den form det er blitt holdt gjennom en årrekke. For fremtiden planlegges seminaret gjennomført som et felles seminar for både utaskjærs og innaskjærs dykking. Seminaret vil fortsatt sikte på internasjonal deltagelse.

Gjennom flere år har det pågått et utviklingsarbeide for å møte myndighetskrav som trer i kraft 1. januar 1996, vedrørende reservegass. Det pågår fortsatt arbeide på området, men det er verd å merke seg at Statoil og Shell nå har akseptert et fabrikat som tilfredsstillende nødvendige krav.

3.16.4 HARMONISERING AV REGELVERK INNENFOR DYKKING

Spørsmål i tilknytning som harmonisering av regelverk for dykking ble inngående diskutert under årets FUDT-seminar i Bergen. Her framkom det et utbredt ønske om harmonisering, både innenlands og på internasjonal basis. Det er også gjennomført møte med britiske myndigheter for å diskutere muligheter for slik harmonisering.

Figur 3.16.1
Dykkeoperasjoner i 1995

Operatør	Fartøy/innretning	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
ELF	NORMAN TRYM SEMI II								■	■			
HYDRO	SEMI II									■	■		
PHILLIPS	PELICAN VIKING TROLL						■	■					
SAGA	SEMI II									■			
SHELL	SEMI II					■	■		■			■	
STATOIL	SEMI II REGALIA NORMAN MJØLN					■			■	■			

4. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

Innledning

Miljøspørsmål har etter hvert fått en sentral plass i utforming av energipolitikken. For petroleumsvirksomheten innebærer dette en betydelig innsats forbundet med tiltak for å forhindre og begrense miljøskader som følge av virksomheten. Kostnadene knyttet til miljøtiltak kan tilta og bidra til redusert lønnsomhet på norsk sokkel, om ikke både industrien og myndighetene forholder seg til problemstillingene på en systematisk og gjennomtenkt måte.

Hensynet til miljøet ivaretas som en integrert del av Oljedirektoratets samlede arbeid for å bidra til en forsvarelig forvaltning av norske petroleumsressurser. Oljedirektoratets innsats for vern av miljøet er således rettet mot forebyggende tiltak for å forhindre og begrense forurensningsskader.

Hovedaktiviteter i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, utredninger, tilsyn, samarbeid med andre myndigheter og informasjon. Disse oppgavene står totalt sett for en vesentlig del av direktoratets samlede ressursbruk.

4.1 RAMMESETTENDE VIRKSOMHET

I 1995 har Oljedirektoratet videreført aktiviteter på en rekke områder innenfor rammesettende virksomhet som har betydning for beskyttelse av ytre miljø.

Dette omfatter blant annet oppfølging av de vilkår som er satt med hensyn til miljø i stortingsproposisjoner og -meldinger knyttet til åpning av nye områder for petroleumsaktivitet, utbyggingssaker og samtykke-søknader.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Statens forurensningstilsyn bistått Nærings- og energidepartementet i dets arbeid med utkast til nasjonale handlingsplaner for reduksjon av sur nedbør og klimagasser. Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har i fellesskap vært ansvarlig for å utarbeide og vurdere ulike tiltak for

petroleumsvirksomheten. Tiltakene har omfattet mulighetene for å redusere forurensende utslipp til luft fra energiproduksjon, fakkell, kaldventilering, bøyelasting og terminallasting samt formasjonstesting. Arbeidet med de nasjonale handlingsplanene er ennå ikke slutført, og vil fortsette i 1996.

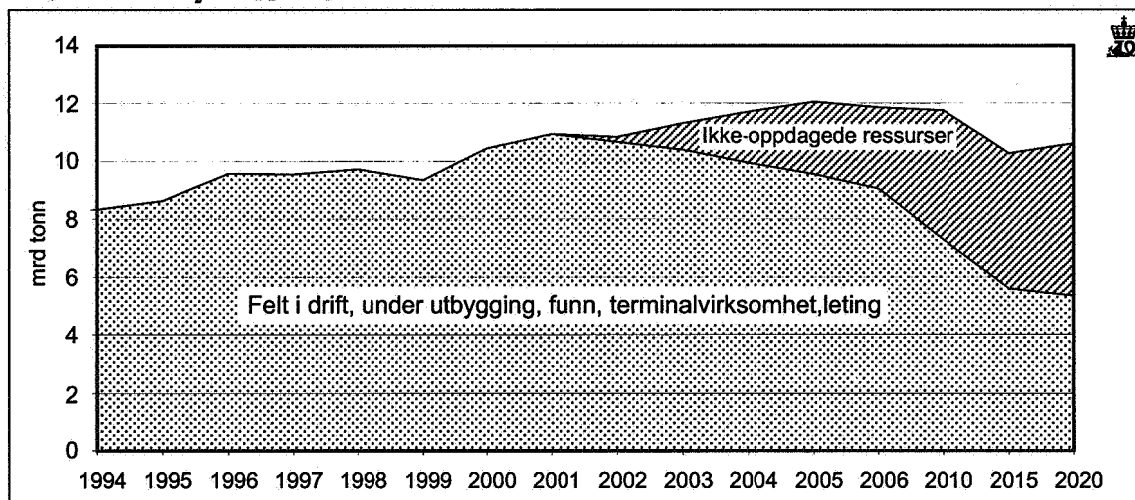
Det er utarbeidet nye prognoser for utslipp av CO₂, NOx, VOC (flyktige organiske forbindelser) og metan fra petroleumsvirksomheten. Disse prognosene er blitt utarbeidet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn. Prognoser er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler slik at nasjonale og internasjonale miljøforpliktelser kan følges opp. Utarbeidelse av prognoser inngår også som en viktig del av arbeidet med nasjonale handlingsplaner for reduksjon av sur nedbør og klimagasser. Figur 4.1 viser direktoratets prognose for CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten i perioden 1995 til 2020. Utslipp fra aktiviteter som i dag ikke er avgiftsbelagt er også inkludert i prognosen.

I forbindelse med oppfølging av NORSOK-arbeidet har Oljedirektoratet deltatt som observatør i en arbeidsgruppe som har utredet felles kriterier for valg av type boreslam, med hensyn til forhold av betydning for sikkerhet, arbeidsmiljø og ytre miljø.

I forbindelse med etablering av MILJØSOK, er Oljedirektoratet representert i styringsgruppen og i arbeidsgruppe 3, tekniske/økonomiske handlingsalternativer på sokkelen, jf kap 5.1. Gjennom dette arbeidet bidrar Oljedirektoratet til å påvirke de arbeidsoppgaver som skal prioriteres for å oppnå mer kostnadseffektive løsninger på miljøutfordringene for norsk sokkel.

Oljedirektoratet har deltatt sammen med Nærings- og energidepartementet i diskusjoner med operatørselskapene i forbindelse med konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift og planer for anlegg og drift. Direktoratet har i sine vurderinger av plan for utbygging og drift ved nye utbygginger, fokusert på mulighetene for å ta i bruk utslippsreducerende teknologi.

Figur 4.1
Prognoser for CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten



4.2 TILSYN MED OPERATØR-SELSKAPENE

I stor grad har tilsyn med operatørselskapenes aktiviteter knyttet til miljøtiltak vært gjennomført som en integrert del av tilsyn innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Tilsynsvirksomheten er orientert mot selskapenes interne styringssystemer, som på en systematisk måte skal sikre at virksomheten gjennom alle faser blir planlagt og gjennomført i samsvar med myndighetskrav og selskapenes egne mål og akseptkriterier.

Oljedirektoratet har i 1995 videreført en intern utredning vedrørende regelverkskrav til operatørens tiltak for å hindre miljøskade ved planlegging av boreoperasjoner generelt og i miljøfølsomme områder spesielt. Direktoratet har i denne sammenheng sluttført vurderingen av en modell for analyse av risiko for akutte oljeutslipp til sjø som følge av en utblåsning, som flere operatørselskaper har utviklet i fellesskap. Denne modellen anses å være et godt utgangspunkt for å ivareta Oljedirektoratets regelverkskrav.

Det ble videre gjennomført en systemrevisjon i samarbeid med SFT for å vurdere Phillips planlegging av Ekofisk II-prosjektet med hensyn til utvikling av tekniske løsninger som kan redusere utslipp til sjøen.

Oppfølging av industriens utfasing av haloner som brannsløkningsmiddel er videreført i 1995. Oljedirektoratet er tilfreds med selskapenes framdrift i dette arbeidet.

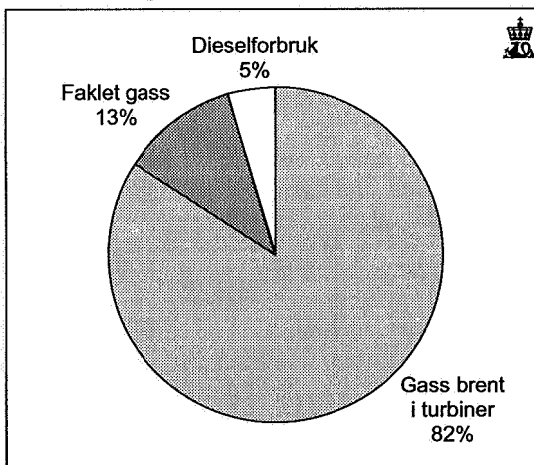
4.3 CO₂-AVGIFTEN

Oljedirektoratet har fra 1. januar 1991 på vegne av Finansdepartementet vært tillagt ansvaret for håndheving av loven om CO₂-avgift på norsk sokkel. Foruten å stå for selve innkrevingen av avgiften, føres det også tilsyn med måleutstyr for brensel- og fakkeltgassmåling.

Oljedirektoratet behandler også klagesaker og andre juridiske problemstillinger som har sammenheng med CO₂-avgiften. Videre foretar direktoratet en løpende vurdering av avgiftens virkning. I dette arbeidet er det lagt opp til årlige møter med operatørselskapene, samt analyser av tallmaterialet som innrapporteres til myndighetene.

I 1995 har avgiftssatsen vært 83 øre per Sm³ naturgass og 83 øre per liter olje eller kondensat. De totale CO₂-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet i 1995 var 7,5 millioner tonn. Dette representerer en økning i utslippene av CO₂ på 0,2 mill tonn i forhold til 1994. Figur 4.3 viser hvordan utslippene fordeler seg på kilder. Det har vært en økning i bruk av naturgass både til fakling og til brensel, samt økt forbruk av diesellolje. Økningen i CO₂-utslipp har likevel vært mindre enn økningen i petroleumsproduksjonen, og dette viser en utvikling mot en mer energiøkonomisk olje- og gassproduksjon.

Figur 4.3
Kilder til CO₂-utslipp



4.4 TEKNOLOGIUTVIKLING

Petroleumsloven og de underliggende forskriftene setter krav til tekniske løsninger og aktiviteter, men også krav til at sikkerhet og teknologien blir kontinuerlig videreutviklet i samsvar med den teknologiske utvikling og utviklingen i samfunnet for øvrig. Oljedirektoratet følger opp dette på en lang rekke områder. I 1995 har det vært rettet oppmerksomhet mot:

- utvikling av teknologi for redusert utslipp av flyktige organisk komponenter (VOC) i forbindelse med olje- og gassutvinning.
- utvikling av bedre rensemetoder for produsert vann og utvikling av nye metoder for måling av utslipp fra produsert vann i henhold til internasjonale standarder.
- utvikling av teknologi for reduserte utslipp av NO_x ved forbrenning.
- forskning og utvikling av mer energieffektiv teknologi for olje- og gassproduksjon.
- redusert behovet for brenning av gass (fakling) under produksjon og i forbindelse med brønntesting, utvikling og bruk av nye typer boreslam, og arbeid for å fjerne eller minimalisere bruk av oljebasert boreslam,
- ulike metoder for behandling og lagring av oljeforurenset borekaks,
- mer effektive dreneringssystemer,
- nye brannsløkningsmidler i forbindelse med utfasing av haloner,
- bruk og håndtering av biocider, korrosjonsinhibitorer, tungmetaller og lavradioaktivt materiale.

4.5 ANNEN MILJØRETTET VIRKSOMHET

Oljedirektoratet deltar i en rekke nasjonale og internasjonale fora som arbeider med beskyttelse av miljøet. Med denne virksomheten ønsker en både å påvirke slike fora og organer i ønsket retning samt å bygge opp den kompetansen direktoratet trenger for å ivareta sitt ansvar på dette området. I 1995 har Oljedirektoratet blant annet deltatt i:

- Aksjonsutvalget (AKU)
- International Maritime Organization (IMO)
- North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)
- Standardiseringsorganisasjonene CEN og ISO

Oljedirektoratet har siden 1992 deltatt i fagutvalget for Norsk forskningsråds forskningsprogram MUST. MUST er et program for miljøvennlig og lønnsom utbygging av små petroleumsfelt.

Direktoratet forestår også administrasjon og gjennomføring av en årlig opprydding av havbunnen i Nordsjøen. I 1995 har denne aktiviteten hatt et budsjett på ca 4,6 millioner kroner.

4.6 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 petroleumsløven, herunder koordinering i forbindelse samtykker og utslippstillatelser. Direktoratet forestår tilsynet med operatørens systematiske tiltak for å ivareta kravene i forskrift om rettighets-havers internkontroll samt risikoanalyse- og beredskapsforskriften, som alle er felles for de to etatene. Den koordinerende rollen som er tillagt Oljedirektoratet, innebærer at direktoratet vurderer de kostnads- og sikkerhetsmessige sider ved mulige tiltak fra miljøvernmyndighetenes side som har betydning for petroleumsvirksomheten.

Videre arbeider Oljedirektoratet i samarbeid med Statens forurensningstilsyn med å påvirke industrien til erfaringsoverføring i miljøspørsmål. Siktemålet med dette engasjementet er å bidra til utvikling av løsninger som er effektive og gir best mulig økonomi.

I 1995 gjennomførte Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn i fellesskap øvelse MYNDEX, som har til hensikt å sikre en koordinert og effektiv handlemåte ved ivaretagelse av statens ansvar og oppgaver ved fare- og ulykkessituasjoner som berører de to etater. En slik øvelse vil som hovedregel bli gjennomført årlig framover. Øvelsen i 1995 fokuserte på forhold i forbindelse med drivende gjenstand, problemer med oljebrønn som kan føre til utblåsning og trussel mot oljerørledning.

5. Spesielle prosjekter

5.1 NORSOK - INTSOK - MILJØSOK

Oljedirektoratets oppfølging av NORSOK, INTSOK og MILJØSOK har vært organisert som interne prosjekter med representasjon fra store deler av organisasjonen. På denne måte er det sikret at nye ideer og initiativ raskt er kommet ut til de ulike enheter og saksbehandlere.

I sluttrapportene fra NORSOK (NORSK SOKkels Konkurransesposisjon) ble det presentert totalt 165 anbefalinger til tiltak som ville kunne gjøre petroleumsaktiviteten på norsk sokkel mer lønnsom. De aller fleste av disse anbefalinger er i dag iverksatt av industrien og myndighetene eller er i ferd med å iverksettes.

Gjennom nye feltutbyggingsplaner og budsjetter for drift av feltinstallasjoner har Oljedirektoratet fått klare indikasjoner på at målsettingen om en 30 - 50 % kostnadsreduksjon innen 5 år langt på vei er oppnådd.

NORSOK-prosessen innebærer en dyptgripende kulturforandring for petroleumsindustrien med omfattende omstillings- og lærebehov. Det er bred enighet om dette og om de innsatsområder bransjen må konsentrere seg om. De åtte innsatsområder som har pekt seg ut kalles NORSOK suksessfaktorer : Verdiskapning - Forenkling - Helhet - Læring - Standardisering - Samspill - Åpenhet - Mot.

Oljedirektoratet deltar aktivt i dette arbeidet og bidrar til prosessen ved å foreta endringer og forenklinger i regelverket tilpasset bruken av nye prosjektgjennomføringsmodeller og ved å utnytte internasjonale standarder, jf kap 3.2. En tettere dialog med aktørene i en tidlig fase sørger også for at en smidig og rask saksbehandling blir mulig.

Oljedirektoratet forsøker også å ta initiativ overfor industrien for å få i gang forenklings- og samarbeidsprosesser som kan redusere kostnader, gi bedre data eller analysemetoder eller gi økt ressursutnyttelse. DISKOS-prosjektet for felles lagring av petrofysiske data (jf kap 5.2.5), det nye forskningsprosjektet FORCE for forbedret ressursutnyttelse (jf kap 5.2.1), leteteknologi samarbeidsprosjektet mellom de norske oljeselskapene og Oljedirektoratet og ekstern referansegruppe for regelverksutvikling er eksempler på slike initiativ.

I kjølvannet av NORSOK arbeidet etablerte man i 1995 INTSOK (INTernasjonalisering av norsk SOKkelvirksomhet) etter samme samarbeidsmodell mellom oljeselskapene, leverandørindustrien, interesseorganisasjoner og myndighetene.

Målsettingen for INTSOK er å styrke det langsiktige grunnlaget for verdiskapning og sysselsetting i norsk oljeindustri gjennom fokusert internasjonal virksomhet med utgangspunkt i konkurransekraft utviklet på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet er engasjert i INTSOK-prosessen gjennom deltakelse i styringsgruppen og på arbeidsgruppenivå. Vi ser spesielt muligheten av å kunne benytte på en mer systematisert måte Oljedirektoratets internasjonale kontaktnett som en effektiv døråpner for

norsk industri i mange markeder. Oljedirektoratet yter petroleumsfaglig bistand gjennom NORAD til en rekke land og organisasjoner, hovedsakelig i Asia og Afrika, jf kap 6.1. Et resultat av dette arbeidet er at sentrale beslutningstakere i disse land eksponeres overfor norske petroleumsmiljøer og øker muligheten for senere kommersielle engasjementer.

Oljedirektoratet har også bilaterale samarbeidsavtaler med organisasjoner innen petroleumsforsvaltning i en rekke land. Ved delegasjonsbesøk i Norge er besøk hos norske oljeselskaper eller norsk leverandørindustri vanligvis faste poster på programmet.

PETRAD, som er en stiftelse eiet av Oljedirektoratet og NORAD, arrangerer en rekke kurs og seminarer om petroleumsforsvaltning og administrasjon for topp- og mellomledere i utviklingsland og i Russland/SUS, jf kap 6.2. Siden starten i 1989 har nærmere 3000 deltakere fra 60 land deltatt på PETRAD-kurs og seminarer hvor foreleserne kommer fra det norske private og offentlige petroleumsmiljøet.

Det tredje initiativ etter mal av NORSOK kalles MILJØSOK (MILJØutfordringer for norsk SOKkelvirksomhet.) Oljedirektoratet deltar også på dette området og håper å kunne bidra aktivt i prosessen på grunnlag av den miljøekspertise som er bygget opp i direktoratet de siste år, jf kap 4. MILJØSOK har som målsetting å kartlegge norsk petroleumssektor i et globalt miljøperspektiv, evaluere virkemidler i klima- og miljøpolitikken og å utrede teknisk/økonomiske handlingsalternativer på sokkelen.

De miljømessige krav som historisk har vært stilt til petroleumsvirksomheten på norsk sokkel har ført til teknologiske innovasjoner og utvikling av gode operasjonelle prosedyrer som har ført til at petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i dag står miljømessig på topp i internasjonal sammenheng. Det synes klart at tilgang på gode miljøteknologiske løsninger, og tradisjon for bruk av slike, er et sterkt konkurransefortrinn for aktørene innen norsk petroleumsvirksomhet i mange markeder.

Vi står imidlertid fortsatt overfor store miljømessige utfordringer på norsk sokkel. De mest kostnadseffektive løsninger kan sannsynligvis best utvikles i et nært samarbeid mellom det offentlige, industrien og andre berørte parter, slik MILJØSOK legger opp til.

5.2 PROSJEKTER INNENFOR RESSURSFORVALTNING

5.2.1 FORCE

Oljedirektoratet inviterte i 1995 oljeselskapene til et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor økt oljeutvinning. FORCE, «Forum for Reservoir Characterisation and Reservoir Engineering» er organisert med et styre bestående av representanter fra 17 oljesel-

skap, Norges Forskningsråd og Oljedirektoratet. Sekretariatet er lagt til Oljedirektoratet.

Målet med FORCE er å skape et forum hvor medlemmene kan fokusere på konkrete problemstillinger innenfor økt oljeutvinning og forsvarlig ressursutnyttelse, med fokus på anvendelse og demonstrasjon av metoder og verktøy. Kommunikasjonen mot FoU-institutter, universiteter og konsulenter om selskapenes konkrete behov innenfor ulike tema, foregår først og fremst gjennom flere «Problem Defining Workshops». På bakgrunn av disse og gjennom diskusjoner i mindre arbeidsgrupper, vil konkrete prosjekter bli definert.

Den første «Problem Defining Workshop» ble holdt i Oljedirektoratet i november, hvor nærings- og energiministerne også markerte åpningen av FORCE. For tiden arbeides det med prosjekter og prosjektforslag for problemstillinger knyttet til avanserte brønner, sprekker og forkastninger, mineral diagenese, modellering og bruk av seismikk til reservoarbeskrivelse.

5.2.2 PROFIT

Forskningsprogrammet PROFIT (Program for Research On Field Oriented Improved Recovery Technology) ble avsluttet med et seminar i Oljedirektoratet 25. - 26. april 1995. Programmet har bidratt til økt oljeutvinning, blant annet ved forbedrede metoder og forbedret modellering- og prediksjonsverktøy innenfor reservoarkarakterisering og nærbrønnstrømning.

Programmet ble nærmere omtalt i årsberetningen for 1994. Ved programmets avslutning ble det laget en bok som gir et sammendrag fra hvert av programmets 24 prosjekt. Denne boka selges fra Oljedirektoratet for kr 250,- per eksemplar.

5.2.3 RUTH

RUTH (Reservoir Utnyttelse ved avansert Teknologisk Hjelp) er et forskningsprogram for økt oljeutvinning i regi av Norges forskningsråd. Programmet startet i 1992 og forskningen ble avsluttet i 1995.

Programledelsen har vært lagt til Oljedirektoratet, og Oljedirektoratet har også vært representert i RUTHs styre og i tekniske rådgivningskomiteer.

RUTHs hovedmålsetting har vært å bidra til å øke oljeutvinningen fra sandsteins- og krittreservoar på norsk sokkel med 300 millioner Sm³. I tillegg har det vært en målsetting å ivareta myndighetenes langsiktige forskningsbehov innenfor økt oljeutvinning samt å styrke og videreutvikle norske forskningsmiljø som oljeselskapene kan dra nytte av.

Totalbudsjettet har vært på ca 105 millioner kr. Av dette har staten (Norges forskningsråd) bidratt med 55 millioner kroner. 50 millioner kroner har kommet fra 18 deltakende oljeselskap. I 1995 ble det utført forskning for 23,6 millioner kroner.

RUTH har vært organisert i seks delprogram, som vist nedenfor, svarende til seks utvinningsmetoder for økt oljeutvinning.

RF - Rogalandsforskning og IKU Petroleumsforskning

Del program:	Ansvarlig:
Gassfløming	IKU Petroleumsforskning
Kombinert gass/vann injeksjon	IKU Petroleumsforskning
Bruk av skum	RF / IKU
Bruk av polymer-gel	RF - Rogalandsforskning
Bruk av surfaktanter	RF - Rogalandsforskning
Mikrobielle metoder	RF - Rogalandsforskning

har hatt hovedansvar for gjennomføringen av delprogrammene, men det har vært etablert samarbeid med en rekke andre norske forskningsmiljø. Det har også vært samarbeid med forskningsinstitusjoner blant annet i USA, Frankrike, England og Russland.

Det har vært gjennomført i alt 32 prosjekt, og de fleste av disse har nådd de mål som ble satt. Forskningen som er utført reflekterer en høy faglig standard. Dette illustreres blant annet ved at mer enn 40 "papers" og foredrag fra programmet er blitt antatt ved internasjonale konferanser eller i faglige tidsskrift.

Samarbeid med operatørselskapene om planlegging og evaluering av feltpilotprosjekt for å kvalifisere de nye metodene har vært en viktig side ved programmet. Egne prosjekt har vært dedikert for dette innenfor alternerende vann/gass injeksjon (VAG), bruk av skum og bruk av polymer-gel. Som et ledd i dette samarbeidet har det vært etablert egne "Pilot Task Force Groups" og forskere har i tillegg vært utplassert i operatørens prosjektorganisasjon. I løpet av RUTHs programperiode har det på norsk sokkel vært etablert en pilotaktivitet innenfor de tre ovennevnte metoder. RUTH var særlig involvert i evaluering av tre piloter: Skum-pilot på Oseberg, VAG-piloter på Brage og Snorre.

I regi av RUTH har det vært arrangert internasjonale "workshops" og et årlig seminar i Oljedirektoratet hvor programmets resultat har vært presentert og diskutert. Det lyktes i dette programmet å få til et konstruktivt samarbeid mellom Norges forskningsråd, Oljedirektoratet, de norske forskningsmiljøene og de deltakende oljeselskapene.

Ved avslutningen av programmet arbeides det med en bok som vil gi et sammendrag av hovedresultatene fra hvert prosjekt. Denne vil bli solgt fra Oljedirektoratet for kr 250,- per eksemplar.

RUTH blir avsluttet med et seminar i Oljedirektoratet 6. - 7. mai 1996 hvor hovedresultatene fra det fireårige forskningsprogrammet blir presentert.

5.2.4 "JOINT CHALK RESEARCH"

Forskningsprogrammet som er et felles kritt-forskningsprogram, startet i 1982 etter initiativ fra norske og danske myndigheter. Målet var å bedre kunnskapen om reservoaroppførselen ved produksjon fra krittfeltene i Nordsjøen. I perioden 1982 til 1992 ble det gjennomført tre faser av programmet og brukt 43 millioner kroner.

En fjerde fase (1994-1996) pågår ved et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Energistyrelsen i Danmark og 7 oljeselskap. Denne fasen har en økonomisk ramme på 17,5 millioner kroner og fokuserer særlig på følgende tema:

- Karakterisering av krittbergarter og sprekker
- Mekaniske egenskaper av krittbergarter
- Effekt av vanninjeksjon

I ett av de sju prosjektene er det utarbeidet en oversikt over resultatene fra de tre foregående fasene i programmet, samt resultater av annen krittforskning utført de siste ti år. Dette ble fullført i 1995 og ble gitt ut i bokform ved Rogalandsforskning.

Programmet administreres av Amoco, og styringskomiteen blir ledet vekselvis av Energistyrelsen og Oljedirektoratet. Ledelsen innehas nå av Oljedirektoratet.

5.2.5 DISKOS

Prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet om systemutvikling og drift av en felles database for petrotekniske data. Mot slutten av 1994 ble det også undertegnet en avtale med Mobil Exploration om å tre inn i samarbeidet. IBM EPAC, Stavanger, har utviklet programvaren, og er nå i gang med videreutvikling og lansering av versjon 2 i 1996.

Det ble etablert et nytt driftsselskap, PetroData AS, for å operere databasen, samtidig som de øvrige oljeselskapene ble invitert som deltakere i DISKOS-gruppen. I dag er det totalt 13 medlemmer i DISKOS-gruppen, hvorav åtte er selskaper som tegnet seg for medlemskap i 1995.

Samarbeidet ledes av Oljedirektoratet og alle selskapene i DISKOS-gruppen er knyttet opp mot databasen og har elektronisk tilgang til dataene. Tilgjengeligheten til dataene styres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått, og kostnadene for drift og utvikling deles mellom brukerne av systemet.

Loggeprosjektet

Loggeprosjektet eller det såkalte «High Quality Log Data Project», ble avsluttet i 1995. Totalt ble 750 letebrønner repressert og resultatene ble distribuert til 16 oljeselskap. Oljedirektoratet var prosjektleder og kvalitetssikrer, mens prosesseringen ble utført av Simon/Robertson. Alle data fra prosjektet vil bli lagret i DISKOS databasen.

Geofysiske logger

Oljedirektoratet startet i 1995 arbeidet med å prosessere hastighetslogger, retnings- og check-shot data for alle letebrønnene på sokkelen. Dataene vil være tilgjengelige for oljeselskapene i løpet av 1996, og vil bli lagret i DISKOS databasen.

5.2.6 ETABLERING AV NORSKE GEOKJEMISKE STANDARDPRØVER FOR OLJE- OG KILDEBERGARTSANALYSER

Dette prosjektet ble startet i 1994 for å etablere standardprøver som sikrer en bedre kalibrering i forbindelse med organisk geokjemiske analyser. Det er samlet inn henholdsvis 200 kg og 400 kg organisk rike kildebergartsprøver fra Yorkshire og Svalbard, samt ca 1000 liter olje fra Osebergfeltet. Disse prøvene er sendt ut til rundt 50

laboratorier i hele verden for kalibrering. Opprettelsen av standarder forventes å ha en positiv innvirkning på den interne kvalitetskontrollen i laboratoriene, øke sammenlignbarheten mellom data fra ulike laboratorier og fungere som kvalitetskontroll av analyser som utføres. Resultatet av dette arbeidet vil bli gjort tilgjengelig for industrien i 1996. Dette har vært et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Saga, Norsk Hydro og Statoil.

5.2.7 NOMENKLATUR FOR STRUKTURELEMENTER I NORSKEHAVET

Oljedirektoratet har i 1995 publisert ny nomenklatur over strukturelementene i Norskehavsregionen. Formålet med arbeidet har vært å etablere en formell definisjon av og navnsetting på strukturelle hovedelementer i den hensikt å ha en felles referanse i forbindelse med geologisk arbeid og publikasjoner. Dette arbeidet har pågått over flere år, hovedsakelig på grunn av at en har fått en økende forståelse av det geologiske rammeverket som følge av at den seismiske datadekningen og geologiske kontroll er blitt bedre med årene. Det siste gjelder spesielt for de nye leteområdene i Vøring- og Mørebasen som er i fokus for 15. tildelingsrunde. Arbeidet har vært gjennomført i samarbeid med Norsk Hydro a.s., Statoil, Saga Petroleum a.s. og Universitetet i Oslo. Kart og profiler som er publisert finnes også tilgjengelig på digitalt format.

5.2.8 GEOLOGISK FELTARBEID PÅ SVALBARD

Oljedirektoratet har i samarbeid med Norsk Hydro a.s., Statoil og Saga Petroleum a.s. gjennomført geologisk feltarbeid på Hopen, Edgeøya, Wilhelmsøya, Barentsøya og Sørkapp. Formålet med dette arbeidet er å bruke feltanaloger fra Svalbard for å støtte opp om den geologiske tolkningen av den nordlige del av sokkelen i Barentshavet. I det strukturelt kompliserte Sørkappområdet er arbeidet fokusert på lagrekken fra sen perm til tertiær alder, mens på de øvrige lokasjonene er blotninger av tidlig trias til sen jura alder blitt studert.

Det ble totalt samlet inn omkring 800 steinprøver som skal benyttes til videre analysearbeid. Totalt 6800 meter fordelt på 36 vertikale profiler er logget. Arbeidet vil bli ferdigstilt i 1998.

5.2.9 PALEOTEKTONIKK PÅ LAND LANGS NORSKEKYSTEN

Prosjektet er etablert for å studere forkastningsbrekksjer fra utvalgte områder på land langs norskekysten i Sør-Norge for å korrelere disse med viktige forkastningssoner som kan følges på seismikk fra sokkelen. Resultatene fra disse undersøkelsene vil brukes til å lage en komplett geologisk utviklingsmodell for store tektoniske soner som er viktige for den geodynamiske bassengutviklingen på viktige deler av sokkelen. Studiet vil gi viktig informa-

sjon om sen-paleozoisk og kenozoisk tektonikk og bassengutvikling og brukes i arbeidet med å forstå lete-modeller i den østlige delen av Nordsjøen og Skagerrak.

5.2.10 BIOSTRATIGRAFISKE STUDIER UTFØRT VED OLJEDIREKTORATETS LABORATORIUM

Geologisk prøveinnsamling fra øvre kritt lagrekken i Sør-England

Avsetningene i Compton Bay- området på Isle of Wight inneholder et av Nord-Europas mest komplette cenoman-turon intervaller. Avsetninger av tilsvarende alder forventes å være reservoarintervall i store deler av Norskehavet. Detaljert biostratigrafisk kjennskap til fossilproduktive, komplette intervaller som det en finner på Isle of Wight er viktig med henblikk på aldersdatering og korrelering i nye områder i Vøring- og Møre-bassenget. I 1995 ble det samlet inn et tett prøvenett fra Compton Bay-området til palynologisk analyse. Oljedirektoratets biostratigrafiske laboratorium vil preparere og analysere disse prøvene i 1996. Prosjektet er i samarbeid med Universitetet i Kingston.

Digitalisering av biostratigrafiske data

Prosjektet har gått ut på å bygge opp en digital database bestående av utolkete biostratigrafiske data fra letebrønner på norsk sokkel. Rådata er hentet direkte fra biostratigrafiske rapporter i form av fossil-utbredelsesdiagrammer. Det tas sikte på å sammenkoble denne databasen til DISKOS, slik at DISKOS-brukere vil ha tilgang til biostratigrafiske data fra frigitte letebrønner.

Dinium-Alpha: interaktiv dinoflagellat-morfologisk database

Dinium-Alpha er en Windows-basert database applikasjon som gi brukeren muligheten til å hente fram digitale fotomikrografier av dinoflagellatarter på grunnlag av søkbare morfologiske og stratigrafiske kriterier. Flere hundre morfologiske parametre er representert på et ikonografiske, palynologisk-intuitivt brukergrensesnitt. Målet med Dinium-Alpha er å øke nøyaktigheten av artsbestemmelser ved å fungere som et morfologisk analyse-verktøy.

Neogen utvikling av kontinentalmarginen utenfor Midt-Norge og Svalbard

Dette er et kombinert biostratigrafisk og seismostratigrafiske studie som har til hovedhensikt å undersøke stratigrafien i neogene og øvre paleogene sedimenter over hele kontinentalsokkelen. Prosjektet utføres i samarbeid med Universitetet i Bergen og vil bli avsluttet i 1996.

5.2.11 RESSURSRAPPORT

I februar 1995 utga Oljedirektoratet en ny ressursrapport. Denne inneholder en oversikt over det totale petroleumspotensialet på norsk kontinentalsokkel. Innholdet bygger på Oljedirektoratets ressursregnskap og en omfattende analyse av de uoppdagede petroleumssressursene som ble utført i 1994.

5.2.12 NYHETSBULETTIN OM ØKT OLJEUTVINNING

I 1995 ga Oljedirektoratet ut fire nummer av nyhetsbulletinen om økt oljeutvinning. ("The Norwegian Petroleum Directorate Newsletter on Improved Oil Recovery"). I tillegg ble det laget en spesialutgave til åpningen av FORCE. Dette er et ledd i Oljedirektoratets strategi for å spre informasjon om og bidra aktivt til å fremme realisering av lønnsomme prosjekt for økt oljeutvinning. Bulletinen vil informere blant annet om pågående forskning, pilotprosjekt på feltene for å prøve ut nye metoder og feltaktiviteter som bidrar til å øke utnyttelsesgraden. Bulletinen henvender seg ikke minst til beslutningstakere i operatørselskapene og vil formidle både faktisk informasjon og Oljedirektoratets synspunkt på hva som kan være riktige strategier og viktige satsingsområder.

Tema som ble tatt opp i 1995 var blant annet: Pilotprosjekt med alternerende vann/gass injeksjon (VAG), forskningsprogrammene PROFIT og SAFARI, FORCE, oppdatering av reserver på store felt og potensialet for økt utvinning.

Nyhetsbulletinen er lagt ut på Oljedirektoratets hjemmeside på Internett.

5.2.13 INTERNETT

Oljedirektoratet kom på Internett i 1995 med en hjemmeside. Det er lagt inn informasjon fra årsberetningen om petroleumssressurser på norsk sokkel, kart med felt og funn, stoff om sikkerhet og arbeidsmiljø og om informasjonstjenester. I tillegg er alle tidligere utgaver av IOR Newsletter lagt ut.

Tilbakemeldingene fra eksterne brukere har vært positive i den korte perioden siden har eksistert. I løpet av den første måneden var det ca 700 oppslag på siden, noe som forteller at Internett er et medium som også Oljedirektoratet kan benytte for å distribuere informasjon. Det blir fortløpende vurdert hvilke type informasjon det er hensiktsmessig for Oljedirektoratet å legge ut på Internett.

Siden kan hentes fra <http://www.npd.no> og er tilrettelagt både på norsk og engelsk.

5.3 PROSJEKTER INNENFOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Prosjekttittel	Utførende institusjon
Professorat i fysiologi (hyperbarmedisin)	Universitetet i Bergen / Oljedirektoratet
Konferanse om arbeidstakermedvirkning ved bemanningsendringer	Oljedirektoratet
Brønnvedlikehold - status og trender i forbindelse med utstyr og operasjoner	Maritime Well Service as og Odfjell Well Services as
Testprosedyre for jetbrann	Sintef - NBL
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)	NEK
Gass-sikkerhetsprogram 1993-96	CMR
Opplevd risiko og sikkerhet	Universitetet i Trondheim
Arbeidsmiljø for dykkere	NUTEC
Tekniske og operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner	Sintef
Deltakelse i OMEGA-programmet	NUTEC, Sintef
Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessanlegg	DNV
Vurdering av innvendige lekkasjer i nødavstengningsventiler i prosessanlegg	Liaaen Engineering A/S
Medlemskap i The Welding Institute (TWI)	The Welding Institute
Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)	Marine Technology Directorate
Høyfast betongs seighet ved spesialbelastninger	Sintef - FCB
Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten	Cranfield Institute of Technology
Korrosjonsbeskyttende belegg	Sintef - korrosjonssenteret
Pålitelighet av korroderte rørledninger	DNV - Veritec
"Ringing" i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten	DNV, NTH
Forum for forskning om stålmaterialer i Norge (Stålmat-forum)	Sintef
Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning	Veritec
Korrosjon i transportrørledninger	British Gas plc
Tøyningskriterier ved prosjektering av rørledningssystemer	Advanced Mechanics & Engineering Ltd.
Trykkprøving av rørledninger - vurdering av forskriftskrav	DNVI A/S
Revisjon av rørledningsforskriften	DNVI A/S
Retningslinjer for beregning av pålitelighet av bærende konstruksjoner	DNV Research
Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi	Oljedirektoratet
Internasjonal standardisering i petroleums-sektoren	Norsk Teknologistandardisering m fl
Vedlikeholdsstyring	Framatome, Sintef
Rekvalifisering av stålkonstruksjoner - fase 3	Sintef
Styring av samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter	Sintef

Professorat i fysiologi (hyperbarmedisin)

Oljedirektoratet finansierer en delstilling for en av sine medarbeidere som professor II ved Universitet i Bergen, knyttet til et forskningsprosjekt på området fysiologi. Prosjektet fokuserer på problemstillinger som væskebalanse, hyperbar fysiologi, temperaturregulering og søvn, som er forhold med klar relevans til sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Prosjektet er planlagt å vare til og med 1998, og resultater publiseres i

årlige statusrapporter og i norske og internasjonale fagtidsskrifter.

Konferanse om arbeidstakermedvirkning ved bemanningsendringer

Konferansen kom i stand som et direkte resultat fra et møte Oljedirektoratet hadde med arbeidstakerrepresentanter høsten 1994. På møtet ble det klart at arbeidstakermedvirkningen i de rasjonaliseringsprosesser som næringen gjennomgår, og spesielt når det gjelder bemanningsreduksjoner, ikke var god nok. Problem-

området var definert som et prioritert område for Oljedirektoratets tilsyn i 1995, og det var derfor naturlig for Oljedirektoratet å ta initiativ til en konferanse som et ytterligere tiltak på området.

Prosjektet har bestått i planlegging og gjennomføring av en konferanse hvor alle parter har fått gi innspill til forhold som er viktige å vurdere i forbindelse med fastsettelse av og endringer i bemanningen. I tillegg til å gi Oljedirektoratet anledning til å klargjøre direktoratets forventninger til industriens etterlevelse av krav til sikkerhets- og arbeidsmiljøvurderinger i forbindelse med slike prosesser, gav konferansen verdifulle tilbakemeldinger fra næringen. Det er utarbeidet en konferanserapport som vil bli lagt til grunn for en oppfølgingskonferanse i 1996.

Brønnvedlikehold - status og trender i forbindelse med utstyr og operasjoner

Prosjektet går ut på å etablere oversikt over status og trender innenfor utstyr og operasjoner relatert til brønnvedlikehold (kabel, kveilerør og trykkør). Prosjektet har gjennomgått Oljedirektoratets krav i forskrift om bore- og brønnaktiviteter med tilhørende veiledning. I denne sammenheng ble det arrangert et møte med representanter fra operatørselskap, entreprenørselskap og Oljedirektoratet for å innhente næringens vurderinger av hvordan forskriften dekker forhold relatert til brønnvedlikehold.

Prosjektet har også innhentet informasjon om operatørselskapenes interne rutiner, krav, og syn på aktuelle trender innenfor bore- og brønnaktiviteter.

I 1995 er det utarbeidet en delrapport som vil danne grunnlag for å vurdere behov for eventuell oppdatering av forskriftskrav. Arbeidet vil samtidig bli videreført med hensyn til relevante standarder for utstyr og operasjoner relatert til brønnvedlikehold samt utdyping av forhold knyttet til operasjoner mens brønnen er i underbalanse.

Testprosedyre for jetbrann

Antenning av en gasslekkasje fra et system under trykk kan skape en såkalt jetbrann, som kan bidra til at en brann får et særdeles dramatisk forløp, som f.eks. ved Piper Aulykken på britisk sokkel i 1988. Etter et initiativ fra Health and Safety Executive i Storbritannia, ble Oljedirektoratet i 1992 invitert til å delta i en arbeidsgruppe som hadde til oppgave å utarbeide en prosedyre for å bestemme motstandsdyktighet mot jetbrann hos passive materialer for brannbeskyttelse. Arbeidet resulterte i en felles britisk-norsk prosedyre for testing av slike materialer i jetbrann. Prosjektet har i 1995 fortsatt sitt arbeid med praktiske tester for å verifisere denne prosedyren og har i tillegg gjennomført tester for å undersøke om metoden kan utvides til også å omfatte isolasjonssystemer for rør. Prosjektet ble avsluttet i 1995.

Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité (NEK)

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet bidra til at forskriftene på elektroområdet utvikles løpende i takt med den teknologiske utvikling og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelsene på å etterkomme forpliktelser etter EØS-avtalen.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeidet når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

Gass-sikkerhetsprogram 1993-96

Christian Michelsens Institutt (CMI) gjennomførte i tidsrommet 1990 - 93 i samarbeid med oljeselskaper og myndighetsorganer i flere land, et omfattende forskningsprosjekt om gasssekspløsningsrisiko i moduler på innretninger i petroleumsvirksomheten. Prosjektet førte blant annet til at det ble utviklet en ny og bedre versjon av FLACS-koden, som er en modell som beskriver flammeaksellerasjon for beregning av eksplosjonsovertrykk i moduler. Det ble videre utviklet et pc-program for slike beregninger (MicroFLACS), samt en «Gasssekspløsningshåndbok».

Prosjektet påviste også områder hvor det var behov for videre forskning, og det nye fireårige program arbeider videre med problemstillinger på området gasssekspløsjoner i moduler på petroleumsinnretninger. Prosjektet har videre utviklet FLACS-koden for å muliggjøre beregning av trykkforplantning i moduler. I 1995 har prosjektet modellert effekten av sprinkler- og vannforstøvningsanlegg samt gassfortynning. Videre vil en ny 3D forbrenningsmodell bli tatt i bruk.

Opplevd risiko og sikkerhet

Prosjektet er en oppfølging av en studie som ble gjort i 1990 omkring arbeidstakeres egne vurderinger av trygghet mot å bli utsatt for skade som følge av potensielle risikokilder på innretningene og ved utføring av arbeidet. I 1994 ble det gjennomført en undersøkelse for å kartlegge eventuelle endringer i personellens vurderinger av risiko og sikkerhet over dette tidsrommet. Resultatene viser at tre av fire spurte føler seg rimelig trygge i sitt arbeid på innretningene til havs.

Et stort antall personer på innretningene har deltatt i undersøkelsen, som har gitt et verdifullt grunnlag for næringens og direktoratets videre arbeid med å ta stilling til konkrete tiltak og eventuell videre oppfølging av anbefalinger fra prosjektet. Arbeidet er videreført i 1995, ved at det ble foretatt en sammenligning med resultater fra en tilsvarende undersøkelse på britisk sokkel. Prosjektet ble avsluttet i 1995.

Arbeidsmiljø for dykkere

Gjennom prosjekter over flere år er det oppnådd resultater med betydelig nytteverdi på området arbeidsmiljø for dykkere. I 1995 er det fokusert på virkningsmekanismer for tap av kroppsvæske under hyperbare forhold, med hensikt å danne basis for utarbeidelse av prosedyre for å kompensere dette væsketapet. Prosjektet er en videreføring av et tidligere prosjekt i Oljedirektoratet som påviste til dels store væsketap hos enkelte dykkere under operasjonell dykking. Store væsketap kan redusere både den fysiske og mentale yteevne til dykkeren og kan dermed være en sikkerhetsrisiko.

Tekniske og operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner

Erfaringer har vist at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved undervannsoperasjoner som kan forbedres. Prosjektet har tidligere utredet problemområder som batterikapasitet for dykkelokke i nødsituasjon, nødtrening av dykkepersonell, dybdemonitering av dykker, dekompresjonstabeller for overflateorientert dykking, tap av kroppsvæske (dehydrering) og luftklokke-dykking.

I 1995 har prosjektet fokusert på teknisk-operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner, herunder tekniske krav som skal stilles til fartøy og utstyr som benyttes i forbindelse med såkalt «Flipper»-dykking (dykking fra mindre åpne båter som opererer ut fra et moderfartøy). Resultatene vil danne grunnlag for utarbeidelse av nødvendig veiledning til teknisk utstyr og operasjonelle prosedyrer som benyttes ved «Flipper»-dykking.

Deltakelse i OMEGA-programmet

Oljedirektoratet har tidligere deltatt i et forskningsprogram «Forsknings- og Utviklingsprosjekt i Dykketeknologi» (FUDT). Programmet er videreført i form av ALFA- og OMEGA-programmene, for henholdsvis grunnforskning og anvendt forskning og utvikling på området dykketeknologi og dykkemedisin.

Oljedirektoratet har i 1995 deltatt i OMEGA-programmet, som har omfattet en rekke delprosjekter på områder som arbeidsmiljø, trykkendringer, verktøy/utstyr og iverksetting av forskningsresultater. Deltakelsen i programmet gir Oljedirektoratet tilgang til resultater og påvirkningsmulighet på vesentlige deler av FoU-aktivitet i Norge innenfor dykketeknologi/-fysiologi.

Reduksjon av lekkasjer i flensforbindelser i prosessanlegg

Prosjektet er en videreføring av et arbeid som ble startet i 1992, med sikte på å oppnå optimale funksjonsbetingelser for konvensjonelle flensforbindelser, først og fremst for å bidra til reduksjon av antallet utilsiktede hydrokarbonlekkasjer. Prosjektet har som mål å utarbeide forslag til forbedringer både med hensyn til beregninger og til utførelse av arbeid med flensforbindelser.

I 1995 har prosjektet foretatt fullskalatesting i laboratorier for å verifisere beregningene fra utførte elementanalyser.

Vurdering av innvendige lekkasjer i nødavstengningsventiler i prosessanlegg

Prosjektet har sett på de krav og grenseverdier som operatørselskapene stiller til innvendig lekkasje i nødavstengningsventiler (i dette prosjektet seksjoneringsventiler), vurdert opp mot de minimumskrav som følger av forskrift og nasjonale og internasjonale standarder.

Prosjektet har i sin sluttrapport blant annet vurdert krav til vedlikehold av nødavstengningsventiler og til hva som kan aksepteres av interne lekkasjer i nødavstengningsventiler. Prosjektet ble avsluttet i 1995. Resultatet fra prosjektet vil blant annet bli brukt i forbindelse med videreutvikling av Oljedirektoratets forskrifter.

Medlemskap i The Welding Institute (TWI)

Oljedirektoratet har vært medlem av The Welding Institute (TWI) i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innenfor forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskapet gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om utviklingen innenfor material- og sveiseteknikk.

Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group (UEG) - en undergruppe under foreningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen gikk i 1989 inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene organisasjonen administrerer er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har vært til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskningsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i prosjekter om veiledning for design og analyser av flytende konstruksjoner, og om veiledning for risikoanalyse for offshore innretninger.

Høyfast betongs seighet ved spesialbelastninger

Prosjektet er en videreføring av et arbeide med å videreutvikle høyfast betong med høy seighet (duktilitet) for anvendelse i konstruksjoner som utsettes for spesielle påkjenninger som støt, trykksjokk, jordskjelv, varme og kulde. Utarbeidelse av spesifikasjoner for dimensjonering og konstruksjonsmessig utforming av høyfast betong som utsettes for spesielle påkjenninger har også inngått i prosjektet. I 1995 har prosjektet fokusert på laster forbundet med skipskollisjoner og fallende gjenstander.

Høyfaste stål i petroleumsvirksomheten

Prosjektet er en videreføring av et arbeide med å undersøke egenskapene til moderne høyfaste stål med hensyn til praktisk anvendelse i petroleumsvirksomheten til havs. Prosjektet utføres ved Cranfield Institute of Technology i Storbritannia, og har som mål å gjennomføre en grundig undersøkelse for å verifisere egenskaper til tilgjengelig tilsatsmateriale for sveising av stål. Prosjektet fokuserer på sveisbarhet, seighet, korrosjonsutmatting, følsomhet for hydrogenopptak samt egenskaper i Heat Affected Zone (HAZ). Prosjektet er planlagt å vare ut 1996 og har en samlet kostnadsramme på 1,4 millioner kroner.

Korrosjonsbeskyttende belegg

Designlevetiden for innretninger i petroleumsvirksomheten blir stadig lengre, og riktig materialvalg i kombinasjon med belegg er avgjørende for å kunne oppnå ønsket levetid. Hittil har forhold som påvirker katodisk avbinding og effekten av ulike former for overflatebehandling før maling blir påført, vært lite kartlagt. Det finnes heller ingen effektiv metode for akselerert testing av hvordan disse forhold påvirker sluttresultatet.

Prosjektet, som tar sikte på å gi svar på disse spørsmålene, planlegges å vare fram til 1998, med betydelig støtte fra operatørselskapene og leverandører av belegg.

Pålitelighet av korroderte rørledninger

Prosjektet er en videreføring av en første fase som utviklet nye formler for beregning av reststyrke i rørledninger, stigerør og strekkstag som er skadet eller innvendig korrodert. I fase to vil prosjektet videreutvikle formelverk som ble etablert i første fase, og knytte dette opp mot pålitelighetsanalyser. Gjennom arbeidet er det tilført verdifull kompetanse innenfor design av rørledninger. Erfaringene vil også kunne få betydning for regelverksutvikling på området, og for direktoratets tilsyn med slike skader.

«Ringning» i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten

Prosjektet er en videreføring av et arbeide som har som mål å komme fram til beregningsmodeller som beskriver de såkalte «ringing»-effektene som er observert ved modellforsøk av betongunderstell, slik at effekten kan beregnes på en forutsigbar og standardisert måte. Oljedirektoratet har satt i gang og bidrar til dette industri-finansierte prosjektet. Prosjektet har i 1995 gjennomført videre utvikling av analysemetoder og modellforsøk for å kunne forutsi ringing på konstruksjoner. Prosjektet ble avsluttet i 1995.

Forum for forskning om stålmaterialer i Norge (Stålmat-forum)

Prosjektet har som mål å være et samlende og koordinerende organ for stålrelatert FoU i Norge, med sikte på å videreutvikle regelverket, øke kvaliteten i tilsynet og gi best mulig rådgivning til sentrale myndigheter.

Prosjektet videreutvikler FoU-programmet som ble etablert gjennom Stålmat-prosjektet, starter opp rene industriprosjekter, initierer brukerstyrte prosjekter i regi av EUREKA, EF-programmene ol, koordinerer og formidler resultater fra prosjekter støttet av Forskningsrådet, sikrer forskningsbasis for dr.ing-utdanningen og utvikler felles strategi mellom Forskningsrådet og den stålrelaterte industrien.

Prosjektet tilfører Oljedirektoratet verdifulle erfaringer på området. Prosjektet har en samlet kostnadsramme på 1,2 millioner kroner og er planlagt å vare til og med 1996.

Armeringskorrosjon under dynamisk påkjenning

Oljedirektoratet har støttet dette prosjektet, som er finansiert av industri og myndigheter. Prosjektet ble igangsatt i 1993, og siktet på å kartlegge egenskaper ved lettbetong med hensyn til korrosjonsbeskyttelse og -bestandighet i marint miljø. Bedre kunnskaper på dette området er en betingelse for å kunne dra full nytte av den økende anvendelsen av lettbetong i konstruksjoner i petroleumsvirksomheten, ettersom det hittil er begrensede kunnskaper om langtidsegenskaper for lettbetong i marint miljø. Resultater fra prosjektet har ført til at Oljedirektoratet har gjennomført særskilte tilsynsaktiviteter på dette området. Prosjektet ble avsluttet i 1995.

Korrosjon i transportrørledninger

I de senere år er det erfart flere tilfeller av uventede, til dels kraftige korrosjonsangrep i transportrørledninger både for olje og for gass. De eksisterende beregnings-

modeller for vurdering av virkningen av korrosjon i rørledninger, er utviklet for stål med lav flytegrense. For nyere rørledninger som er konstruert av stål med høyere fasthet, kan eksisterende beregningsmodeller være for konservative.

Prosjektet vil foreta en grundig gjennomgang av eksisterende beregningsverktøy, og eventuelt utvikle nye beregningsmodeller som på en bedre måte kan vurdere virkningen av korrosjonsangrep på rørledningers styrke. Pålitelige beregninger vil bidra til å sikre maksimal kapasitetsutnyttelse i transportsystem som er angrepet av korrosjon. Prosjektet, som støttes av industri og myndigheter i Storbritannia, USA, Nederland og Norge, startet i 1994 og er planlagt avsluttet i 1996. Samlet kostnadsramme er ca 12,5 millioner kroner.

Tøyningskriterier ved prosjektering av rørledningssystemer

Formålet med prosjektet er å etablere den nødvendige basis for å kunne benytte tøyningskriterier ved prosjektering av rørledningssystemer. I prosjektet er det gjennomført materialforsøk for å finne ut hvordan materialegenskaper påvirkes av store tøyninger. Ut fra dette er det etablert analysemodeller. Prosjektet har også utarbeidet en metode som kan benyttes ved bruk av tøyningskriterier i forbindelse med prosjektering av rørledningssystemer.

Prosjektet, som startet i 1994, utgjør et nødvendig og viktig bidrag for Oljedirektoratet for å holde seg kompetansemessig à jour og derved følge og påvirke utviklingen innenfor området samt å få etablert det nødvendige grunnlag for å kunne oppdatere det aktuelle regelverk. Prosjektet avsluttes tidlig i 1996, og det vil bli utarbeidet en rapport som inneholder en komplett veiledning for bruk av tøyningskriterier ved prosjektering av rørledningssystemer.

Trykkprøving av rørledninger - vurdering av forskriftskrav

I prosjektet er det gjennomført en sammenligning mellom krav i Oljedirektoratets rørledningsforskrift med tilhørende veiledning, andre lands regelverk og anerkjente normer/standarder vedrørende trykkprøving av rørledningssystemer offshore. Gjennom dette arbeidet har prosjektet gitt en kort beskrivelse av de trykkprøvningsmetodene som benyttes i dag for både stive og fleksible rør. Det er videre foretatt en vurdering av om krav kan fravikes og hvilke minimumskrav som da må settes. Prosjektet har også vurdert alternative metoder til trykkprøving.

Prosjektet er avsluttet i 1995. Resultatene vil bli benyttet ved Oljedirektoratets behandling av søknader om samtykke til installering og i tilsynsaktiviteter rettet mot installeringsfasen.

Revisjon av rørledningsforskriften

Rørledningsforskriften med tilhørende veiledning trådte i kraft 1. juli 1990. Prosjektet er et forarbeid i forbindelse med revisjon av rørledningsforskriften. Oljedirektoratet har tilegnet seg egen erfaring med forskriften gjennom tilsyn og intern saksbehandling, men også gjennom kontakt med næringen og andre eksterne brukere. Målet for

prosjektet var å foreta en gjennomgang av forskriften og påpeke områder hvor det er behov for endringer, der en blant annet har tatt i betraktning forskningsresultater fra prosjekter som Oljedirektoratet har deltatt i og som vil være rammesettende for framtidige rørledningsstandarder. Prosjektet er avsluttet i 1995. Sluttrapporten som er utarbeidet vil danne grunnlaget for oppdateringen av forskriften.

Retningslinjer for beregning av pålitelighet av bærende konstruksjoner

Formålet med prosjektet har vært å etablere en retningslinje for beregning av pålitelighet av bærende konstruksjoner for faste og flytende innretninger offshore. Pålitelighetsanalyser har blitt brukt ved prosjektering på land, og Oljedirektoratet vil ventelig bli konfrontert med disse metodene i tiden som kommer. Det er derfor behov for en slik retningslinje for å utføre sikre pålitelighetsanalyser offshore. Prosjektet startet i 1994 og er avsluttet i 1995.

Evaluering av muligheter ved bruk av ny edb-teknologi

Prosjektet bidrar til kontinuerlig videreutvikling av kompetanse om tilgjengelig edb-teknologi, med sikte på å kunne ivareta interne behov for informasjonssystemer som danner en del av grunnlaget for regelverksutvikling, tilsyn og informasjonsvirksomhet innenfor forvaltningsområdet sikkerhet og arbeidsmiljø. Prosjektet bidrar også til effektivisering av direktoratets virksomhet ved å optimalisere bruken av edb i saksbehandlingen.

Hittil har prosjektet bidratt til resultater innenfor konvertering av eksisterende systemer til pc, noe som har økt bruksfrekvensen av systemene betydelig. Prosjektet har også medvirket til bruk av nye moderne verktøy innenfor produksjon av presentasjonsmateriell og prosjektstyring.

Internasjonal standardisering i petroleumssektoren

Oljedirektoratets regelverksfilosofi legger opp til at deler av det normative arbeidet skal ivaretas av næringen selv i form av industristandarder. Så langt mulig skal norsk petroleumsvirksomhet bygge på nasjonale og internasjonale standarder. Direktoratets engasjement i standardiseringsarbeidet skjer dels i form av støtte til standardiseringsorganisasjoner, i første rekke Norsk Teknologistandardisering og Norsk Elektroteknisk Komité, dels ved deltakelse i nasjonale referansegrupper eller direkte arbeidsgrupper som utarbeider standarder av særlig stor betydning for petroleumsvirksomhet til havs.

Vedlikeholdsstyring

Formålet med prosjektet er å etablere egnede tilsynsmetoder med bruk av resultatindikatorer som kan legges til grunn for evaluering av resultater fra gjennomført tilsyn mot operatørselskapenes planlegging og styring av vedlikehold. Prosjektet har blant annet sett på om petroleumsvirksomheten kan dra nytte av prinsipper for og erfaringer fra vedlikeholdsstyring i kjernekraftindustri og annen type virksomhet hvor det settes strenge krav til pålitelighet i et langsiktig perspektiv.

Rekvalifisering av stålkonstruksjoner - fase 3

Prosjektet har utviklet en metode for å vurdere styrken av bærende konstruksjoner i stålunderstell etter at disse har vært utsatt for en belastning som er større enn de som lagt til grunn for de opprinnelige beregningene. Metoden vil kunne benyttes i situasjoner hvor en innretning har fått en skade som vanskelig lar seg reparere, eller er blitt utsatt for miljølaste utover design-forutsetningene. Aktuelle problemstillinger er endrede værkrakterier, innsynkning av havbunn og ulykkeslaste. På bakgrunn av arbeidet som er gjort, er det utarbeidet en håndbok for å vurdere styrken av bærende konstruksjoner i stålunderstell etter eventuell belastning ut over designkriteriene. Prosjektet, som ble startet i 1993, har hatt en økonomisk ramme på 3,5 millioner kroner. Prosjektet er avsluttet i 1995.

Styring av samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter

Prosjektet er en videreføring av et arbeide som ble utført i 1993, hvor en fikk belyst problemstillinger knyttet til samtidig drifts- og kontinuerlige modifikasjonsaktiviteter, ut fra data om de største ulykkene i prosessindustrien på verdensbasis. Prosjektet resulterte i en rapport som ble utarbeidet av Sintef.

Prosjektet videreføres for å framskaffe et bedre datagrunnlag blant annet med tanke på myndighetenes behandling av utbyggingsplaner som innebærer å knytte nye felt til eksisterende innretninger. Erfaringer fra norsk sokkel og fra tilsvarende virksomhet i andre land vil bli innsamlet, analysert og sammenlignet. Hensikten er også å identifisere tiltak som kan forbedre styring av risiko i forbindelse med samtidig drift og modifikasjoner. Prosjektet ble startet i 1995 og er planlagt å vare til og med 1997.

5.4 OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1995 i et 950 km² stort område 100 km vest av Bømlo, rett sør for fiskefeltet Vestrebakken, som ble ryddet i 1994. Området er fiskeriintensivt og ble valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Erstatningsnemnda for tap av fiskeredskaper har behandlet flere saker om tap og skade på redskap i dette farvannet.

Vaier, rester av trålbruk, snurpenot, tråldører og en stålmaster ble fjernet fra havbunnen. Nøyaktige posisjoner til tre skipsvrak og deler av mineanker ble fastslått, noe som er av stor viktighet for fiskere i området.

Kartleggingen ble utført av M/V «L'Espoir» fra det nederlandske firmaet Oceonics Intersite BV. Identifisering og heving av de påviste gjenstandene ble utført av Stolt Comex Seaway A/S med fartøyet M/S «Bergen Surveyor». Valg av kontraktørene fant sted etter kunngjøring gjennom EØS-systemet.

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Statens kartverk Sjøkartverket, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens Landsforening.

6. Internasjonalt samarbeid

Innledning

Etableringen av INTSOK, MILJØSOK og NORSOK er viktige begivenheter for norsk petroleumsvirksomhet som har funnet sted de siste år. Gjennom deltakelse av blant annet oljeindustri, leverandørindustri, maritim virksomhet, interesseorganisasjoner og offentlig forvaltning vil disse fora kunne spille en vesentlig rolle i utviklingen av en samlet strategi for internasjonalisering av petroleumsektoren. Den kompetanse og erfaring som er bygget opp i løpet av de siste 25-30 år på norsk kontinentalsokkel, er et gunstig utgangspunkt for å etablere betydelig norsk tilstedeværelse i forbindelse med petroleumsktiviteter i utlandet.

Oljedirektoratet har opp gjennom årene etablert et meget omfattende internasjonalt nettverk innenfor petroleumsektoren. Nettverket omfatter oljeselskaper, leverandører, FoU miljøer, myndigheter og internasjonale organisasjoner.

I mange av disse miljøer høster Oljedirektoratet anerkjennelse for forvaltningen som utøves i Norge, både i forholdet til internasjonale oljeselskaper, bruk av statlig og nasjonale oljeselskaper, ressursforvaltning generelt, sikkerhetsforvaltning, dataforvaltning, og forvaltning av arbeidsmiljøforhold. Det er også økende internasjonal interesse for Norges og Oljedirektoratets forvaltning av det ytre miljø på sokkelen.

Et av de viktigste forvaltningsprinsipper som det synes å være stor interesse for er «den norske modell» - tredelingen mellom 1) statens politiske, rammesettende rolle, 2) den administrative og forvaltningsmessige rolle og 3) den forretningsmessige rolle. Oljedirektoratet opplever betydelig etterspørsel fra mange land om informasjon om hvordan den norske modell fungerer, og hvordan den kan tilpasses andre petroleumsproduerende nasjoner.

Innenfor ressursforvaltning er det stor interesse for hvordan områder åpnes og ressursene kartlegges på en planlagt måte, hvordan lisensieringssystemet fungerer gjennom aktiv bruk av norske og internasjonale oljeselskaper, plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) systemet for felt og områdeplanlegging, ressursklassifiseringssystemet, regelverket for forvaltning av petroleumsklassifiseringssystemet, filosofi og systemer for forvaltning av petroleumsklassifiseringssystemet, forbedret ressursutnyttelse, holdning til disponering av utrangerte installasjoner, for å nevne en del av de viktigste ressursforvaltningsmessige temaer.

Innenfor sikkerhetsforvaltning, som er basert på prinsippet om internkontroll, har Oljedirektoratet registrert stor interesse i mange land for det regelverk som benyttes i Norge, ikke minst på grunn av den høye sikkerhetsmessige standard som oljeindustrien på norsk kontinentalsokkel har etablert. Oppbyggingen av et regelverksregime hvor prinsippene med koordinert tilsyn, bruk av risikoanalyser, krav til beredskapsplanlegging, organisering av verne og miljøarbeid og sikkerhetsopplæring, representerer norsk kompetanse som er sterkt etterspurt. Det

er også interessant å notere at sikkerhetsfilosofi, utarbeidet for offshoresektoren, også får stadig bredere aksept i landbasert virksomhet.

Norges satsing på forsvarlig miljømessig petroleumsutvinning, er også lagt merke til internasjonalt og kan derfor være et område for kompetanseoverføring til andre nasjoner.

Det er med andre ord en betydelig bredde i den kompetanse petroleumsklassifiseringssystemet i Norge har mot et internasjonalt marked. Det er derfor åpenbart for mange mottakerland at synergigevinsten er stor ved et institusjonelt samarbeid med f.eks. Oljedirektoratet som kan tilby støtte over et bredt spekter av forvaltningsmessige oppgaver. Oljedirektoratets personell har også en fordel ved å jobbe i et tett norsk miljø hvor avstanden mellom leverandørindustri, ingeniørselskaper, oljeselskaper, forvaltning og forskning er kort.

6.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratet har i 1995 deltatt i bistandsarbeid i Tanzania, Mosambik, Namibia, Seychellene, Bangladesh, India, Eritrea og Nicaragua. Oljedirektoratet har også fortsatt samarbeidet med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP) i forbindelse med planleggingen av et nytt prosjekt innenfor forvaltning av petroleumsklassifiseringssystemet. Oljedirektoratet har også samarbeidet med Southern African Development Coordination (SADC). Det er i alt brukt 5,4 årsverk på dette arbeidet. Assistanse har vært knyttet til følgende prosjekter/land:

Bangladesh

Det er nytt 2,3 månedersverk av planlagte 6 månedersverk på assistanse til Bangladesh Petroleum Institutt (BPI) og til Ministry of Energy and Mineral Resources (MOEMR). Assistanse er gitt i forbindelse med planlegging og gjennomføring av et seminar om Petroleum Resource Management som ble arrangert i Dhaka i januar 1995.

Det har i tillegg vært nytt tid til utforming av arbeidsbeskrivelse for et prosjekt samt velge ut og inngå kontrakt med konsulent for dette. Prosjektet «Management tools and administrative procedures for efficient regulation, planning and monitoring of petroleum exploration and development in Bangladesh» var planlagt startet opp våren 1995, men på grunn av problemer med godkjenning av arbeidsbeskrivelsen, vil prosjektet først starte opp første kvartal 1996. Sein igangsetting av prosjektet, sammen med at BPI ikke får de nødvendige data fra Petrobangla til å gjennomføre det planlagte program, er årsak til at innsatsen fra Oljedirektoratets side er lavere enn planlagt.

Namibia

Det er i alt nytt 2,7 månedersverk på assistanse til Namcor. Arbeidet har vært konsentrert om oppfølging av regel-

verksutvikling og oppfølging av boreaktiviteter i Namibia. Det var planlagt assistanse i forbindelse med tolkning av geologiske data og oppbygging av geodatabase. Deler av dette arbeidet er utført av Namcor uten Oljedirektoratets assistanse, andre deler er utsatt til neste år.

Tanzania

I alt 2,8 månedsverk av planlagte 6 månedsverk er nyttet i assistanse til Ministry of Water, Minerals and Energy (MWEM) og Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC). Assistanse er gitt i forbindelse med oppfølging av forhandlingsstøtte for utbygging av Songo Songo gassfeltet samt til reformering, repressering og lagring av seismiske data og generell prosjektoppfølgning. Aktiviteten har vært noe mindre enn planlagt.

Mosambik

I alt 12 månedsverk er nyttet i assistansen til Mosambik, dels til statsoljeselskapet Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) og dels til det nyopprettede Directorate National Coals and Hydrocarbons (DNCH). For ENHs vedkommende har dette omfattet oppfølging av prosessering av seismiske data, tolkning, kartlegging og ressursberegning av Pandefeltet, forslag til plassering av planlagte avgrensingsbrønner på Pandefeltet, vurdering av studier angående utbygging og drift av lokalt gassnettverk i Vilankulos samt faglig støtte til ENH i forbindelse med møter med verdensbanken og gasselskapet ENRON. Støtten til DNCH har dels vært å planlegge og gjennomføre et besøk i Oljedirektoratet av direktøren for DNCH, dels å identifisere konsulenter som generelle rådgivere til DNCH samt å utarbeide programforslag og budsjett for årets aktiviteter og de nærmeste år. Aktiviteten har vært noe lavere enn antatt grunnet visse problemer med å få avtalen med direktoratet på plass.

Nicaragua

I alt 5,97 månedsverk av planlagte 4 er nyttet i assistanse til Instituto Nicaraguense Energia (INE) i forbindelse med tilrettelegging og oppfølging av reformering av seismiske data, prøve-repressering av gamle seismiske data, tilrettelegging av datapakker i forbindelse med ekstrakopier på film, oppfølging av dataprogram for lagring av geografisk informasjon, utarbeidelse av 4-årsplan og strategirapport for INE i samarbeid med INE. Arbeidet med 4-års plan og strategirapport var ikke planlagt opprinnelig.

India

I alt 9 månedsverk er nyttet til assistanse til Directorate General of Hydrocarbons (DGH) i India etter at det ble inngått en avtale mellom Oljedirektoratet og DGH om institusjonelt samarbeid. Samarbeidet tar sikte på å assistere DGH i utvikling av institusjonen ved å overføre kompetanse innenfor alle segmenter av petroleumsførelsen.

Assistanse har vært knyttet til planlegging og gjennomføring av besøk i Oljedirektoratet av personell fra DGH for informasjon og overføring av kunnskap på feltene petroleumssressursforvaltning, petroleumssdatafor-

valtning, letevirksomhet, utbygging og drift, og sikkerhet og miljø. Fra Oljedirektoratets side har ledelsen, samt grupper av personell fra de nevnte områder, besøkt India og DGH for møter. I den forbindelse er det arrangert foredrag og seminarer med opptil 60 personer til stede, med representanter fra DGH, Ministry of Natural Gas and Petroleum, og statsoljeselskapene ONGC og OIL. Det har i tillegg vært møter på høyeste politiske og tekniske nivå i forbindelse med besøket fra ledelsen.

Måloppnåelsen har vært meget god med mange kontakter på høyt nivå innenfor politikk og forvaltning. Et oppfølgende 2-årig prosjekt er under utarbeidelse.

Angola

Det er nyttet om lag 4,5 månedsverk i forbindelse med evaluering av tidligere norsk assistanse til petroleumssektoren i Angola samt anbefaling til framtidig støtte og utkast til prosjektforslag fra MINPET.

Eritrea

Det er i år nyttet omlag 4 månedsverk til "fact-finding mission" til Eritrea med etterfølgende rapportering og anbefaling til NORAD om framtidig støtte til landet. Utforming av prosjektforslag har skjedd i forbindelse med besøk av representanter fra Ministry of Energy, Mines and Water, Hydrocarbon Unit, i Stavanger høsten 1995.

Seychellene

Det er nyttet omlag 1,8 månedsverk til oppfølging av boreaktivitet i Seychellene samt til oppfølging av reformering av seismiske data.

CCOP

Det er i alt nyttet omlag 2 månedsverk i assistanse til CCOP i forbindelse med utvikling av nytt prosjektforslag REP og oppfølging av dette mot NORAD. Det har også vært kontakt med Statoil om deres støtte til prosjektet og møte med CCOP sekretariatet i Bangkok i forbindelse med undertegnelse av den nye avtalen i desember. Måloppnåelsen er god, da det har lyktes å sette i gang et opplæringsprosjekt innenfor petroleum/geofag, som de svakeste land innenfor CCOP har stor nytte av.

Administrasjon - diverse rådgivning

I alt 21,3 månedsverk er nyttet til diverse rådgivning og administrasjon. Rådgivningen har omfattet vurdering av mulig norsk støtte til petroleumssektoren i Eritrea, forberedelse til kartlegging av problemstillinger og evaluering av assistansen til Angola, "fact-finding mission" til Vietnam, vurdere rapport om gassutnyttelse i sørlige Afrika utarbeidet av Technical Assistant Unit (TAU) i Southern African Development Council (SADC), assistanse til CCOP og Seychellene National Oil Company (SNOC), møter med representanter fra myndighetene i Sør-Afrika, samt til generell administrasjon og oppfølging.

6.2 SAMARBEID MED PETRAD

Petrad er en stiftelse under Oljedirektoratet og Norad som skreddersyr seminarer innenfor ledelse og forvaltning av

petroleumsindustrien for myndigheter og statsoljeselskaper i Asia, Afrika og Russland/SUS. I tillegg arrangerer Petrad årlig to åtte ukers kurs i Stavanger innenfor «Petroleum Policy and Management» og «Management of Petroleum Operations».

Alle Petradaktivitetene er tiltenkt topp- og mellomledere.

Gjennomføringen skjer ved at Petrad engasjerer det beste av norsk petroleumskompetanse. Til nå har Petrad benyttet ca 250 eksperter fra et femtitalls selskaper, institusjoner og myndigheter som forelesere og ressurspersoner.

Tilbakemelding viser at Petrad har hatt en betydelig effekt som døråpner og kontaktskaper i andre land. Petrad gir sine kursdeltakere en «norsk ryggsekk» som de senere vil referere til når behovet for norske varer og tjenester melder seg.

Petrad blir som stiftelse under Oljedirektoratet og Norad sett på som en nøytral representant fra det norske offentlige miljø og som kunnskapsformidler.

Petrads lokalisering i Oljedirektoratet gjør at direktoratet har et nært og utbytterikt samarbeid med stiftelsen. Oljedirektoratet deltar med forelesere og ressurspersoner både på kurs/seminar i Norge og utlandet. I 1995 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av følgende arrangementer:

- Petroleum Policy, Foreign Investment in Russia, Moskva
- Petroleum Policy and Management, Kina
- Russisk-Norsk Forum for energi og miljøvern, Oslo
- Petroleum Policy and Management, Stavanger
- Petroleum Economics, Uganda

Denne aktiviteten bidrar til faglig eksponering og forståelse av andre kulturer, samtidig som det øker totalkompetansen for den enkelte medarbeider.

Oljedirektoratet er også involvert vedrørende Petrads engasjement i forhold til Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert under det Norsk/Russiske Forum for Energi og Miljø, som ledes av Nærings- og energidepartementet.

Det er opprettet flere arbeidsgrupper og ekspertgrupper som administreres av Petrad og hvor det er deltakelse fra russisk og norsk side.

Direktoratet er med i samtlige av disse ekspertgruppene. Arbeidet foregår gjerne i form av seminarer og "workshops". I løpet av året ble det avholdt flere «workshops» om dataforvaltning og skattemessige forhold hvor direktoratet deltok.

6.3 SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

Forskningssamarbeid om økt oljeutvinning

Norge har siden 1979 deltatt i internasjonalt forsknings-samarbeid i regi av International Energy Agency (IEA) om økt oljeutvinning ved avanserte metoder. Det er for tiden ni deltakerland, og samarbeidet består i det vesentlige i en forpliktelse til et visst forskningsomfang på bestemte områder, og i utveksling av resultater. Fra norsk side har dette samarbeidet for perioden 1992 til 1995 vært

ivaretatt gjennom det statlige forskningsprogrammet RUTH som har vært ledet fra Oljedirektoratet, RUTH er nærmere beskrevet i kapittel 5.

Oljedirektoratet er representert i den internasjonale styringskomiteen for dette IEA-samarbeidet.

Samarbeid med Nordsjølandenes myndighetsorganer

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen i hovedsak delt mellom Storbritannia, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt er svært forskjellige, er det mange likhetstrekk mellom feltene i Nordsjøområdet. Problemstillingene en står ovenfor som myndighetsorgan i forvaltningen av petroleumsressursene er således på mange måter felles i de tre land.

Oljedirektoratet har derfor i en årrekke hatt jevnlige møter med britiske og med danske ressursforvaltningsmyndigheter som for sin sokkel stort sett har det samme ansvarsområdet som direktoratet har for norsk sokkel. For britisk sokkel er det den tekniske del av Oil and Gas division i DTI (Department of Trade and Industry) som har ansvaret for den ressursmessige del av lete-, utbygging- og driftvirksomheten. For dansk sokkel er det Energistyrelsen som har tilsvarende ansvar.

Hensikten med møtene er i hovedsak å utveksle meninger og erfaringer fra respektiv virksomhet. Britene ligger noen år foran oss med sin virksomhet. Det har derfor vært svært nyttig for oss å trekke på deres erfaringer når det gjelder økt utvinning, utvikling av småfelt og samordning. Danskene har helt spesielle problemstillinger knyttet til kalkfelt. Det har derfor vært nyttig å få førstehåndsinformasjon om deres erfaringer. Dataforvaltning er et annet område hvor det har vært svært nyttig å utveksle erfaringer. Det er også i denne sammenheng lagt opp til et nært samarbeid.

Det ble i løpet av året avholdt to møter med danske myndigheter. Det første møtet var i København 16.-17. mars og det andre i Oslo 2.-3. oktober.

Ved siden av utveksling av informasjon om status på respektive områder, ble det under møtet i København redegjort for dansk gassdistribusjon. Det ble bl a avlagt besøk i Stenlille hvor Dargas har et av sine gasslager. Danskene redegjorde også for sine erfaringer med konsesjonsdirektivet. Innsats innenfor forskning og utvikling for å oppnå bedre utnyttelse av olje- og gassforekomstene er et gjennomgående tema. Samarbeid på dette området var et av hovedtemaene for møtet i Oslo.

Møtet med britene ble i 1995 lagt til Svalbard den 16.-19. august. Hovedtema var leting og utbygging i nye områder. Britene redegjorde for sine erfaringer i Vest Shetlandområdene, mens norske myndigheter bidro med planene for områdene utenfor Midt-Norge. Geologisk og utbyggingsteknisk representerer disse områdene på mange måter de samme utfordringer.

Årlige møter med andre lands myndigheter - letefasen

Siden 1983 har det vært avholdt årlige fagmøter mellom Oljedirektoratet og enheter i statsadministrasjonen i andre nord- og vesteuropeiske land med ansvar for leting etter olje og gass.

I begynnelsen deltok England, Irland, Danmark, Tyskland, Nederland og Norge på disse møtene.

Siden har Frankrike, Isle of Man og Færøyene kommet til.

Arrangementsansvaret går på omgang mellom de forskjellige landene. Norge har vært vertskap for disse møtene to ganger tidligere (1988 og nå i 1995).

På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, lete-teknologiske og dataforvaltningsmessige problemstillinger, og utfordringer som de ulike land står overfor i sine bestrebelser etter å finne nye olje- og gassressurser på en effektiv måte.

Den samlede ekspertise og erfaring på disse møtene er stor, og informasjonstilgangen viktig for hvert enkelt deltakerland med hensyn på utforming av optimale letestrategier.

Årlige møter med andre lands myndigheter innenfor måling

En del petroleum fra norsk kontinentalsokkel produseres fra felt som ligger på grenselinjen mot Storbritannia (Statfjord, Murchison og Frigg). Dette har medført behov for enhetlig forståelse mellom de to land for hvorledes de mengder som produseres og eksporteres skal bestemmes.

I tillegg til felles verifikasjoner av utstyr og prosedyrer for fiskal måleteknikk, arrangeres årlig samarbeidsmøte mellom norske og britiske fagmyndigheter.

Norsk gass selges via store gassalgsmålestasjoner i Emden (Tyskland), Zeebrugge (Belgia) og St.Fergus (Storbritannia). Prosedyrer for drift og vedlikehold av målestasjonene er utarbeidet av det respektive operatørselskap i forståelse med fagmyndighet i vertsland og Oljedirektoratet.

Fagmyndighetene innenfor fiskal måleteknikk i Tyskland, Belgia og Storbritannia følger opp sine anlegg i henhold til krav i nasjonalt regelverk. Oljedirektoratet driver tilsvarende oppfølging i henhold til norsk regelverk.

Årlig arrangeres samarbeidsmøter mellom Oljedirektoratet og fagmyndighetene innenfor fiskal måleteknikk i Tyskland, Belgia og Storbritannia for å koordinere spørsmål av felles interesse relatert til gassalgsmålestasjonene.

Internasjonalt standardiseringsarbeid innenfor måling

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale arbeidet med revisjon av eksisterende standarder og utvikling av nye.

I Europa har den europeiske standardiseringsorganisasjonen CEN ansvaret for standardiseringsarbeidet. Mellom CEN og ISO er det etablert en avtale, «the Vienna Agreement» som sikrer at CEN overtar ISO-standarder der disse finnes. Oljedirektoratet deltar også direkte i standardiseringsarbeidet i CEN.

I Norge har Norsk Teknologistandardisering, NTS, organisert arbeidsgrupper som følger opp standardiseringsarbeidet på internasjonalt plan, og har sekretærfunksjonen. Oljedirektoratet deltar aktivt også i disse arbeidsgruppene med blant annet formannsvervet i K141 som følger opp ISO TC193 «Natural Gas».

6.4 SAMARBEID INNENFOR SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard,
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling,
- bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng for å kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-organer, men også i mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnere i 1994 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og arbeidsdepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet ved dykking,
- Marine Technology Directorate (MTD), Storbritannia, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- Welding Institute, Storbritannia, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlig konferanse om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlig konferanse om korrosjon og overflatebehandling,
- CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).

Boris-utvikling av sikkerhetsregelverk for petroleumsvirksomhet til havs i Russland

I 1995 startet Boris-prosjektet (Bilateral Co-operation on Development of Russian Regulations Concerning Industrial Safety). Dette er et samarbeidsprosjekt mellom det russiske Gosgortekhnadzor (Tilsynsdirektoratet), som har ansvar for tilsynet med sikkerheten i de fleste sektorer av den russiske industrien, og Oljedirektoratet. Prosjektet skal gå over en treårsperiode. Den norske delen av prosjektet finansieres av Utenriksdepartementet.

I Boris-prosjektet bistår Oljedirektoratet Gosgortekhnadzor med å forberede og planlegge utviklingen av et sikkerhetsregelverk for den russiske petroleumsvirksomheten til havs. Slike regler finnes ikke i dag. Basert på egen erfaring med utvikling av regelverk, gir Oljedirektoratet råd og veiledning med hensyn til kartlegging og analyse av forhold som vil være styrende for utviklingen av regelverket. De reformer som nå gjennomføres i Russ-

land, med blant annet overgang fra sentraldirigert til markedsorientert økonomi, bidrar til at oppgaven med å utvikle et relevant regelverk, som vil være tilpasset en fremtidig russisk petroleumsindustri, er komplisert.

Prosjektets natur krever at det bygges opp et tillitsforhold og god kommunikasjon mellom deltakerne i den russiske og norske del av prosjektet. For å bidra til dette har Oljedirektoratet tilsatt to prosjekt-medarbeidere som blant annet behersker russisk språk. Dette har hatt en positiv virkning på samarbeidsforholdene.

Den norske nytteverdien av prosjektet er i første rekke at ved å bidra til utvikling av et effektivt sikkerhetsregelverk for petroleumsvirksomheten i den russiske del av nordområdet, reduseres faren for at større katastrofer eller ulykker skal inntreffe i farvann nær norsk kyst og havområde. Men prosjektet innebærer også en praktisk anledning til å styrke samarbeidsrelasjonene mellom Norge og Russland, noe som vil kunne gi interessante muligheter for norsk industri generelt.

NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjølands myndigheter med tilsynsansvar for petroleumsvirksomhet til havs er representert.

NSOAF etablerte i mai 1992 to arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet er representert. En av gruppene skal vurdere om det bør etableres en NSOAF-plan med sikte på gjensidig aksept av metoder for å dokumentere samsvar med nasjonale regelverkskrav, som f.eks. «Safety Case» som er spesifikke for den enkelte flyttbare innretning. Denne arbeidsgruppen har norsk formann.

Den andre gruppen, som har dansk formann, skal søke å harmonisere kravene til sikkerhetsopplæring innenfor nordsjølandene.

Bilateralt samarbeid med Storbritannia og Danmark

Oljedirektoratet samarbeider med det britiske Health and Safety Executive (HSE) om felles spørsmål knyttet til forvaltningen av sikkerhet og arbeidsmiljø på de to lands sokkler gjennom en arbeidsgruppe kalt "Special Working Group". Arbeidsgruppen møtes to ganger per år, og utveksler erfaringer fra tilsynet, informasjon om større hendelser etc.

Det er etablert et tilsvarende forum sammen med den danske Energistyrelsen. Dette forumet har møtte én gang i året.

International Regulators' Forum - IRF

Petroleumsvirksomheten til havs er en internasjonal industri. De enkelte oljeselskaper er ofte etablert i flere land, og i hvert av disse forholder de seg til et tilsynsregime for sikkerhet og arbeidsmiljø. Elementene i de ulike system og måten de praktiseres på avgjøres i første rekke av de rammebetingelser som er etablert i det enkelte land. Ikke desto mindre er det av stor interesse for den enkelte myndighet å vite om deres tilsynspolitik, måten tilsynet utøves på og de spesielle sikkerhetsprosjekt eller pro-

blemer de må forholde seg til, er like eller ulike de som praktiseres eller utøves i andre land.

Mens de internasjonale oljeselskaper har etablert nasjonale, regionale og internasjonale organisasjoner for å fremme en felles forståelse av sine interesser, finnes ikke et tilsvarende organ for tilsynsmyndigheter. International Regulators' Forum (IRF) ble derfor dannet i 1994 av en gruppe nasjonale sikkerhetsmyndigheter. Formålet med forumets aktiviteter er å legge til rette for utveksling av ideer og meninger om anvendte metoder og prinsipper for effektiv utøvelse av tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø, utveksle fakta om tilsynsvirksomheten, informere hverandre om aktuelle faglige problemstillinger ol. Innen de muligheter og begrensninger som er satt ved de nasjonale rammer for virksomheten, vil dette kunne bidra til å fremme en felles forståelse blant medlemmene når det gjelder forhold som: tilsynsmyndighetenes rolle, bruk av virkemidler i tilsynet, tilsynsmetoder, kompetanseutvikling samt forholdet mellom myndigheter og industri.

EU-kommisjonen

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EUs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs.

Dette arbeidet er underlagt EUs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and Other Extractive Industries» (SHCMOEI), og ble fram til begynnelsen av 1993 gjennomført av en arbeidsgruppe kalt «Working Party on Oil, Gas and Other Minerals Extracted by Borehole». Arbeidet under SHCMOEI ble omorganisert i 1993 og arbeidsgruppen benevnes nå «Committee on Borehole Operations», borehullskomiteén.

Borehullskomiteén har i løpet av 1994-95 spesielt arbeidet med utkast til SHCMOEIs rapport etter Piper Alpha-katastrofen på britisk sektor i 1988 samt rapport vedrørende personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten til havs. Disse rapportene skal etter planen behandles av SHCMOEI i februar 1996.

Det videre arbeid i borehullskomiteén er blant annet avhengig av denne behandlingen, og av hvilke ressurser som bevilges.

Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komiteer på dette området:

- Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), Normkomité (NK) 18 - skipsinstallasjoner;
- NEK, NK 31 - elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder;
- International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 (TC 18) - Electrical Installations of Ships and Mobile and of Fixed Offshore Units.

Oljedirektoratets deltaker er prosjektleder for Working Group 18 i TC 18, som utarbeider forslag til en ny internasjonal standard - «Mobile and fixed offshore units - Electrical Installations».

7. Statistikker og oversikter

7.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER

7.1.1 NYE UNDERSØKELSESTILLATELSER

Det er per 31. desember 1995 tildelt 227 undersøkelses-tillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1995:

Selskap	Tillatelse nr
Den norske stats oljeselskap a.s	221
Total Norge AS	222
Elf Petroleum Norge AS	223
Enterprise Oil Plc	224
BP Norway Limited U.A.	225
Phillips Petroleum Company Norway	226
Digeton Geophysical Ltd	227

7.1.2 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31. desember 1995 er det gitt i alt 290 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinental-sokkel.

Som det framgår av tab 7.1.2 er det i 1995 gitt sju slike tillatelser.

For «Ocean Drilling Program» (ODP) ble undersøkelses-tillatelse 286/95 gitt for vitenskapelige boringer på 7 lokasjoner. Fem av disse lå på Yermakplataet, nordvest av Svalbard, en på Svalbard vestmargin og en på Islands-plataet. Oljedirektoratet gav samtykke til undersøkelse for de 6 lokasjonene som var på norsk kontinentalsokkel.

På grunn av isforholdene ble kun den ene boringen på Svalbards vestmargin fullført.

7.1.3 NYE UTVINNINGSTILLATELSER

Det ble tildelt 3 nye utvinningstillatelser i 1995. Utvinningstillatelse 018B som er en del av Albuskjellfeltet, ble tildelt 25. august 1995. Utvinningstillatelsene 050B og 114B, tilleggsareal for henholdsvis Yme- og Gullfaksfeltet, ble tildelt 11. august 1995. Se tabell 7.1.3.a.

En oversikt over tildelingsrunder med utvinningstillatelser, tildelt areal, tilbakelevert og nåværende areal vises i tabell 7.1.3.b. Tabell 7.1.3.c viser norske og utenlandske andeler i tildelingsrundene. Rettighetshavere, operatører og andre opplysninger om aktive utvinningstillatelser vises i tabell 7.1.6

Tabell 7.1.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Andre	
284/95	Universitetet i Tromsø		X		Norskehavet
285/95	Universitetet i Bergen	X			Kolbeinsey-Ryggen Jan Mayen-Ryggen
286/95	Ocean Drilling Program Texas A&M University USA		X		Havområdene ved Svalbard
287/95	Uppsala Universitet Sverige	X			Vest av Tarva-Husøya Vest av Tautra-Hindrembukta
288/95	Universitetet i Bergen		X		Beitstadfjorden
289/95	Universitetet i Bergen		X		Svalbard- og Barentshavmarginen
290/95	Universitetet i Oslo	X	X		Skagerrak

Tabell 7.1.3.a
Tildelinger av utvinningstillatelser i 1995

Utv.till. nr	Felt/blokk	% Andel	Rettighetshaver (O=operatør)
018B	1/6	1,000	Den norske stats oljeselskap a.s
		7,594	Elf Petroleum Norge AS
		0,855	Elf Rex Norge AS
		30,000	Fina Production Licences AS
		13,040	Norsk Agip AS
		6,700	Norsk Hydro Produksjon AS
		36,960	O Phillips Petroleum Company Norway
		0,304	Saga Petroleum a.s.
	3,547	Total Norge AS	
050B	34/10	85,000	O Den norske stats oljeselskap a.s
		9,000	Norsk Hydro Produksjon a.s
		6,000	Saga Petroleum a.s.
114B	9/5	10,000	Deminex Norge AS
		65,000	O Den norske stats oljeselskap a.s
		25 000	Saga Petroleum a.s.

Tabell 7.1.3.b
Utvinningstillatelser og arealer per 1.januar 1996

Til- delings- runde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker *		Areal tildelt km ²	Areal tilb-lev km ²	Areal utv.till. km ²
			Tildelt	Tilbake- levert			
1.	1.9.1965	001-021	74	59	39842,476	37018,724	2823,752
	7.12.1965	022-022	4	4	2263,565	2263,565	
ur.	25.8.1995	018B	1		102,503		102,503
	12.9.1977	019B	2		617,891		617,891
2.	23.5.1969	023-031	9	2	4107,833	2586,127	1521,706
	30.5.1969	032-033	2		746,285	376,906	369,379
ur.	14.11.1969	034-035	2		1024,529	564,837	459,692
	11.6.1971	036-036	1		523,937	262,047	261,890
	10.8.1973	037-037	2		586,834	295,157	291,677
	3.	1.4.1975	038-040				
		og 042	7	5	1840,547	1603,469	237,078
	1.6.1975	041	1	1	488,659	488,659	
	6.8.1976	043	2		604,558	555,553	49,005
	27.8.1976	044	1		193,076	90,417	102,659
	3.12.1976	045-046	4	2	1270,682	814,708	455,974
	7.11.1977	047	2	2	368,363	368,363	
	18.2.1977	048	2	1	321,5	203,498	118,002
	23.12.1977	049	1	1	485,802	485,802	
ur.	16.6.1978	050	1		500,509	151,962	348,547
ur.	11.8.1995	050B	1		98,403		98,403
4.	6.4.1979	051-058	8	2	4007,887	2663,295	1344,592
5.	18.1.1980	059-061	3	3	1108,078	1108,078	
	27.3.1981	062-064	3	1	1099,522	867,542	231,98
	23.4.1982	073-078	6	2	2311,912	1849,47	462,442
6.	21.8.1981	065-072	9	3	3218,945	2149,358	1069,587
ur.	20.8.1982	079-079	1		102,167		102,167

Til- delings- runde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker *		Areal tildelt km ²	Areal tilb-lev km ²	Areal utv.till. km ²
			Tildelt	Tilbake- levert			
7.	10.12.1982	080-084	5	5	2082,966	2082,966	
ur.	8.7.1983	085-085	3		1521,16	725,816	795,344
ur.	11.9.1992	085B	2		27,166		27,166
8.	9.3.1984	086-100	17	3	6338,273	4348,802	1989,471
9.	1.3.1985	101-111	13	2	5293,054	3629,645	1663,409
ur.	26.7.1985	112-112	1		260,215	209,842	50,373
10a	23.8.1985	113-120	9	2	3075,433	2319,440	755,993
ur.	11.8.1995	114B	1		11,059		11,059
10b	28.2.1986	121-128	9	3	3828,258	2323,566	1504,692
ur.	11.7.1986	129-129	1	1	225,393	225,393	
11.	10.4.1987	130-137	11	9	4163,711	3655,270	508,441
	29.5.1987	138-142	11	7	2975,807	2370,732	605,075
12a	8.7.1988	143-153	16	2	4701,019	1715,827	2985,192
12b	9.3.1989	154-162	13	7	5031,262	3253,553	1777,709
13.	1.3.1991	163-184	36	8	12076,889	3942,282	8134,607
ur.	13.9.1991	185-185	1		25,535		25,535
14.	10.9.1993	186-202	31		10509,919		10509,919
			329	140	129983,582	87570,671	42412,911

*Blokk eller del av blokk

ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

Tabell 7.1.3.c

Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31. desember 1995

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenlandsk	norsk	utenlandsk
1	1965	78	8	92	0	100
2	1969-1971	14	15	85	0	100
Statfjord (037)	1973	2	52	48	0	100
3	1974-1978	22	58	42	63	37
Utv.till. 018B	1995	1	8	92	0	100
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks (050)	1978	1	100	0	100	0
Utv.till. 050B	1995	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	36	50	50
Oseberg (079)	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Troll (085)	1983	3	100	0	100	0
Utv.till. 085B	1992	2	69	31	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
Utv.till. 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
Utv.till. 114B	1995	1	90	10	100	0
10B	1986	9	65	35	56	44
Utv.till. 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	42	38	62
12B	1989	13	64	36	67	33
13	1991	36	66	34	64	36
Utv.till. 185	1991	1	69	31	100	0
14	1993	31	68	32	47	53

7.1.4 ANDELSSOVERDRAGELSER OG OPERATØRENDRINGER

Andelsoverdragelser

I løpet av 1995 er 50 andelsoverdragelser godkjendt i henhold til § 61 i lov av 22.3.1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet. Disse er vist i tabell 7.1.4.

Tabell 7.1.4

Andelsoverdragelser

Område: N=Nordsjøen, M=Norskehavet, B=Barentshavet

Utv. till.	Fra	Til	Andel	Dato	Område
011	A/S Norske Shell	Amoco Norge AS	50.000000 %	95.05.09	N
107	A/S Norske Shell	Mobil Dev. Norway AS	20.000000 %	95.01.10	M
132	A/S Norske Shell	Mobil Dev. Norway AS	10.000000 %	95.01.10	M
092	Britoil Norge AS	BP Petr. Dev. Norway AS	2.000000 %	95.09.01	M
103	Britoil Norge AS	Norske Conoco A/S	7.500000 %	95.01.06	N
103	Britoil Norge AS	Amerada Hess Norge AS	2.500000 %	95.01.06	N
121	Britoil Norge AS	BP Petr. Dev. Norway AS	2.000000 %	95.09.01	M
158	Britoil Norge AS	BP Petr. Dev. Norway AS	4.000000 %	95.09.01	M
074	Deminex Norge AS	Den norske stats olje. a.s	3.000000 %	95.01.01	M
074	Deminex Norge AS	Mobil Dev. Norway AS	7.000000 %	95.04.05	M
132	Deminex Norge AS	Mobil Dev. Norway AS	10.000000 %	95.04.05	M
065	Den norske stats olje. a.s	Enterprise Oil Norw. AS	10.000000 %	95.01.19	N
086	Den norske stats olje. a.s	Saga Petroleum a.s.	10.000000 %	95.06.22	N
094	Den norske stats olje. a.s	Saga Petroleum a.s.	7.000000 %	95.06.22	M
116	Den norske stats olje. a.s	Saga Petroleum a.s.	10.000000 %	95.06.22	N
134	Den norske stats olje. a.s	Saga Petroleum a.s.	7.000000 %	95.06.22	M
150	Den norske stats olje. a.s	Enterprise Oil Norw. AS	10.000000 %	95.01.19	N
190	Den norske stats olje. a.s	Enterprise Oil Norw. AS	5.000000 %	95.01.19	N
069	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	5.000000 %	95.05.09	N
089	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	7.700000 %	95.05.09	N
092	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	8.000000 %	95.05.09	M
100	DNO Olje AS	Den norske stats olje. a.s	1.000000 %	95.02.16	B
104	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	5.000000 %	95.05.09	N
115	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	5.000000 %	95.05.09	N
121	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	8.000000 %	95.05.09	M
124	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	5.000000 %	95.03.06	M
157	DNO Olje AS	Saga Petroleum a.s.	15.000000 %	95.05.09	M
134	Enterprise Oil Norw. AS	Den norske stats olje. a.s	10.000000 %	95.01.19	M
064	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	Norsk Hydro Produksjon AS	5.750000 %	95.01.19	B
064	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	Den norske stats olje. a.s	19.250000 %	95.01.19	B
122	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	Amerada Hess Norge A/S	10.000000 %	95.01.19	M
074	Neste Petroleum AS	Den norske stats olje a.s.	4.500000 %	95.04.05	M
018	Norminol AS	Saga Petroleum a.s.	0.304000 %	95.01.01	N
018B	Norminol AS	Saga Petroleum a.s.	0.304000 %	95.01.01	N
074	Norsk Agip AS	Den norske stats olje. a.s.	4.500000 %	95.04.05	M
107	Norsk Agip AS	Norsk Hydro Produksjon AS	10.000000 %	95.01.09	M
132	Norsk Agip AS	Norsk Hydro Produksjon AS	10.000000 %	95.01.09	M
090	Norsk Hydro Produksjon AS	Mobil Dev. Norway AS	15.000000 %	95.06.23	N
104	Norsk Hydro Produksjon AS	Mobil Dev. Norway AS	5.000000 %	95.06.23	N
138	Norsk Hydro Produksjon AS	Amerada Hess Norge AS	5.000000 %	95.09.06	B
138	Norsk Hydro Produksjon AS	Total Norge AS	5.000000 %	95.09.06	B
114	Petrosaga AS	Saga Petroleum a.s.	10.000000 %	95.05.04	N
153	Petrosaga AS	Saga Petroleum a.s.	10.000000 %	95.05.04	N
157	Petrosaga AS	Saga Petroleum a.s.	10.000000 %	95.05.04	M
008	Saga Petroleum a.s.	Amerada Hess Norge AS	50.000000 %	95.06.19	N
038	Saga Petroleum a.s.	Den norske stats olje. a.s	15.000000 %	95.06.22	N
066	Saga Petroleum a.s.	Amerada Hess Norge AS	20.000000 %	95.02.22	N
074	Saga Petroleum a.s.	Den norske stats olje. a.s	3.000000 %	95.04.05	M
077	Saga Petroleum a.s.	Den norske stats olje. a.s	5.000000 %	95.02.16	B
124	Saga Petroleum a.s.	Den norske stats olje. a.s	5.000000 %	95.06.22	M

Operatørendringer

I 1995 er følgende 6 operatørendringer godkjent:

Utvinningstillatelse 038

Operatør: Saga Petroleum a.s. overtok operatøransvaret fra Den norske stats oljeselskap a.s 1. september 1995.

Utvinningstillatelse 062

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Saga Petroleum a.s. 1. september 1995.

Utvinningstillatelse 074

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Saga Petroleum a.s. 1. september 1995.

Utvinningstillatelse 086

Operatør: Saga Petroleum a.s. overtok operatøransvaret fra Den norske stats oljeselskap a.s 1. september 1995.

Utvinningstillatelse 090

Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS overtok operatøransvaret fra Mobil Development Norway AS 1. august 1995.

Utvinningstillatelse 116

Operatør: Saga Petroleum a.s. overtok operatøransvaret fra Den norske stats oljeselskap a.s 1. september 1995.

7.1.5 TILBAKELEVERINGER/OPPGIVELSER

Det har vært 20 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1995. I fire av utvinningstillatelsene ble hele arealet tilbakelevert. Dette er vist i tabell 7.1.5.

Tabell 7.1.5
Tilbakeleveringer

Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal km ² i 1995	Areal i utv. till. km ²
006	Amoco	2/5, 2/8 og 3/4	2278,556	216,239	916,462
008	Saga	2/6, 18/10	2214,404	328,270	110,182
011	Shell	1/3, 1/6	1681,660	102,503	397,901
026	Elf	25/2	520,058	121,092	138,751
030	Esso	30/10	464,254	119,836	0,000
052	Statoil	30/3	504,440	105,925	144,929
102	Elf	25/5	523,937	261,665	262,272
104	Hydro	30/9	410,102	61,590	348,512
107	Hydro	6407/7	448,529	100,287	121,231
112	Elf	25/2	260,215	79,884	50,373
115	Total	9/3	550,790	58,881	115,861
122	Hydro	6507/2	424,012	211,990	212,022
124	Statoil	6507/8	432,220	216,294	215,926
135	Saga	7124/3, 7125/1	646,061	319,711	0,000
152	Statoil	33/12	137,968	64,500	73,468
154	Hydro	6205/3, 6305/12	941,433	941,433	0,000
170	Hydro	30/6	174,407	160,896	13,511
172	Mobil	33/9	157,188	79,053	78,135
180	Statoil	7128/4	327,322	327,322	0,000
183	Shell	7229/11, 7229/12	637,465	637,465	0,000

7.1.6 RETTIGHETSHAVERE I AKTIVE UTVINNINGSTILLATELSER

Tabell 7.1.6

Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser per 1. januar 1996

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
001	65/09/01 11/09/01	25/11	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000	
001 P	65/09/01 11/09/01	16/1	O ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 50,000000	
006	65/09/01 11/09/01	2/5 2/8 3/4	O AMERADA HESS NORGE AS AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE AS ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS	28,333000 28,333000 15,000000 28,333000	
008	65/09/01 11/09/01	2/6 18/10	O AMERADA HESS NORGE AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 50,000000	
009	65/09/01 11/09/01	9/5	O ELF PETROLEUM NORGE AS ELF REX NORGE AS PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY TOTAL NORGE AS	65,612000 3,420000 14,780000 16,188000	
011	65/09/01 11/09/01	1/3 1/6 1/6 1/6	O A/S NORSKE SHELL AMOCO NORWAY OIL COMPANY	50,000000 50,000000	
018	65/09/01 11/09/01	1/5 2/4 2/7 7/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS ELF REX NORGE AS FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	1,000000 7,594000 0,855000 30,000000 13,040000 6,700000 36,960000 0,304000 3,547000	
018 B	95/08/25 98/12/31	1/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS ELF REX NORGE AS FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	1,000000 7,594000 0,855000 30,000000 13,040000 6,700000 36,960000 0,304000 3,547000	
019	65/09/01 11/09/01	7/12	O AS PELICAN BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS CONOCO NORWAY INC. DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS	5,000000 57,500000 10,000000 12,500000 15,000000	
019 B	77/09/12 11/09/01	2/1 7/12 7/12	O AS PELICAN BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS CONOCO NORWAY INC. DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE AEDC A/S NORSKE MOECO A/S	4,000000 26,625000 9,375000 50,000000 5,000000 5,000000	(30,000)
024	69/05/23 15/05/23	25/1	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	20,000000 26,420000 32,870000 20,710000	
025	69/05/23 15/05/23	15/3	O ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	53,200000 10,000000 36,800000	
026	69/05/23 15/05/23	25/2	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS	5,000000 41,420000	(1,461)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
027	69/05/23 15/05/23	25/8	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000	
027 P	69/05/23 15/05/23	25/8	O ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 50,000000	
028	69/05/23 15/05/23	25/10	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000	
028 P	69/05/23 23/05/15	25/10	O ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	50,000000 50,000000	
029	69/05/23 15/05/23	15/6	O ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S	100,000000	
031	69/05/23 15/05/23	2/10	O FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK AGIP AS PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY	30,000000 18,260000 51,740000	
032	69/05/30 15/05/30	2/9	O AMERADA HESS NORGE AS AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE AS ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS	25,000000 25,000000 15,000000 25,000000 10,000000	
033	69/05/30 15/05/30	2/11	O AMERADA HESS NORGE AS AMOCO NORWAY OIL COMPANY ELF PETROLEUM NORGE AS ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS	25,000000 25,000000 25,000000 25,000000	
034	69/11/14 15/11/14	30/5	O A/S NORSKE SHELL	100,000000	
035	69/11/14 15/11/14	30/11 30/11	O A/S NORSKE SHELL	100,000000	
036	71/06/11 21/07/11	25/4	O ELF PETROLEUM NORGE AS MARATHON PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS UGLAND CONSTRUCTION COMPANY AS	33,702000 46,904000 6,920000 6,611000 5,541000 0,322000	
037	73/08/10 09/08/10	33/9 33/9 33/12	O A/S NORSKE SHELL AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 1,042000 50,000000 1,042000 10,000000 15,000000 11,042000 1,875000	
038	75/04/01 11/04/01	15/12 15/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	65,000000 35,000000	(30,000)
040	75/04/01 11/04/01	29/9 30/7	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 28,800000 6,800000 14,400000	(30,000)
043	76/08/06 12/08/06	29/6 30/4	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S TOTAL NORGE AS	50,000000 50,000000	(30,000)
044	76/08/27 12/08/27	1/9	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK AGIP AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	50,000000 15,000000 9,130000 25,870000	(30,000)
046	76/12/03 14/09/03	15/8 15/8 15/9	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	52,600000 9,000000 28,000000 9,400000 1,000000	(34,400)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
048	77/02/18 13/02/18	15/5	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS O NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	10,900000 50,000000 21,800000 17,300000	(30,000)
050	78/06/16 16/06/30	34/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	85,000000 9,000000 6,000000	(73,000)
050 B	95/08/11 01/08/11	34/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	85,000000 9,000000 6,000000	(73,000)
051	79/04/06 15/04/06	30/2	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S TOTAL NORGE AS	50,000000 25,000000 25,000000	(30,000)
052	79/04/06 15/04/06	30/3 30/3	O DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE DEMINEX AS SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS TOTAL NORGE AS	11,250000 55,000000 9,000000 2,250000 4,500000 18,000000	(37,000)
053	79/04/06 17/04/06	30/6 30/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	59,400000 9,333000 7,000000 12,250000 7,350000 4,667000	(45,400)
054	79/04/06 30/09/30	31/2	O A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S TOTAL NORGE AS	25,900000 58,800000 3,104500 4,900000 5,191020 2,104480	(40,800)
055	79/04/06 17/04/06	31/ 4	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NESTE PETROLEUM AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	46,000000 17,600000 13,200000 23,200000	(33,400)
057	79/04/06 15/04/06	34/4	O AMERADA HESS NORGE AS DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S. SAGA PETROLEUM A.S.	4,900000 24,500000 41,400000 4,900000 9,600000 14,700000	(31,400)
062	81/03/27	6507/11 21/03/27	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	50,000000 10,000000 5,000000 10,000000 25,000000	(30,000)
064	81/03/27 17/03/27	7120/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	69,250000 5,000000 20,750000 5,000000	(30,000)
065	81/08/21 22/01/01	1/3 1/3	O A/S NORSKE SHELL BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS	15,000000 8,333000 40,000000 16,667000 20,000000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
066	81/08/21 20/01/01	2/2 O	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 50,000000 30,000000	(30,000)
067	81/08/21 18/01/01	2/5 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
069	81/08/21 18/01/01	7/8 O	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	5,000000 50,000000 15,000000 25,000000 5,000000	(30,000)
070	81/08/21 18/01/01	7/11 7/11 O	AMOCO NORWAY OIL COMPANY DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	14,700000 51,000000 24,500000 9,800000	(31,400)
072	81/08/21 18/01/01	16/7 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
073	82/04/23 18/04/23	6407/ 1 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 16,667000 33,333000	(30,000)
074	82/04/23	6407/ 2 18/04/23 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NESTE PETROLEUM AS NORSK AGIP AS SAGA PETROLEUM A.S.	65,000000 7,000000 10,500000 10,500000 7,000000	(45,400)
077	82/04/23 18/04/23	7120/7 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS TEXACO EXPLORATION NORWAY AS TOTAL NORGE AS	55,000000 15,000000 10,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
078	82/04/23 18/04/23	7120/9 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 15,000000 25,000000 10,000000	(30,000)
079	82/08/20 18/08/20	30/9 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	73,500000 16,000000 10,500000	(59,500)
085	83/07/08 30/09/30	31/3 31/5 31/6 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	82,000000 2,000000 9,000000 6,000000 1,000000	(73,000)
085 B	92/09/11 30/07/08	31/9 32/4 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	82,000000 2,000000 9,000000 6,000000 1,000000	(73,000)
086	84/03/09 20/03/09	6/3 O	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 40,000000 10,000000 30,000000 10,000000	(33,000)
088	84/03/09 22/03/09	24/6 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S TOTAL NORGE AS	50,000000 50,000000	(30,000)

UTF. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
089	84/03/09 24/03/09	34/7 O	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S. NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	2,800000 55,400000 5,600000 10,500000 9,600000 8,400000 7,700000	(51,000)
090	84/03/09 24/02/09	35/11 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	50,000000 25,000000 25,000000	(30,000)
091	84/03/09 20/03/09	6406/3 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 45,000000 5,000000	(30,000)
092	84/03/09 20/03/09	6407/6 O	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS SAGA PETROLEUM A.S.	2,000000 50,000000 40,000000 8,000000	(30,000)
093	84/03/09 24/03/09	6407/9 O	A/S NORSKE SHELL BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	10,800000 16,200000 73,000000	(57,880)
094	84/03/09 24/03/09	6506/12 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NESTE PETROLEUM AS NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	44,000000 14,700000 9,800000 9,800000 4,900000 7,000000 9,800000	(31,000)
095	84/03/09 24/03/09	6507/7 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM AS NORSKE CONOCO A/S	75,000000 5,000000 20,000000	(65,000)
097	84/03/09 20/03/09	7120/6 7120/6 O	AMERADA HESS NORGE AS DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	11,250000 10,000000 56,250000 22,500000	(30,000)
099	84/03/09 20/03/09	7121/4 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 12,500000 37,500000	(30,000)
100	84/03/09 20/03/09	7121/7 O	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS	4,000000 51,000000 35,000000 10,000000	(30,000)
101	85/03/01 22/03/01	16/10 O	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP AS	5,000000 50,000000 45,000000	(30,000)
102	85/03/01 25/03/01	25/5 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS TOTAL NORGE AS	50,000000 30,000000 20,000000	(30,000)
103	85/03/01 21/03/01	25/7 O	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S	12,500000 50,000000 37,500000	(30,000)
104	85/03/01 25/03/01	30/9 O	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 5,000000 5,000000 25,000000 5,000000 10,000000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
107	85/03/01 21/03/01	6407/7	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	50,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
108	85/03/01 22/03/01	7120/1	A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	40,000000 50,000000 5,000000 5,000000	(30,000)
109	85/03/01 22/03/01	7120/2 7120/3	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S	55,000000 15,000000 20,000000 10,000000	(30,000)
110	85/03/01 21/03/01	7120/5 7121/5 7121/5	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	8,330000 50,000000 20,000000 5,000000 16,670000	(30,000)
112	85/07/26 21/07/26	25/2	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 21,800000 17,300000 10,900000	(30,000)
113	85/08/23 21/08/23	2/12	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 50,000000	(30,000)
114	85/08/23 22/08/23	9/2	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 65,000000 25,000000	(30,000)
114 B	95/08/11 01/08/11	9/5	DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 65,000000 25,000000	(30,000)
115	85/08/23 21/08/23	9/3	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	50,000000 15,000000 5,000000 30,000000	(30,000)
116	85/08/23 22/08/23	15/12 15/12	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 40,000000 10,000000 30,000000 10,000000	(30,000)
117	85/08/23 22/08/23	25/6	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S FINA PRODUCTION LICENCES AS SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 50,000000 15,000000 25,000000	(30,000)
120	85/08/23 23/08/23	34/7 34/8	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 13,000000 18,000000 13,000000 6,000000	(28,000)
121	86/02/28 22/02/28	6407/5	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	2,000000 50,000000 20,000000 20,000000 8,000000	(40,000)
122	86/02/28 25/02/28	6507/2	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	20,000000 50,000000 10,000000 20,000000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
124	86/02/28 25/02/28	6507/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM AS NORSKE CONOCO A/S	65,000000 10,000000 25,000000	(30,000)
127	86/02/28 23/02/28	6607/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS FINA PRODUCTION LICENCES AS	50,000000 35,000000 15,000000	(30,000)
128	86/02/28 96/02/28	6608/10 6608/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 10,000000 10,000000 15,000000 15,000000	(25,000)
132	87/04/10 23/04/10	6407/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	50,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
134	87/04/10 96/04/10	6506/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	53,000000 30,000000 7,000000 10,000000	(30,000)
138	87/05/29 23/05/29	7122/6	O AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S TOTAL NORGE AS	13,000000 50,000000 37,000000	(30,000)
142	87/05/29 96/05/29	29/9 30/7 30/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
143	88/07/08 96/07/08	1/2	O AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	10,000000 50,000000 15,000000 25,000000	(30,000)
144	88/07/08 96/07/08	1/5 1/6 1/6	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S	25,000000 50,000000 25,000000	(30,000)
145	88/07/08 24/07/08	1/9 2/7	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK AGIP AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	30,000000 50,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
146	88/07/08 96/07/08	2/4	O AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 50,000000 20,000000 20,000000	(30,000)
147	88/07/08 96/07/08	3/7 3/8	O A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	50,000000 50,000000	(30,000)
148	88/07/08 24/07/08	7/4 7/7	AMERADA HESS NORGE AS AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S TOTAL NORGE AS	25,000000 10,000000 50,000000 15,000000	(30,000)
150	88/07/08 24/07/08	24/9	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS FINA PRODUCTION LICENCES AS SAGA PETROLEUM A.S.	40,000000 40,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
152	88/07/08 25/07/08	33/12	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S. SAGA PETROLEUM A.S.	30,000000 50,000000 10,000000 10,000000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
153	88/07/08 96/07/08	35/9 36/7	A/S NORSKE SHELL DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	12,000000 8,000000 50,000000 20,000000 10,000000	(30,000)
156	89/03/03 96/03/03	6406/11	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 50,000000 20,000000 20,000000	(30,000)
157	89/03/03 96/03/03	6406/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 10,000000 15,000000 25,000000	(20,000)
158	89/03/03 96/03/03	6407/8	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S TOTAL NORGE AS	40,000000 50,000000 10,000000	(30,000)
159	89/03/03 97/03/03	6507/3	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	50,000000 20,000000 10,000000 20,000000	(20,000)
163	91/03/01 97/03/01	2/10 2/10	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S O NORSK AGIP AS SAGA PETROLEUM A.S.	10,000000 50,000000 10,000000 30,000000	(35,000)
164	91/03/01 97/03/01	2/1 7/12 7/12 8/10	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS	30,000000 50,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
166	91/03/01 97/03/01	15/6	O A/S NORSKE SHELL DEMINEX NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S	10,000000 30,000000 60,000000	(30,000)
167	91/03/01 97/03/01	16/1	O AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	10,000000 50,000000 30,000000 10,000000	(20,000)
168	91/03/01 96/03/01	25/10	O AMERADA HESS NORGE AS BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S FINA PRODUCTION LICENCES AS	20,000000 15,000000 50,000000 15,000000	(20,000)
169	91/03/01 97/03/01	25/8 25/11	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S	50,000000 10,000000 30,000000 10,000000	(35,000)
170	91/03/01 25/03/01	30/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS TOTAL NORGE AS	50,000000 30,000000 20,000000	(35,000)
171	91/03/01 97/03/01	30/12	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 30,000000 20,000000	(35,000)
172	91/03/01 25/03/01	33/9 33/9	O AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSKE CONOCO A/S	10,000000 50,000000 25,000000 15,000000	(35,000)
173	91/03/01 97/03/01	35/10	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	50,000000 15,000000 20,000000 15,000000	(20,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
174	91/03/01 96/03/01	35/12	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 10,000000 10,000000 30,000000	(35,000)
175	91/03/01 97/03/01	6204/10 6204/11	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS NESTE PETROLEUM AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 10,000000 10,000000 20,000000 10,000000	(25,000)
176	91/03/01 97/03/01	6407/11 6407/12	A/S NORSKE SHELL DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S FINA PRODUCTION LICENCES AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	30,000000 50,000000 10,000000 10,000000	(35,000)
177	91/03/01 97/03/01	6610/2 6610/3	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	30,000000 50,000000 20,000000	(20,000)
181	91/03/01 97/03/01	7128/6 7128/9 7129/4	AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSKE CONOCO A/S	15,000000 50,000000 10,000000 25,000000	(30,000)
182	91/03/01 97/03/01	7219/7 7219/8	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS SAGA PETROLEUM A.S.	50,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
185	91/09/13 96/04/06	31/7	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ESSO EXPL. & PROD. NORWAY A/S NESTE PETROLEUM AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	46,000000 17,600000 13,200000 23,200000	(33,400)
186	93/09/10 99/09/10	7/10 7/11	AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S. TOTAL NORGE AS	25,000000 50,000000 10,000000 15,000000	(40,000)
187	93/09/10 99/09/10	15/2 15/3 15/3	AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	25,000000 55,000000 20,000000	(40,000)
188	93/09/10 99/09/10	17/3	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK AGIP AS	15,000000 40,000000 25,000000 20,000000	(30,000)
189	93/09/10 99/09/10	25/8 25/9	AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS SAGA PETROLEUM A.S.	20,000000 55,000000 15,000000 10,000000	(45,000)
190	93/09/10 99/09/10	30/8	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	60,000000 15,000000 25,000000	(50,000)
191	93/09/10 99/09/10	31/1 31/2 31/4 31/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NESTE PETROLEUM AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	60,000000 10,000000 10,000000 20,000000	(45,000)
192	93/09/10 99/09/10	34/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS NORSKE CONOCO A/S	55,000000 25,000000 20,000000	(35,000)
193	93/09/10 99/09/10	34/11	BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	15,000000 65,000000 20,000000	(40,000)

UTV. TILL.	TILD.	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
194	93/09/10 99/09/10	35/4 35/5	DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS O NORSK HYDRO PRODUKSJON AS SAGA PETROLEUM A.S.	55,000000 10,000000 25,000000 10,000000	(45,000)
195	93/09/10 99/09/10	35/8	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSK HYDRO PRODUKSJON AS NORSKE CONOCO A/S	25,000000 45,000000 15,000000 15,000000	(35,000)
196	93/09/10 99/09/10	35/6 36/4	O BP PETROLEUM DEV. OF NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S IDEMITSU PETROLEUM NORGE A.S. NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	25,000000 45,000000 10,000000 20,000000	(25,000)
197	93/09/10 99/09/10	6306/2 6306/5	O AMERADA HESS NORGE AS AMOCO NORWAY AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NORSKE CONOCO A/S	15,000000 15,000000 45,000000 25,000000	(30,000)
198	93/09/10 99/09/10	6306/6	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ELF PETROLEUM NORGE AS NORSK HYDRO PRODUKSJON AS	65,000000 15,000000 20,000000	(40,000)
199	93/09/10 99/09/10	6406/2	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S MOBIL DEVELOPMENT NORWAY AS SAGA PETROLEUM A.S.	60,000000 15,000000 25,000000	(45,000)
200	93/09/10 99/09/10	6608/7 6608/8	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S NESTE PETROLEUM AS PHILLIPS PETROLEUM NORSK AS	65,000000 15,000000 20,000000	(40,000)
201	93/09/10 99/09/10	7018/3 7019/1	O DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S ENTERPRISE OIL NORWEGIAN AS NESTE PETROLEUM AS NORSK AGIP AS	40,000000 20,000000 10,000000 30,000000	(25,000)
202	93/09/10 99/09/10	7227/11 7227/12 7228/7 7228/10	O AMERADA HESS NORGE AS DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S SAGA PETROLEUM A.S.	25,000000 55,000000 20,000000	(30,000)

7.2 SALG OG FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet mottok 72 bestillinger på til sammen 661 logger fra 110 brønner i løpet av 1995. 48 bestillinger var film/papirkopier, 15 var bestillinger av digitale logger på magnetbånd, 8 bestillinger gjaldt digitale kjerneanalyser og en bestilling var ønske om digitale retningsdata.

Dette er en vesentlig reduksjon i forhold til 1994.

Grunnen til nedgangen i antall bestillinger er at Oljedirektoratet i 1995 avsluttet «High Quality Log Data-prosjektet» (HQLD-prosjektet). Dette innebærer en kvalitetsoppgradering og digitalisering av logger fra alle letebrønner fra 1966 til 1993. 16 oljeselskaper mottok automatisk til sammen 11 381 digitale loggsett fra 750 brønner gjennom dette prosjektet.

7.2.1 RAPPORTERING OG FRIGIVNING AV DATA OG MATERIALE FRA SOKKELEN

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkningsheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet bl a kopier av rapporter, borehullslogger og

kontinuerlige, representative utvalg av borekaks og borekjerne. Oljedirektoratet mottar også oljeprøver fra alle testede brønner.

Per 31. desember 1995 har Oljedirektoratet lagret 92 429 meter kjernemateriale fra 1 032 brønner, 397 039 prøver av vasket borekaks fra 1 097 brønner og 480 903 våtprøver fra 1 382 brønner. I tillegg finnes olje- og kondensatprøver fra 285 brønner.

Dette inkluderer materiale fra Svalbard, Hopen og Andøya og fra noen utenlandske brønner, det meste fra engelsk sektor i Nordsjøen. I forbindelse med oppdrag fra NORAD har Oljedirektoratet også materiale fra Tanzania og Mozambique.

I 1995 har Oljedirektoratet mottatt 4 718 m kjerne, 6 787 prøver av vasket borekaks, 11 676 våtprøver og 18 oljeprøver.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale til blant annet undervisning og forskningsøyemed. Geologiske og reservoartekniske data frigis normalt 5 år etter at brønnen er komplett. Rettighetshaverens tolkninger frigis ikke. «Well Data Summary Sheets», (WDSS), blir publisert årlig. Denne publikasjonen viser hvilke brønner som er friggitt og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige brønner. Videre

gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlogg med litologibeskrivelse for hver brønn.

Utenom WDSS har Oljedirektoratet årlige publikasjoner som i tillegg til informasjon om frigitt materiale også inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; nummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, rettighetshavere og andeler, geografiske koordinatpunkter for arealene, en del data om hver brønn som er boret i tillatelsen og et kart over arealet hvor brønnene er plottet inn. Det finnes også en del historiske data og tabeller fra boreaktiviteten. Denne type informasjon kan også leveres i digital form på diskett eller magnetbånd. Det henvises for øvrig til Oljedirektoratets publikasjonsliste.

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

Frigivningsøknader for geologisk prøvetaking rettes til frigivningskomiteen i Oljedirektoratet.

39 søknader har vært behandlet i 1995. 12 av disse var for organisk geokjemiske studier, 12 for biostratigrafiske, 10 for sedimentologiske/petrofysiske og 4 for olje/kondensatprøver.

Det ble til sammen frigitt ca 187 kg prøvemateriale og 159 ml olje.

Oljedirektoratets 2 kjernestudierom ble i 1995 benyttet av 14 forskjellige selskaper/institusjoner for studier av kjerner og/eller geologisk prøvetaking. Kjernestudierommene har vært benyttet 112 dager av eksterne gjester i tillegg til 214 dager av Oljedirektoratets ansatte.

Per 31. desember 1995 har Oljedirektoratet frigitt data fra 344 seismiske undersøkelser som omfatter 290 523 linjekilometer seismikk. Undersøkelsene er fordelt med 303 undersøkelser i Nordsjøen og 41 i Norskehavet. Fortegnelse over disse undersøkelser foreligger i publikasjonen 'Released seismic surveys, Volume A & B'. 'Volume A' inneholder datapakkene i Nordsjøen og 'Volume B' i Norskehavet.

60 bestillinger på selskapsseismikk ble mottatt og effektivert av Oljedirektoratet i 1995.

Dataforvaltningsavdelingens distribusjon av digitale datasammenstillinger har økt noe i 1995. 108 digitale datasammenstillinger er blitt solgt fra direktoratet direkte og 23 fra underleverandører, mot 125 totalt i 1994. De mest vanlige er brønnlister (lete- og utvinningsbrønner), utvinningstillatelser (nåværende og historiske), leteområder og blokker, rørledninger, installasjoner, feltomriss, oversikt over markedstilgjengelig seismikk og andre sammestillinger som er oppgitt i Oljedirektoratets publikasjonsliste. I tillegg er flere spesielle sammenstillinger laget på bestilling.

Frigivning av data fra brønner på Svalbard.

Spørsmålet om frigivning av de 17 letebrønnene boret på Svalbard ble reist av bergmesteren for Svalbard i 1993. Fram til sommeren 1994 pågikk det saksbehandling av spørsmålet i Oljedirektoratet, Kommunal- og arbeidsdepartementet samt Utenriksdepartementet. Dette resul-

terte i en åpning for frigivning av geodata fra disse brønnene. I 1995 er det arbeidet med å tilrettelegge for praktisk frigivning av dataene. Dette ble gjort gjennom prosjektet «Digitalisering av logger fra brønner boret på Svalbard» hvor alle loggdata ble overført til digitalt HQLD-format. Loggene kan nå bestilles som andre HQLD logger.

7.2.2 SOLGT SEISMIKK

Tabell 7.2.2

Oversikt over antall solgte seismiske datapakker (OD-seismikk)

NR	NAVN	1995	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1		34
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2		27
003	TAMPEN-SPUR		22
004	MØRE-SOUTH-84		22
005	TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006	HALTENBANKEN-VEST-84		24
007	FRØYABANKEN-84		27
008	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2 #)		22
009	MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3 #)		28
010	TRÆNABANKEN		30
011	REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN		22
012	NORDLAND-IV-85		13
013	REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL		21
014	NORDLAND-II-83		23
015	NORDLAND-III-84	1	17
016	TROMS-II	1	13
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		18
018	FINNMARK-VEST-83		19
019	FINNMARK-VEST-84		20
020	NORDLAND-III-85	1	16
021	MØRE-SØR-TEST-84 #)		5
022	STOREGGA-85	3	13
023	VØRINGPLATAET	2	15
024	VØRING-BASSENGET-85/86	1	15
025	LOFOTEN-VEST-86	1	17
026	JAN-MAYEN-85		1
027	JAN-MAYEN-79/85		
028	VØRING-BASSENGET-87	1	15
029	NORDLAND-VI-87	1	18
030	NORDLAND-VII-87		13
031	NORDLAND-V-87		12
032	NORDLAND-VI-88	1	18
033	NORDLAND-VII-88		13
034	NORDLAND-V-73-79		12
035	NORDLAND-VI-73-79	1	18
036	NORDLAND-VI-89	1	18
037	NORDLAND-VII-89		13
038	NORDLAND-VII-74/75		13
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89 #)		1
040	VØRING-BASSENGET-88	1	15
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	1	15
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	1	15
043	MØRE-BASSENGET-88		11
044	TYPEPROFILER-BARENTSHAVET #)		2
045	VØRINGBASSENGET-I-90	1	15
046	STOREGGA-90	5	13
047	VIKINGGRABEN-SØR-TEST-91 #)		1
048	VIKINGBANKEN-TEST-91 #)		3
049	NORSKEHAVET-74/79		1
050	VØRINGBASSENGET-II-ENSIGN-91	4	13
051	VØRINGBASSENGET-II-DIGICON-91	4	13
052	MØREBASSENGET-91	2	12
053	JAN-MAYEN-88		1
054	VØRINGBASSENGET-II-92	4	13

#) Ikke obligatorisk

NR	NAVN	1995	Totalt
055	MØREBASSENGET-ENSIGN-92	2	12
056	MØREBASSENGET-DIGICON-92	3	13
057	VESTFJORDEN	2	5
058	VESTFJORDEN-77/78	2	5
100	TROMS-HOVEDPAKKE		35
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73		22
102	TROMS-III-83/84		17
103	TROMS-III-85		17
104	TROMS-1976-SLAG #)		
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
311	NORDKAPP-FINNMARK-87 #)		
312	NORDKAPP-TEST-87 #)		1
400	BARENTSHAVETNORDVEST REGIONAL		2
500	BARENTSHAVETNORDØST REGIONAL		2

#) Ikke obligatorisk

7.3 STATISTIKK OVER LETEBORINGSAKTIVITETEN

Det er per 31. desember 1995 påbegynt 836 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 596 undersøkelsesbrønner og 240 avgrensningsbrønner.

788 letebrønner er avsluttet og 41 brønner er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, videre boring eller senere plugging.

Den nordligste brønnen på norsk sokkel er 7316/5-1 som ble boret i 1992 med Norsk Hydro som operatør, den østligste 7229/11-1, boret i 1993 av Shell og den vestligste 6301/11-2 boret av Statoil i 1991.

Letebrønnene er boret av 21 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a.

Antall operasjonsdager per selskap i 1995 er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Per 31. desember 1995 er det boret 2 692 392 meter ved leteboring, av dette 109 750 meter i 1995.

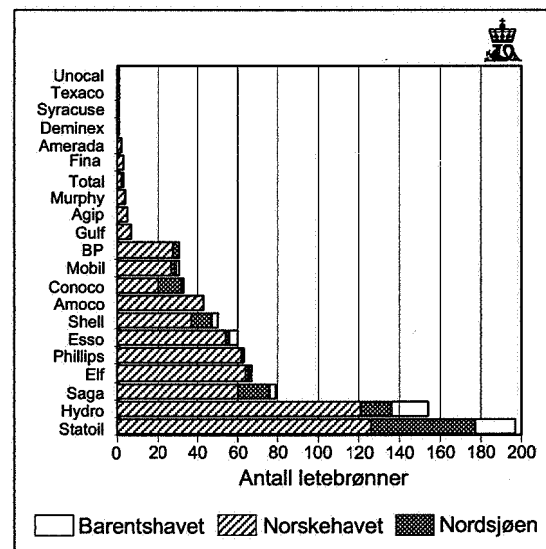
Gjennomsnittlig totaldyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1995 er 3 084 meter. Letebrønn 6406/2-1 R, som ble boret i 1995, er den hittil dypeste brønn på norsk sokkel. Saga var operatør, og totaldypet for denne brønnen var 5 892 meter RKB (5 870 meter msl). Den lengste brønnbanen for en letebrønn boret hittil er 6506/12-10 A, som ble boret av Statoil i 1995. Brønnbanen var 6 260 meter RKB (6 236 m msl), men brønnen var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som brønn 6406/2-1 R. Gjennomsnittlig vanddyp for letebrønner boret i 1995 var 152 m.

Det største vanddyp det hittil er boret på i norsk sektor, er 523 meter. Dette var letebrønn 6607/5-2, som ble boret i 1991 med Esso som operatør. Tabell 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanddypet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1995.

For boringer på norsk sokkel er det benyttet 78 forskjellige boreinnretninger, 9 under 2 forskjellige navn. Av disse er 52 av typen halvtvedsenkbare, 15 oppjekkbare, 5 boreskip og 6 faste innretninger. I 1995 har 9 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring på norsk sokkel.

Tabell 7.3.a til 7.3.f inneholder data om leteboring på norsk kontinentalsokkel.

Figur 7.3.a
Regional fordeling av letebrønner per operatørselskap



Tabell 7.3.a
Regional fordeling av påbegynte brønner

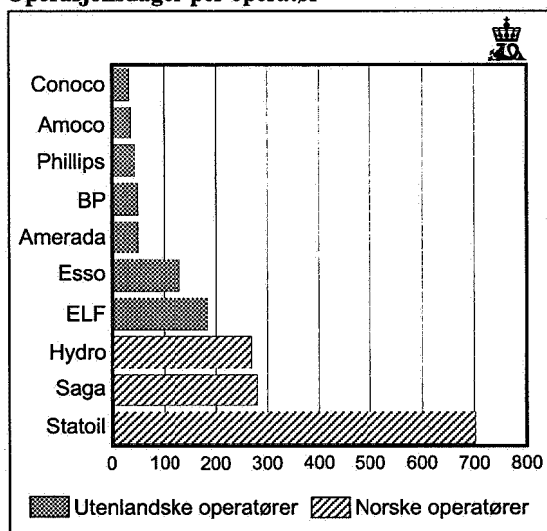
År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	Sum
Nordsjøen																															
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	23	19	27	20	22	13	14	9	9	15	18	23	21	14	13	19	453
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	7	11	14	5	8	10	6	9	13	14	5	3	11	216
Norskehavet																															
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	5	3	90
Avgrensning																		1	6	5	4	1	1	1	1		2		3	24	
Barentshavet																															
Undersøkelse															2	3	4	5	7	7	2	5	4	4	1	3	3	2			52
Avgrensning																		1													1
Totalt leteboring																															
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	12	18	20	12	14	18	26	24	36	32	35	30	26	24	18	21	26	34	29	20	18	22	595
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	8	12	20	10	12	11	7	10	13	14	7	3	14	241
Letebrønner	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	36	47	43	27	21	36	836
Utvinningsbrønner																															
							1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	86	105	120	109	1098	
Boret totalt	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	63	55	71	63	80	97	83	84	84	94	96	111	129	132	141	145	1934

Tabell 7.3.b
Antall letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)

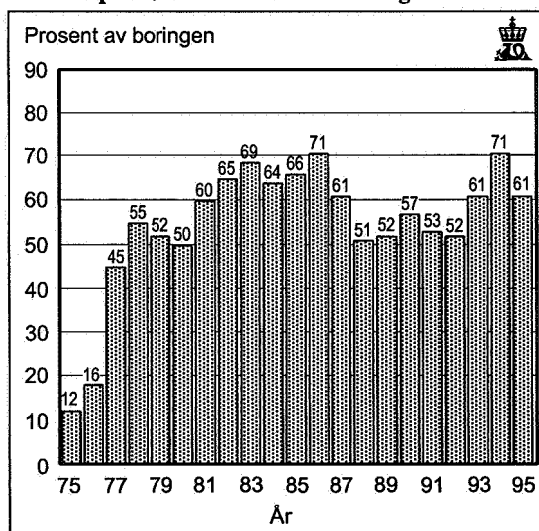
Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	73	53	126	43	8	51	19	1	20	135	62	197
Hydro	82	39	121	13	2	15	18		18	113	41	154
Phillips	42	20	62	1		1				43	20	63
Elf	46	18	64	2		2	1		1	49	18	67
Saga	48	12	60	15	1	16	3		3	66	13	79
Esso	30	24	54	2		2	4		4	36	24	60
Shell	26	11	37	5	5	10	3		3	34	16	50
Amoco	30	13	43							30	13	43
Conoco	20		20	4	8	12	1		1	25	8	33
Mobil	18	9	27	2		2	2		2	22	9	31
BP	14	14	28	3		3				17	14	31
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	5		5							5		5
Deminex	1		1							1		1
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Fina	2	1	3							2	1	3
Amerada	2		2							2		2
Undersøkelse	454			90			52			596		
Avgrensning	215			24			1			240		
Letebrønner	669			114			53			836		

U = undersøkelsesbrønner A = avgrensingsbrønner L = letebrønner

Figur 7.3.b
Operasjonsdager per operatør



Figur 7.3.c
Norske operatørs andel av leteboringen



Tabell 7.3.c
Letebrønner påbegynt i 1995 (Regionalt fordelt)

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	5	3	8	3	2	5				8	5	13
Hydro	5	2	7							5	2	7
Phillips	1		1							1		1
Elf	2	1	3							2	1	3
Saga		1	1		1	1					2	2
Esso	1	4	5							1	4	5
Shell												
Amoco	1		1							1		1
Conoco	1		1							1		1
Mobil												
BP	1		1							1		1
Gulf												
Murphy												
Total												
Agip												
Deminex												
Syracuse												
Texaco												
Unocal												
Fina												
Amerada	2		2							2		2
Undersøkelse	19			3						22		
Avgrensning		11			3						14	
Letebrønner			30			6						36

U = undersøkelsesbrønner A = avgrensingsbrønner L = letebrønner

Tabell 7.3.d
Gjennomsnittlig vanddyb og boredyp

År	Gj. snittlig vanddyb (m)	Gj. snittlig totaldyb (m)
1966	94	3 015
1967	100	2 682
1968	81	3 303
1969	74	3 276
1970	92	2 860
1971	79	3 187
1972	78	3 742
1973	85	3 075
1974	106	3 163
1975	106	3 173
1976	108	3 314
1977	104	3 450
1978	110	3 432
1979	157	3 444
1980	179	3 209

År	Gj. snittlig vanddyb (m)	Gj. snittlig totaldyb (m)
1981	164	3 243
1982	163	3 457
1983	192	3 287
1984	212	3 247
1985	224	3 367
1986	234	3 248
1987	236	3 386
1988	248	3 598
1989	188	3 331
1990	156	3 619
1991	194	3 639
1992	225	3 560
1993	185	3 474
1994	185	3 371
1995	152	3 084

Tabell 7.3.e
Boreinnretninger som har boret letebrønner på norsk kontinentalsokkel per 31. desember 1995

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvtnedsenkbar
Arcade Frontier (tidl. Norjarl)	7		"
Borgny Dolphin (tidl. Fernstar)	27	8	"
Borgsten Dolphin (tidl. Haakon Magnus)	9		"
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (tidl. Deepsea Driller)	27		Halvtnedsenkbar
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	50	3	"
Deepsea Saga	16	3	"
Drillmaster	5	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		"
Dyvi Stena	23	1	Halvtnedsenkbar
Endeavour	2		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (tidl. Norskald)	39	1	Halvtnedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		"
Henry Goodrich	2		Halvtnedsenkbar
Hunter (tidl. Treasure Hunter)	6	3	"
Kolskaya		1	Oppjekkbar
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Gallant	2		"
Mærsk Giant	1		"
Mærsk Guardian	4	1	"
Mærsk Jutlander	4	1	Halvtnedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (tidl. Pentagone 81)	13		Halvtnedsenkbar
Nordraug	12		"
Nortrym	32	3	"
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvtnedsenkbar
Ocean Victory	1		"
Ocean Viking	28	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbar

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Pentagone 84	2	1	Halvtnedsenkbar
Polar Pioneer	31	6	"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Isle	32	10	"
Ross Rig	29		"
Ross Rig (ny)	29	3	"
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo 5	1		Halvtnedsenkbar
Sedco 135 G	3		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	8		"
Sedco H	2		"
Sedneth I	3		"
Sovereign Explorer	3	1	"
Transocean 8	15	2	"
Transworld Rig 61	2		"
Treasure Prospect	1	1	"
Treasure Saga	52	6	"
Treasure Scout	23		"
Treasure Seeker	24	5	"
Vildkat Explorer	37	5	"
Vinni	5		"
Waage Drill I	2		"
West Alpha (tidl. Dyvi Alpha)	22	2	"
West Delta (tidl. Dyvi Delta)	37	5	"
West Epsilon	1		Oppjekkbar
West Vanguard	35	11	Halvtnedsenkbar
West Venture	12	2	"
West Vision	1		"
Yatzy	1		"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		"
Zapata Ugland	5	1	Halvtnedsenkbar
I tillegg er 8 letebrønner boret fra faste installasjoner:	828	95	
Cod plattformen	1	1	
Ekofisk B	1		
Gullfaks B	1		
Sleipner A	1		
Ula A	1		
Veslefrikk A	3		
	836	96	

Tabell 7.3.f

Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1995

A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgitt brønn, R=gjenåpnet brønn, S=skråboret brønn Posisjoner med en desimal er foreløpige

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Letebrønntype Status	VD KBE	TD (RKB) Alder på TD
1/03-07	804	56 56 25.15	95.02.13	Elf	Avgrensningsbrønn	72	3345
	065	02 40 34.61	95.05.25	West Epsilon	Olje	42	
2/07-30	803	56 26 22.49	95.02.27	Phillips	Undersøkelserbrønn	71	3479
	018	03 16 25.50	95.04.10	Mærsk Guardian	Tørt hull	43	Kritt
2/08-15	834	56 25 05.14	95.11.27	Amoco	Undersøkelserbrønn	69	3754
	006	03 28 58.96	00.00.00	Vildkat Explorer		25	
7/12-12 S	833	57 06 41.18	95.11.14	BP	Undersøkelserbrønn	70	
	019	02 50 50.73	00.00.00	Ula A		57	
9/02-05	816	57 45 15.30	95.06.23	Statoil	Avgrensningsbrønn	77	3355
	114	04 21 21.16	95.07.21	Deepsea Bergen	Reklass. til produksjon	23	M. Jura
15/05-05	820	58 43 03.40	95.08.31	Hydro	Undersøkelserbrønn	109	2645
	048	01 38 39.41	95.10.05	Treasure Saga	Oljefunn	26	
17/03-01	815	58 55 02.50	95.06.29	Elf	Undersøkelserbrønn	273	2852
	188	03 48 21.33	95.08.20	Vildkat Explorer	Hydrokarboner	25	Grunnfjell
25/05-05	827	59 33 16.17	95.10.27	Elf	Undersøkelserbrønn	122	2600
	102	02 20 40.46	95.11.23	Vildkat Explorer	Oljefunn	25	
25/07-03	819	59 26 08.81	95.07.27	Conoco	Undersøkelserbrønn	127	2540
	103	02 19 28.00	95.08.28	Deepsea Bergen	Oljefunn	23	Kritt
25/08-06	813	59 28 18.42	95.05.19	Esso	Avgrensningsbrønn	128	2577
	027 P	02 20 15.37	95.06.27	Vildkat Explorer	Suspendert	25	Kritt
25/08-07	818	59 28 28.43	95.07.21	Amerada	Undersøkelserbrønn	123	2380
	189	02 34 28.57	95.08.12	Dyvi Stena	Tørt hull	25	Jura
25/08-08 S	823	59 25 51.87	95.08.22	Esso	Undersøkelserbrønn	127	2592
	027 P	02 24 18.73	95.09.24	Vildkat Explorer	Oljefunn	25	Jura
25/08-08 A	830	59 25 51.87	95.09.29	Esso	Avgrensningsbrønn	127	2601
	027 P	02 24 18.73	95.10.11	Vildkat Explorer	Olje	25	Tertiær
25/08-08 B	831	59 25 51.87	95.10.12	Esso	Avgrensningsbrønn	127	2510
	027 P	02 24 18.73	95.10.24	Vildkat Explorer	Olje	27	Tertiær
25/09-01	810	59 26 58.72	95.03.28	Amerada	Undersøkelserbrønn	111	2525
	189	02 42 35.67	95.04.21	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	Trias
25/10-06 S	836	59 08 08.7	95.12.26	Statoil	Undersøkelserbrønn	116	
	168	02 01 37.6	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
25/11-19 S	811	59 12 48.71	95.04.24	Esso	Avgrensningsbrønn	129	2250
	001	02 24 06.82	95.05.18	Vildkat Explorer	Suspendert. Olje	25	
25/11-20	826	59 08 44.62	95.10.08	Hydro	Undersøkelserbrønn	119	1828
	169	02 33 44.27	95.10.23	Treasure Saga	Tørt hull	26	Kritt
25/11-21 S	832	59 09 43.43	95.10.23	Hydro	Avgrensningsbrønn	129	1975
	169	02 27 53.07	95.11.13	Treasure Saga	Suspendert	26	
30/03-07 S	822	60 46 57.76	95.09.21	Statoil	Undersøkelserbrønn	175	5581
	052	02 53 52.59	95.12.12	Veslefrikk A	Susp.	56	
30/08-01 S	797	60 27 46.93	94.11.01	Hydro	Undersøkelserbrønn	96	4688
	190	02 38 06.53	95.03.01	Treasure Saga	Susp. ved 7"	26	Jura
30/08-01 SR	797	60 27 46.93	95.11.18	Hydro	Undersøkelserbrønn	96	5149
	190	02 38 06.53	00.00.00	Treasure Saga		26	
30/08-02	835	60 27 24.51	95.12.15	Hydro	Undersøkelserbrønn	100	2405
	190	02 21 47.92	00.00.00	West Vanguard		22	
30/09-17	806	60 17 39.08	95.03.03	Hydro	Undersøkelserbrønn	106	1408
	104	02 49 19.44	95.03.14	Treasure Saga	Susp. ved 9 5/8"	26	
30/09-17 R	X 806	60 17 39.08	95.04.11	Hydro	Undersøkelserbrønn	106	1408
	104	02 49 19.44	95.04.13	Treasure Saga	Oppgitt	26	
30/09-18	809	60 17 38.69	95.03.14	Hydro	Undersøkelserbrønn	106	2994
	104	02 49 22.59	95.04.11	Treasure Saga	Tørt hull	26	Jura
31/04-10	829	60 37 30.24	95.11.14	Hydro	Avgrensningsbrønn	234	2350
	055	03 11 16.26	95.12.13	West Vanguard	Olje	22	
33/09-18 A	800	61 15 40.78	94.12.21	Statoil	Undersøkelserbrønn	145	3595
	037	01 56 07.73	95.01.24	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Jura
34/07-24 S	801	61 18 32.92	95.02.25	Saga	Avgrensningsbrønn	152	3145
	089	02 01 51.55	95.03.24	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	
34/10-37	802	61 08 09.78	95.01.26	Statoil	Undersøkelserbrønn	140	2873
	050	02 00 55.81	95.02.24	Deepsea Bergen	Olje/gass funn	23	
34/10-37 A	808	61 08 09.78	95.02.24	Statoil	Avgrensningsbrønn	140	2950
	050	02 00 55.81	95.04.03	Deepsea Bergen	Suspendert. Olje/gass	23	
34/10-38 S	805	61 04 23.27	95.04.05	Statoil	Avgrensningsbrønn	137	3940
	050	02 01 37.18	95.05.29	Deepsea Bergen	Olje/gass	23	Trias

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Letebrønntype Status	VD KBE	TD (RKB) Alder på TD
34/10-39 S	812	61 12 44.79	95.05.31	Statoil	Undersøkelsesbrønn	140	3290
	050	02 01 32.11	95.06.20	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	U. Jura
34/10-40 S	821	61 12 10.92	95.08.13	Statoil	Undersøkelsesbrønn	143	5900
	050	02 12 04.86	95.10.13	Gullfaks B	Reklass. til vann injektor	81	
6204/10-01	828	62 03 20.50	95.10.28	Statoil	Undersøkelsesbrønn	189	2709
	175	04 15 36.60	95.11.23	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Ø. Kritt
6406/02-01	798	64 52 15.19	94.10.30	Saga	Undersøkelsesbrønn	278	5292
	199	06 36 21.35	95.04.09	Ross Rig	Susp. ved 7"	24	
6406/02-01 R	798	64 52 15.19	95.08.21	Saga	Undersøkelsesbrønn	278	5892
	199	06 36 21.35	00.00.00	Ross Isle		22	
6406/02-02	825	64 49 46.35	95.12.12	Saga	Avgrensningsbrønn	272	
	199	06 34 15.43	00.00.00	Ross Rig		24	
6406/12-02	824	64 06 13.80	95.09.01	Statoil	Undersøkelsesbrønn	330	4367
	157	06 51 43.06	95.10.17	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Ø. Jura
6506/12-10	807	65 08 07.82	95.04.21	Statoil	Avgrensningsbrønn	285	5097
	094	06 49 06.47	95.06.26	Ross Rig	Tørt hull	24	
6506/12-10 A	817	65 08 07.82	95.06.27	Statoil	Avgrensningsbrønn	285	6260
	094	06 49 06.47	95.12.11	Ross Rig	Olje/gass	24	
6608/10-03 R	753	66 02 06.66	95.08.08	Statoil	Avgrensningsbrønn	379	2920
	128	08 04 57.97	95.08.17	Ross Isle	Olje/gass	23	U. Jura
6608/10-05	814	66 10 25.69	95.07.05	Statoil	Undersøkelsesbrønn	340	3200
	128	08 15 03.04	95.08.06	Ross Isle	Tørt hull	23	U. Jura

Antall: 43

7.4 STATISTIKK OVER UTVINNINGSBORING

Det er siden 1973 påbegynt 1098 utvinningsbrønner på norsk sokkel. 831 er produksjonsbrønner, 212 vann- eller gassinjeksjonsbrønner og 55 er observasjonsbrønner. 409 er for tiden ute av drift, suspendert for senere komplettering eller nedstengt av andre grunner. Brønnene er boret fra 64 installasjoner (bunnfaste, flytende eller bunnrammer). 16 utvinningsbrønner var under boring per 31. desember 1995. Figur 7.4.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1995.

Det produseres/injiseres per 31.12.95 fra 61 installasjoner fordelt på 36 felt.

5 nye felt er satt i produksjon i 1995. Disse er Frøy,

Gyda Sør, Heidrun, Staffjord Nord og Troll. 3 felt er ferdigprodusert; Nordøst Frigg, Odin og Mime. I tillegg er F-plattformen på Albuskjell nedstengt. Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 7.4.b. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper.

De første utvinningsbrønnene på Gyda Sør, Heidrun B, Sleipner Vest, Troll A, Troll B, Valhall F, Yme og Vigdis ble påbegynt i 1995.

I 1995 er det påbegynt 109 utvinningsbrønner på 24 felt. 42 av brønnene er boret fra 9 forskjellige flyttbare innretninger. Utvinningsbrønner fordelt på innretninger er vist i figur 7.4.d. Data om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.4.b og 7.4.c.. Figur 7.4.e viser en oversikt over utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger.

Tabell 7.4.a Utvinningsboring

Felt/innretning	Boret totalt	Boret 1995	Produserer			Injek.	Borer	Stengt/Susp.
			Olje	Kond.	Gass			
Albuskjell A	11			7				4
Albuskjell F	13							13
Brage	22	6	9			6	1	6
Cod	9			4				5
Draugen A	10	2	5			1		4
Draugen B	3					3		
Draugen C	2					2		
Edda	10		6					4
Ekofisk A	35		22					13
Ekofisk B	40		23			2		15
Ekofisk C	33		18			3		12
Ekofisk K	31	2				29	1	1
Ekofisk W	8					8		
Eldfisk A	42	2	24					18
Eldfisk B	37		17					20
Embla	4		4					

Felt/innretning	Boret totalt	Boret 1995	Produserer			Injek.	Borer	Stengt/Susp.
			Olje	Kond.	Gass			
Frigg (UK)	24							24
Frigg	28				8			20
Frøy	12	5	4			3	1	4
Gullfaks A	54	2	28			11	1	14
Gullfaks B	39	4	21			8		10
Gullfaks C	33	7	21			5	1	6
Gullfaks Vest	3		1					2
Gyda	30	1	10			9	1	10
Gyda Sør	1	1	1					
Heidrun A	10		3			1		6
Heidrun B	3	3				2		1
Heidrun C	3					1		2
Heimdal	12			8				4
Hod	13	2	6					7
Lille-Frigg	4		2					2
Loke	1				1			
Nordøst Frigg	7							7
Odin	11							11
Oseberg B	48	1	20			9		19
Oseberg C	39	8	11			8		20
Oseberg Vest	2	1	1					1
Sleipner A	16	6			10	3	1	2
Sleipner D	2				2			
Sleipner Vest	3	3					1	2
Snorre A	10		5			3		2
Snorre P	21	3	11			6	1	3
Statfjord A	53	3	22			12	1	18
Statfjord B	46	2	28			11		7
Statfjord C	39	4	24			12	1	2
Statfjord Nord	7	5	4				1	2
Statfjord Øst	8			4		3		1
TOGI	5				3			2
Tommeliten Gamma	7			6				1
Tor	19		10			2		7
Tordis	8	2	5					3
Troll A	3	3						3
Troll B	1	1				1		
Troll D,E,F,G,H	20	13	12				1	7
Ula	26	3	9			7		10
Valhall A	62	5	29					33
Valhall F	3	3					1	2
Vest Ekofisk	20			6				14
Veslefrikk	25	4	14			9	1	1
Vigdis	1	1					1	
Yme A	1	1						1
Øst Frigg A	3		3					
Øst Frigg B	2		1					1
	1098	109	434	35	24	180	16	409

Tabell 7.4.b

Utvinningsbrønner påbegynt og/eller avsluttet 1995

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgitt brønn

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innstallasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/01-A-13	630	56 54 17.37	94.01.31	BP	Olje prod	7269 m
	019 B	03 05 06.72	95.08.06	Gyda	Olje	
2/01-A-24 B	1056	56 54 17.42	95.08.21	BP	Vann inj	5200 m
	019 B	03 05 06.18	95.10.29	Gyda	Susp. på TD	
2/01-A-28	1034	56 54 17.36	95.10.30	BP	Olje prod	
	019 B	03 05 06.07	00.00.00	Gyda		
2/04-C-06 B	975	56 32 52.76	94.11.16	Phillips	Olje prod	3742 m
	018	03 12 55.62	95.01.09	Ekofisk C	Olje	
2/04-K-03	335	56 33 55.98	85.11.02	Phillips	Vann inj	
	018	03 12 23.11	00.00.00	Dyvi Beta		
2/04-K-06	987	56 33 55.86	94.12.19	Phillips	Vann inj	5311 m
	018	03 12 22.64	95.04.16	Ekofisk K	Vann inj	
2/04-K-08 A	1043	56 33 55.80	95.08.13	Phillips	Vann inj	4893 m
	018	03 12 22.28	95.09.10	Ekofisk K	Vann inj	
2/04-K-14	1011	56 33 56.02	95.04.19	Phillips	Vann inj	5249 m
	018	03 12 22.19	95.10.30	Ekofisk K	Susp. på TD	
2/07-A-04 A	1041	56 22 36.42	95.07.12	Phillips	Oil prod	5121 m
	018	03 15 58.02	95.09.16	Mærsk Guardian	Olje	
2/07-A-05 A	1026	56 22 36.38	95.05.01	Phillips	Olje prod	5497 m
	018	03 15 57.85	95.06.20	Mærsk Guardian	Olje	
2/07-A-07 B	992	56 22 36.49	94.12.27	Phillips	Olje prod	5188 m
	018	03 15 57.97	95.02.10	Mærsk Guardian	Olje	
2/08-A-02 A	1048	56 16 40.89	95.07.09	Amoco	Olje prod	3221 m
	006	03 23 44.00	95.07.30	Valhall	Olje	
2/08-A-04 B	988	56 16 41.05	95.05.11	Amoco	Olje prod	4420 m
	006	03 23 43.43	95.07.05	Valhall	Olje	
2/08-A-08 A	1057	56 16 41.14	95.08.27	Amoco	Olje prod	2653 m
	006	03 23 43.99	95.09.18	Valhall	Olje	
2/08-A-25 A	997	56 16 40.80	95.01.18	Amoco	Observasjon	5213 m
	006	03 23 43.83	95.02.13	Valhall	Plugget	
2/08-A-25 B	1018	56 16 40.80	95.03.30	Amoco	Olje prod	5784 m
	006	03 23 43.83	95.05.11	Valhall	Olje	
2/08-F-01	1093	56 16 35.69	95.12.11	Amoco	Olje prod	
	006	03 23 47.14	00.00.00	Mærsk Guardian		
2/08-F-02	1094	56 16 35.65	95.12.08	Amoco	Olje prod	
	006	03 23 46.96	95.12.24	Mærsk Guardian	Susp. ved 13 3/8"	
2/08-F-03	1095	56 16 35.70	95.12.13	Amoco	Olje prod	
	006	03 23 47.03	00.00.00	Mærsk Guardian		
2/11-A-08	1076	56 10 35.44	95.09.26	Amoco	Observasjon	3712 m
	033	03 27 36.47	95.10.26	Mærsk Guardian	Plugget	
2/11-A-08 A	1089	56 10 35.44	95.10.26	Amoco	Olje prod	4611 m
	033	03 27 36.47	95.11.15	Mærsk Guardian	Susp. på TD	
7/12-A-02 A	963	57 06 41.40	95.12.08	BP	Observasjon	3892 m
	019	02 50 50.73	95.12.20	Ula	Susp. at TD	
7/12-A-05 A	1020	57 06 41.14	95.03.23	BP	Olje prod	5853 m
	019	02 50 50.96	95.07.03	Ula	Susp. på TD	
7/12-A-16 A	1047	57 06 41.14	95.08.16	BP	Olje prod	4522 m
	019	02 50 50.57	95.10.01	Ula	Susp. på TD	
9/02-A-05	1013	57 49 07.48	95.03.06	Statoil	Vann/gass inj	
	114	04 31 10.74	95.04.16	Mærsk Giant	Susp. ved 9 5/8"	
15/09-A-02	1063	58 22 02.69	95.08.29	Statoil	Gass prod	
	046	01 54 29.70	00.00.00	Sleipner A		
15/09-A-08	1028	58 22 02.78	95.04.20	Statoil	Gass prod	3650 m
	046	01 54 29.99	95.05.28	Sleipner A	Susp. på TD	
15/09-A-12	1045	58 22 02.74	95.07.08	Statoil	Gass prod	3310 m
	046	01 54 30.12	95.08.06	Sleipner A	Gass	
15/09-A-15	1003	58 22 02.63	95.01.12	Statoil	Gass prod	4333 m
	046	01 54 30.18	95.03.11	Sleipner A	Gass	
15/09-A-19	1036	58 22 02.00	95.05.28	Statoil	Gass inj	4852 m
	046	01 54 29.00	95.07.08	Sleipner A	Gass inj	
15/09-A-20	1014	58 22 02.16	95.03.12	Statoil	Gass prod	2963 m
	046	01 54 32.01	95.04.20	Sleipner A	Gass	
15/09-A-21	954	58 22 02.01	94.11.11	Statoil	Gass prod	3699 m
	046	01 54 32.20	95.01.12	Sleipner A	Gass	

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Installasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
15/09-B-05	1100	58 25 04.49	95.11.26	Statoil	Gass prod	
	046	01 43 04.38	00.00.00	West Epsilon		
15/09-B-10	1064	58 25 04.54	95.09.02	Statoil	Gass prod	3920 m
	046	01 43 04.23	95.10.22	West Epsilon	Susp. på TD	
15/09-B-14	1086	58 25 04.46	95.10.23	Statoil	Gass prod	3888 m
	046	01 43 04.31	95.11.25	West Epsilon	Susp. på TD	
25/05-A-02 A	1073	59 44 03.38	95.09.10	Elf	Vann inj	4590 m
	102	02 33 27.86	95.10.09	Mærsk Gallant	Vann inj	
25/05-A-06 A	994	59 44 50.16	94.12.22	Elf	Olje prod	3840 m
	102	02 33 28.05	95.01.25	Mærsk Gallant	Olje	
25/05-A-07	995	59 44 03.60	95.01.26	Elf	Vann inj	4760 m
	102	02 33 27.86	95.07.21	Mærsk Gallant	Olje	
25/05-A-08	1083	59 44 03.44	95.10.10	Elf	Olje prod	4589 m
	102	02 33 27.73	95.11.28	Mærsk Gallant	Susp. på TD	
25/05-A-09	1054	59 44 03.57	95.07.24	Elf	Vann inj	3750 m
	102	02 33 27.73	95.08.25	Mærsk Gallant	Vann inj	
25/05-A-10	1103	59 44 03.51	95.11.28	Elf	Vann inj	
	102	02 33 28.30	00.00.00	Mærsk Gallant		
30/03-A-07 A	1102	60 46 57.92	95.12.20	Statoil	Observasjon	
	052	02 53 52.06	00.00.00	Veslefrikk		
30/03-A-20	1008	60 46 57.87	95.02.03	Statoil	Olje prod	6085 m
	052	03 53 51.96	95.02.04	Veslefrikk A	Olje	
30/03-A-22	1049	60 46 57.77	95.07.08	Statoil	Observasjon	4125 m
	052	02 53 52.59	95.08.23	Veslefrikk A	Plugget	
30/03-A-22 A	1058	60 46 57.77	95.08.24	Statoil	Gass inj	4930 m
	052	02 53 52.59	95.09.20	Veslefrikk A	Susp. på TD	
30/06-B-51 H	1027	60 31 59.32	95.04.17	Hydro	Observasjon	3836 m
	053	02 44 23.27	95.05.30	Treasure Saga	Susp. på TD	
30/06-C-06 A	1022	60 36 29.56	95.04.03	Hydro	Observasjon	3732 m
	053	02 46 33.51	95.04.09	Oseberg C	Plugget	
30/06-C-06 B	1031	60 36 29.56	95.04.09	Hydro	Olje prod	4146 m
	053	02 46 33.51	95.05.05	Oseberg C	Olje	
30/06-C-10 A	1075	60 36 29.42	95.09.14	Hydro	Observasjon	3433 m
	053	02 46 33.60	95.11.08	Oseberg C	Plugget	
30/06-C-10 B	1087	60 36 29.42	95.11.10	Hydro	Olje prod	5176 m
	053	02 46 33.60	95.12.04	Oseberg C	Susp. på TD	
30/06-C-16	1035	60 36 29.31	95.05.18	Hydro	Observasjon	6056 m
	053	02 46 33.51	95.07.02	Oseberg C	Plugget	
30/06-C-16 A	1044	60 36 29.31	95.07.02	Hydro	Olje prod	7304 m
	053	02 46 33.51	95.08.18	Oseberg C	Olje	
30/06-C-19	1004	60 36 29.31	95.02.02	Hydro	Olje prod	6693 m
	053	02 46 33.26	95.03.19	Oseberg C	Olje	
30/06-C-26 A	990	60 36 29.18	94.12.20	Hydro	Olje prod	9327 m
	053	02 46 33.01	95.02.01	Oseberg C	Olje	
30/09-B-16	1024	60 29 36.27	95.04.30	Hydro	Observasjon	3240 m
	079	02 49 42.89	95.06.07	Oseberg B	Susp. på TD	
30/09-B-34	991	60 29 36.01	94.12.25	Hydro	Vann inj	8080 m
	079	02 49 43.00	95.04.30	Oseberg B	Vann inj	
31/02-B-03 H	956	60 46 39.93	94.09.02	Hydro	Gass inj	2090 m
	054	03 26 12.04	95.01.13	Polar Pioneer	Gass inj	
31/02-D-02 H	1108	60 51 30.48	95.12.19	Hydro	Olje prod	
	054	03 26 43.53	00.00.00	Polar Pioneer		
31/02-D-08 H	989	60 51 18.84	95.01.14	Hydro	Observasjon	1889 m
	054	03 26 43.68	95.01.27	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-D-08 A H	1007	60 51 18.84	95.01.27	Hydro	Olje prod	3400 m
	054	03 26 43.69	95.03.21	Polar Pioneer	Olje	
31/02-D-09	1082	60 52 19.55	95.10.11	Hydro	Observasjon	1760 m
	054	03 26 14.29	95.10.27	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-E-01 H	1040	60 48 01.25	95.06.02	Hydro	Observasjon	2100 m
	054	03 26 36.66	95.06.11	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-E-01 A H	1042	60 48 01.25	95.06.12	Hydro	Olje prod	3919 m
	054	03 26 36.66	95.07.13	Polar Pioneer	Olje	
31/02-E-04 H	1016	60 47 56.20	95.03.23	Hydro	Olje prod	4000 m
	054	03 26 31.84	95.05.04	Polar Pioneer	Olje	
31/02-F-05 H	1051	60 46 00.20	95.07.25	Hydro	Olje prod	2373 m
	054	03 25 26.90	95.08.07	Polar Pioneer	Olje	
31/02-F-06 A H	1033	60 46 28.14	95.05.05	Hydro	Olje prod	3916 m
	054	03 26 16.63	95.06.02	Polar Pioneer	Olje	

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Installasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
31/02-G-03	H	916	60 45 19.16	94.05.15	Hydro	Olje prod	3420 m
		054	03 26 27.75	95.08.16	Polar Pioneer	Olje	
31/02-G-06	H	1066	60 45 08.70	95.08.24	Hydro	Olje prod	3969 m
		054	03 26 36.00	95.10.07	Polar Pioneer	Susp. på TD	
31/04-A-12		998	60 32 33.00	95.01.06	Hydro	Observasjon	2921 m
		055	03 02 51.03	95.01.28	Brage	Plugget	
31/04-A-12 A		1006	60 32 33.00	95.01.29	Hydro	Vann inj	4195 m
		055	03 02 51.03	95.02.16	Brage	Vann inj	
31/04-A-18		986	60 32 33.09	94.11.27	Hydro	Vann inj	4350 m
		055	03 02 51.03	95.01.06	Brage	Vann inj	
31/04-A-21		1012	60 32 33.42	95.02.21	Hydro	Olje prod	4870 m
		055	03 03 50.86	95.05.05	Brage	Olje	
31/04-A-27		1055	60 32 33.09	95.09.19	Hydro	Olje prod	4296 m
		055	03 02 50.52	95.11.01	Brage	Susp. på TD	
31/04-A-28		1019	60 32 33.25	95.03.15	Hydro	Vann inj	5976 m
		055	03 02 51.03	95.08.21	Brage	Susp. på TD	
31/04-A-40		1091	60 32 33.47	95.11.06	Hydro	Olje prod	
		055	03 02 50.46	00.00.00	Brage		
31/05-H-05	H	1037	60 42 52.25	95.06.02	Hydro	Observasjon	2127 m
		085	03 30 24.52	95.06.26	Treasure Saga	Susp. på TD	
31/05-H-05 A	H	1098	60 42 52.25	95.11.17	Hydro	Olje prod	4241 m
		085	03 30 24.52	95.12.17	Polar Pioneer	Susp. på TD	
31/05-H-06	H	1046	60 42 46.85	95.06.27	Hydro	Observasjon	2600 m
		085	03 30 33.96	95.07.23	Treasure Saga	Plugget	
31/05-H-06 A	H	1053	60 42 46.85	95.07.23	Hydro	Olje prod	4444 m
		085	03 30 33.96	95.08.28	Treasure Saga	Susp. på TD	
31/06-A-07		1068	60 38 44.83	95.09.24	Shell	Gass prod	1538 m
		085	03 43 35.23	95.10.21	Troll A	Susp. ved 10 3/4"	
31/06-A-11		1069	60 38 44.90	95.11.09	Shell	Gass prod	
		085	03 43 35.38	95.11.24	Troll A	Susp. ved 10 3/4"	
31/06-A-15		1070	60 38 44.90	95.10.23	Shell	Gass prod	
		085	03 43 35.53	95.11.08	Troll A	Susp. ved 10 3/4"	
33/09-A-06 A		1060	61 15 20.92	95.08.23	Statoil	Olje prod	4525 m
		037	01 51 15.08	95.10.01	Statfjord A	Susp. på TD	
33/09-A-15 A		1001	61 15 20.81	95.01.21	Statoil	Olje prod	4901 m
		037	01 51 14.82	95.04.02	Statfjord A	Olje	
33/09-A-35 A		1079	61 15 19.81	95.10.26	Statoil	Olje prod	
		037	01 51 13.78	00.00.00	Statfjord A		
33/09-C-18		1005	61 17 47.88	95.01.25	Statoil	Olje prod	7189 m
		037	01 54 11.33	95.05.10	Statfjord C	Olje	
33/09-C-22		1038	61 17 46.98	95.05.28	Statoil	Olje prod	4019 m
		037	01 54 10.04	95.07.11	Statfjord C	Olje	
33/09-C-28 A		1080	61 17 46.86	95.10.25	Statoil	Olje prod	2779 m
		037	01 54 10.27	95.10.26	Statfjord C	Susp. på TD	
33/09-C-28 B		1084	61 17 46.86	95.10.27	Statoil	Olje prod	2751 m
		037	01 54 10.27	95.11.14	Statfjord C	Susp. på TD	
33/09-C-41		1092	61 17 46.68	95.11.14	Statoil	Olje prod	
		037	01 54 09.95	00.00.00	Statfjord C		
33/09-D-01	H	1029	61 26 50.13	95.04.20	Statoil	Vann inj	4166 m
		037	01 54 50.24	95.06.10	Treasure Prospect	Susp. på TD	
33/09-D-02	H	1085	61 26 50.51	95.11.01	Statoil	Vann inj	3139 m
		037	01 54 51.05	95.12.19	Treasure Prospect	Susp. på TD	
33/09-E-02	H	968	61 26 03.56	94.10.28	Statoil	Olje prod	3285 m
		037	01 55 30.60	95.01.12	Treasure Prospect	Olje	
33/09-E-03	H	1106	61 26 03.40	95.12.22	Statoil	Olje prod	
		037	01 55 31.04	00.00.00	Treasure Prospect		
33/09-F-01	H	1065	61 26 40.59	95.08.25	Statoil	Olje prod	4061 m
		037	01 57 22.75	95.10.31	Treasure Prospect	Susp. på TD	
33/09-F-02	H	1002	61 26 40.70	95.02.19	Statoil	Olje prod	3291 m
		037	01 57 23.37	95.04.15	Treasure Prospect	Olje	
33/12-B-10 A		1052	61 12 25.15	95.08.19	Statoil	Olje prod	5847 m
		037	01 49 52.14	95.10.23	Statfjord A	Olje	
33/12-B-33		982	61 12 23.94	94.12.06	Statoil	Olje prod	4626 m
		037	01 49 51.19	95.02.02	Statfjord B	Olje	
33/12-B-36		1023	61 12 23.94	95.04.20	Statoil	Olje prod	5016 m
		037	01 49 50.85	95.06.25	Statfjord B	Olje	

Brønn		Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Installasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
34/07-A-08	H	984	61 29 21.34	94.11.21	Saga	Olje prod	4709 m
		089	02 13 34.51	95.05.16	Scarabeo 5	Olje	
34/07-C-02	H	1090	61 22 49.91	95.11.26	Saga	Olje prod	
		089	02 06 11.80	00.00.00	Scarabeo 5		
34/07-I-02	H	981	61 16 33.36	94.11.22	Saga	Observasjon	3524 m
		089	02 07 10.86	95.02.19	Vildkat Explorer	Plugget	
34/07-I-02	A H	1030	61 16 33.36	95.06.02	Saga	Olje prod	3650 m
		089	02 07 10.86	95.07.20	Scarabeo 5	Olje	
34/07-I-04	A H	1062	61 16 32.84	95.09.01	Saga	Olje prod	3938 m
		089	02 07 00.30	95.11.24	Scarabeo 5	Susp. på TD	
34/07-P-11		1010	61 26 57.08	95.06.07	Saga	Olje prod	5880 m
		089	02 08 36.55	95.09.25	Snorre P	Susp. på TD	
34/07-P-24		1061	61 26 57.72	95.09.05	Saga	Olje prod	4990 m
		089	02 08 36.54	95.12.06	Snorre P	Susp. på TD	
34/07-P-32		1104	61 26 58.11	95.12.06	Saga	Vann inj	
		089	02 08 36.53	00.00.00	Snorre P		
34/07-P-31	A	996	61 26 57.99	94.12.31	Saga	Olje prod	4790 m
		089	02 08 37.61	95.05.12	Snorre P	Olje	
34/10-A-17	A	1099	61 10 33.93	95.12.01	Statoil	Vann inj	
		050	02 11 23.14	00.00.00	Gullfaks A		
34/10-A-43		1021	61 10 34.94	95.03.14	Statoil	Olje prod	4330 m
		050	02 11 21.40	95.05.07	Gullfaks A	Olje	
34/10-B-32		978	61 12 11.19	94.12.15	Statoil	Olje prod	4805 m
		050	02 12 04.78	95.03.13	Gullfaks B	Olje	
34/10-B-33		1032	60 12 09.98	95.05.09	Statoil	Vann inj	5050 m
		050	02 12 06.45	95.06.30	Gullfaks B	Susp. på TD	
34/10-B-34		1050	61 12 10.96	95.07.05	Statoil	Olje prod	3729 m
		050	02 12 04.66	95.08.10	Gullfaks B	Susp. på TD	
34/10-B-35		1088	61 12 10.92	95.10.13	Statoil	Vann inj	5900 m
		050	02 12 04.86	95.10.29	Gullfaks B	Susp. på TD	
34/10-B-36		1081	61 12 10.01	95.10.29	Statoil	Olje prod	2534 m
		050	02 12 06.22	95.11.18	Gullfaks B	Plugget	
34/10-C-24		980	61 12 53.60	94.11.24	Statoil	Olje prod	4575 m
		050	02 16 27.81	95.02.02	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-25		1000	61 12 54.55	95.01.24	Statoil	Olje prod	2721 m
		050	02 16 26.67	95.03.15	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-26		1015	61 12 53.53	95.03.15	Statoil	Olje prod	2232 m
		050	02 16 27.90	95.04.05	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-27		1025	61 12 54.61	95.04.06	Statoil	Olje prod	4930 m
		050	02 16 26.21	95.05.21	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-28		1039	61 12 53.57	95.05.22	Statoil	Olje prod	2620 m
		050	02 16 28.04	95.06.14	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-29		1059	61 12 54.69	95.08.09	Statoil	Observasjon	4665 m
		050	02 16 26.50	95.10.13	Gullfaks C	Susp. på TD	
34/10-C-30		1077	61 12 53.49	95.10.13	Statoil	Olje prod	3642 m
		050	02 16 27.75	95.11.25	Gullfaks C	Susp. på TD	
34/10-C-31		1101	61 21 54.62	95.11.27	Statoil	Vann inj	
		050	02 16 26.59	00.00.00	Gullfaks C		
6407/09-A-03		1097	64 21 11.42	95.11.11	Shell	Olje prod	2200 m
		093	07 46 57.37	95.12.21	Draugen A	Susp. at TD	
6407/09-A-05		1078	64 21 11.42	95.09.20	Shell	Olje prod	
		093	07 46 57.37	95.11.09	Draugen A	Susp. ved 18 5/8"	
6507/07-A-14		983	65 19 32.99	94.12.15	Conoco	Olje prod	2904 m
		095	07 19 03.01	95.01.06	Transocean 8	Susp. på TD	
6507/07-B-01	H	1017	65 18 45.63	95.03.05	Conoco	Vann inj	3268 m
		095	07 15 46.09	95.03.24	Transocean 8	Susp. på TD	
6507/07-B-02	H	1009	65 18 46.25	95.02.19	Conoco	Vann inj	3321 m
		095	07 15 45.80	95.03.04	Transocean 8	Vann inj	
6507/07-B-03	H	999	65 18 46.25	95.01.19	Conoco	Vann inj	3825 m
		095	07 15 45.80	95.02.19	Transocean 8	Vann inj	

Tabell 7.4.c

Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnetninger

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgit brønn

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Installasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/07-A-04 A	1041 018	56 22 36.42 03 15 58.02	95.07.12 95.09.16	Phillips Mærsk Guardian	Olje prod Olje	5121 m
2/07-A-05 A	1026 018	56 22 36.38 03 15 57.85	95.05.01 95.06.20	Phillips Mærsk Guardian	Olje prod Olje	5497 m
2/08-F-01	1093 006	56 16 35.69 03 12 23.11	95.12.11 95.12.13	Amoco Mærsk Guardian	Olje prod Susp. ved 20"	
2/08-F-02	1094 006	56 16 35.65 03 23 46.96	95.12.08 95.12.11	Amoco Mærsk Guardian	Olje prod Susp. ved 20"	
2/08-F-03	1095 006	56 16 35.70 03 23 47.03	95.12.13 00.00.00	Amoco Mærsk Guardian	Olje prod	
2/11-A-08	1076 033	56 10 35.44 03 27 36.47	95.09.26 95.10.26	Amoco Mærsk Guardian	Observasjon Plugget	3712 m
2/11-A-08 A	1089 033	56 10 35.44 03 27 36.47	95.10.26 95.11.15	Amoco Mærsk Guardian	Olje prod Susp. på TD	4611 m
9/02-A-05	1013 114	57 49 07.48 04 31 10.74	95.03.06 95.04.16	Statoil Mærsk Giant	Vann/gass inj Susp. ved 9 5/8"	
15/09-B-05	1100 046	58 25 04.49 01 43 04.38	95.11.26 00.00.00	Statoil West Epsilon	Gass prod	
15/09-B-10	1064 046	58 25 04.54 01 43 04.23	95.09.02 95.10.22	Statoil West Epsilon	Gass prod Susp. ved TD	3920 m
15/09-B-14	1086 046	58 25 04.46 01 43 04.31	95.10.23 95.11.25	Statoil West Epsilon	Gass prod Susp. på TD	3888 m
25/05-A-02 A	1073 102	59 44 03.38 02 33 27.86	95.09.10 95.10.09	Elf Mærsk Gallant	Vann inj Vann inj	4590 m
25/05-A-07	995 102	59 44 03.60 02 33 27.86	95.01.26 95.07.21	Elf Mærsk Gallant	Vann inj Olje	4760 m
25/05-A-08	1083 102	59 44 03.44 02 33 27.73	95.10.10 95.11.28	Elf Mærsk Gallant	Olje prod Susp. på TD	4589 m
25/05-A-09	1054 102	59 44 03.57 02 33 27.73	95.07.24 95.08.25	Elf Mærsk Gallant	Vann inj Vann inj	3750 m
25/05-A-10	1103 102	59 44 03.51 02 33 28.30	95.11.28 00.00.00	Elf Mærsk Gallant	Vann inj	
30/06-B-51 H	1027 053	60 31 59.32 02 44 23.27	95.04.17 95.05.30	Hydro Treasure Saga	Observasjon Susp. på TD	3836 m
31/02-D-02 H	1108 054	60 51 30.48 03 26 43.53	95.12.19 00.00.00	Hydro Polar Pioneer	Olje prod	
31/02-D-08 H	989 054	60 51 18.84 03 26 43.68	95.01.14 95.01.27	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	1889 m
31/02-D-08 A H	1007 054	60 51 18.84 03 26 43.69	95.01.27 95.03.21	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	3400 m
31/02-D-09	1082 054	60 52 19.55 03 26 14.29	95.10.11 95.10.27	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	1760 m
31/02-E-01 H	1040 054	60 48 01.25 03 26 36.66	95.06.02 95.06.11	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	2100 m

Brønn	Till.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Installasjon	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
31/02-E-01 A H	1042 054	60 48 01.25 03 26 36.66	95.06.12 95.07.13	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	3919 m
31/02-E-04 H	1016 054	60 47 56.20 03 26 31.84	95.03.23 95.05.04	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	4000 m
31/02-F-05 H	1051 054	60 46 00.20 03 25 26.90	95.07.25 95.08.07	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	2373 m
31/02-F-06 A H	1033 054	60 46 28.14 03 26 16.63	95.05.05 95.06.02	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	3916 m
31/02-G-06 H	1066 054	60 45 08.70 03 26 36.00	95.08.24 95.10.07	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Susp. på TD	3969 m
31/05-H-05 H	1037 085	60 42 52.25 03 30 24.52	95.06.02 95.06.26	Hydro Treasure Saga	Observasjon Plugget	2127 m
31/05-H-05 A H	1098 085	60 42 52.25 03 30 24.52	95.11.17 95.12.17	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Susp. på TD	4241 m
31/05-H-06 H	1046 085	60 42 46.85 03 30 33.96	95.06.27 95.07.23	Hydro Treasure Saga	Observasjon Plugget	2600 m
31/05-H-06 A H	1053 085	60 42 46.85 03 30 33.96	95.07.23 95.08.28	Hydro Treasure Saga	Olje prod Susp. på TD	4444 m
33/09-D-01 H	1029 037	61 26 50.13 01 54 50.24	95.04.20 95.06.10	Statoil Treasure Prospect	Vann inj Susp. på TD	4166 m
33/09-D-02 H	1085 037	61 26 50.51 01 54 51.05	95.11.01 95.12.19	Statoil Treasure Prospect	Vann inj Susp. på TD	3139 m
33/09-E-03 H	1106 037	61 26 03.40 01 55 31.04	95.12.22 00.00.00	Statoil Treasure Prospect	Olje prod	
33/09-F-01 H	1065 037	61 26 40.59 01 57 22.75	95.08.25 95.10.31	Statoil Treasure Prospect	Olje prod Susp. på TD	4061 m
33/09-F-02 H	1002 037	61 26 40.70 01 57 23.37	95.02.19 95.04.15	Statoil Treasure Prospect	Olje prod Olje	3291 m
34/07-C-02 H	1090 089	61 22 49.91 02 06 11.80	95.11.26 00.00.00	Saga Scarabeo 5	Olje prod	
34/07-I-02 A H	1030 089	61 16 33.36 02 07 10.86	95.06.02 95.07.20	Saga Scarabeo 5	Olje prod Olje	3650 m
34/07-I-04 A H	1062 089	61 16 32.84 02 07 00.30	95.09.01 95.11.24	Saga Scarabeo 5	Olje prod Susp. på TD	3938 m
6507/07-B-01 H	1017 095	65 18 45.63 07 15 46.09	95.03.05 95.03.24	Conoco Transocean 8	Vann inj Susp. på TD	3268 m
6507/07-B-02 H	1009 095	65 18 46.25 07 15 45.80	95.02.19 95.03.04	Conoco Transocean 8	Vann inj Vann inj	3321 m
6507/07-B-03 H	999 095	65 18 46.25 07 15 45.80	95.01.19 95.02.19	Conoco Transocean 8	Vann inj Vann inj	3825 m

Fig. 7.4.a
Utviningsbrønner på norsk kontinentalsokkel 1973-1995

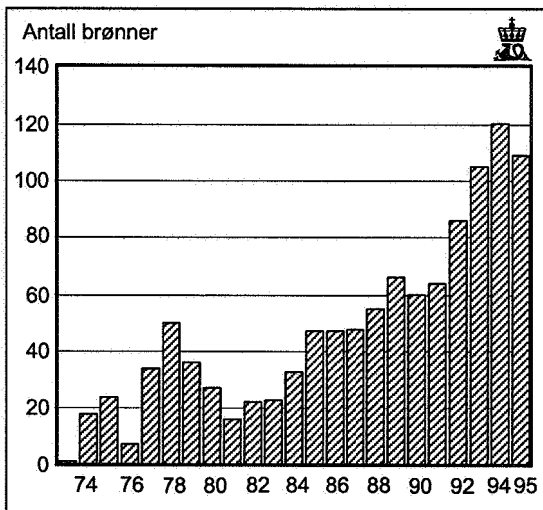


Fig. 7.4.d
Utviningsbrønner boret i 1995 fordelt på innretninger

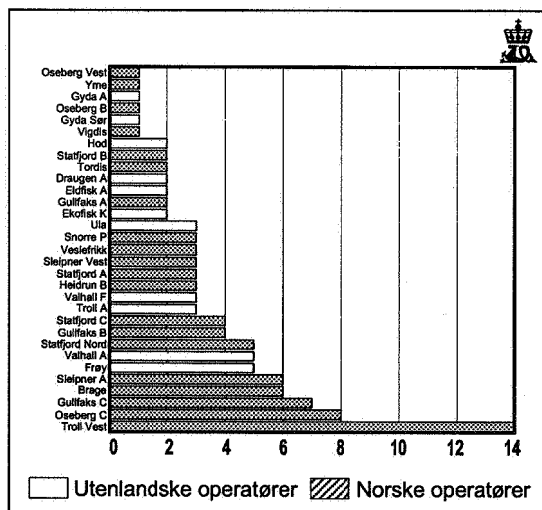


Fig. 7.4.b
Utviningsbrønner per felt

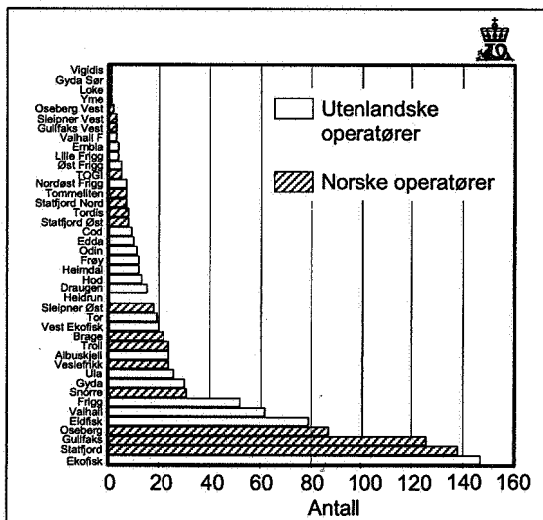


Fig. 7.4.e
Utviningsbrønner boret fra flyttbare innretninger

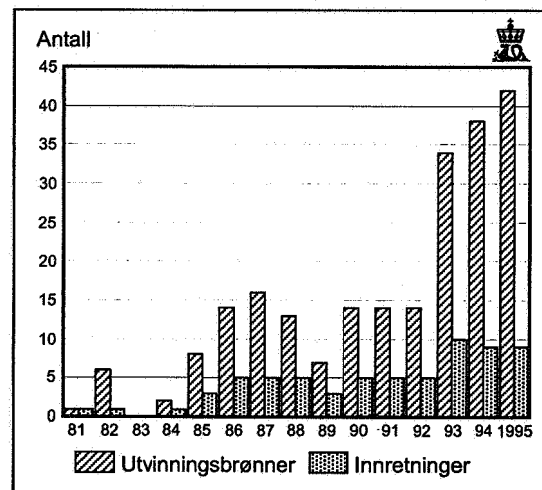
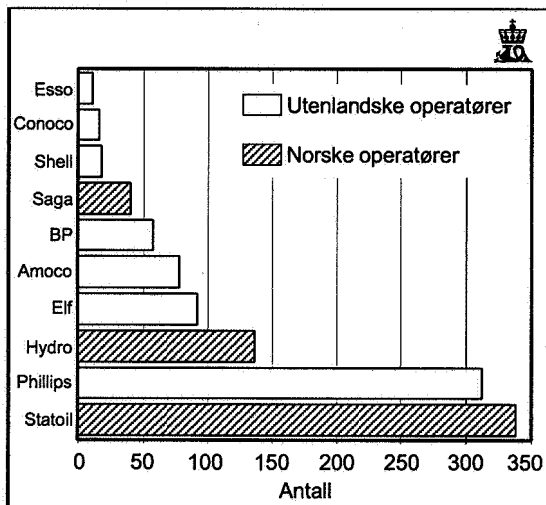


Fig. 7.4.c
Utviningsbrønner fordelt på operatørselskap



7.5 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 Sm³ (10⁶ Sm³) og gassmengder i milliarder Sm³ (10⁹ Sm³).

Omregning fra volumenhet til oljeekvivalenter for olje- og gassmengder brukes når man skal summere eller sammenligne olje- og gassressurser, og når det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser.

Konverteringen til *oljeekvivalenter* er basert på den energimengde som blir frigjort ved forbrenning av olje og gass. Basert på en nærmere gjennomgang av brennverdiene for kjente olje- og gassammensetninger på norsk sokkel, har Oljedirektoratet kommet til at energiinnholdet i gjennomsnitt tilsvarer energiinnholdet i 1 Sm³ olje.

Fra og med 1. januar 1995 oppgir Oljedirektoratet de samlede petroleumressursene i *Sm³ oljeekvivalenter* (Sm³ o.e.). Når vi summerer eller sammenligner olje- og gassmengder vil vi derfor benytte følgende omregning fra og med 1. januar 1995:

1 000 Sm³ gass tilsvarer: 1 Sm³ o.e.
1 Sm³ olje tilsvarer: 1 Sm³ o.e.

Omregning fra vektenhet NGL til Sm³ oljeekvivalenter er noe mer komplisert, da sammensetningen av de lette hydrokarbonkomponentene kan variere ganske mye fra felt til felt. Vi har valgt å bruke en fast omregningsfaktor på 1,3 fra tonn NGL/kondensat til Sm³ o.e. Dette er basert på at energiinnholdet i 1 tonn av en gjennomsnittlig NGL/kondensatblanding fra norsk sokkel tilsvarer energiinnholdet i 0,769 Sm³ olje.

Denne omregningsmåten for konvertering av olje og gass til *Sm³ oljeekvivalenter* har klare fordeler. For det første kan de oppgitte tallverdiene for olje (millioner Sm³) og gass (milliarder Sm³) summeres direkte. NGL-anslagene må regnes om, men dette gjelder i hovedsak kun for felt. For det andre vil det bli lettere å sammenligne Oljedirektoratets totale ressursanslag med andre anslag.

7.6 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1995 192,9 x 10⁶ Sm³ o.e. Produksjonen i 1994 var 180,3 x 10⁶ Sm³ o.e.

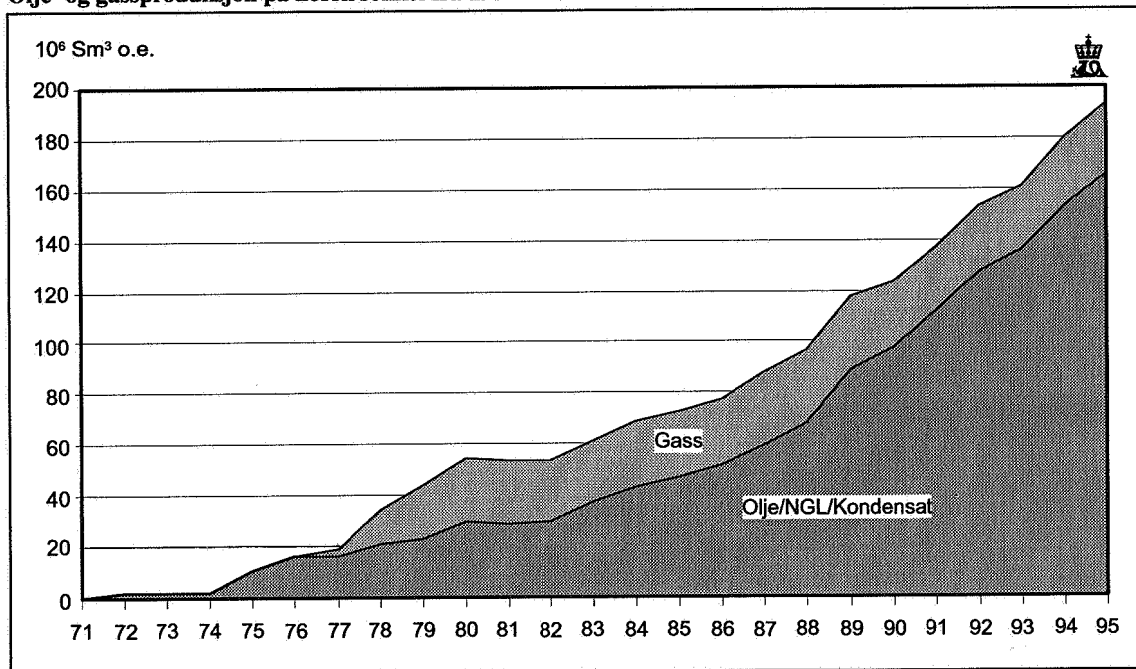
I tabell 7.6 og i figurene 7.6.a og 7.6.b er produksjonen nærmere framstilt. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.6.a norsk andel av produksjonen.

Tabell 7.6
Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

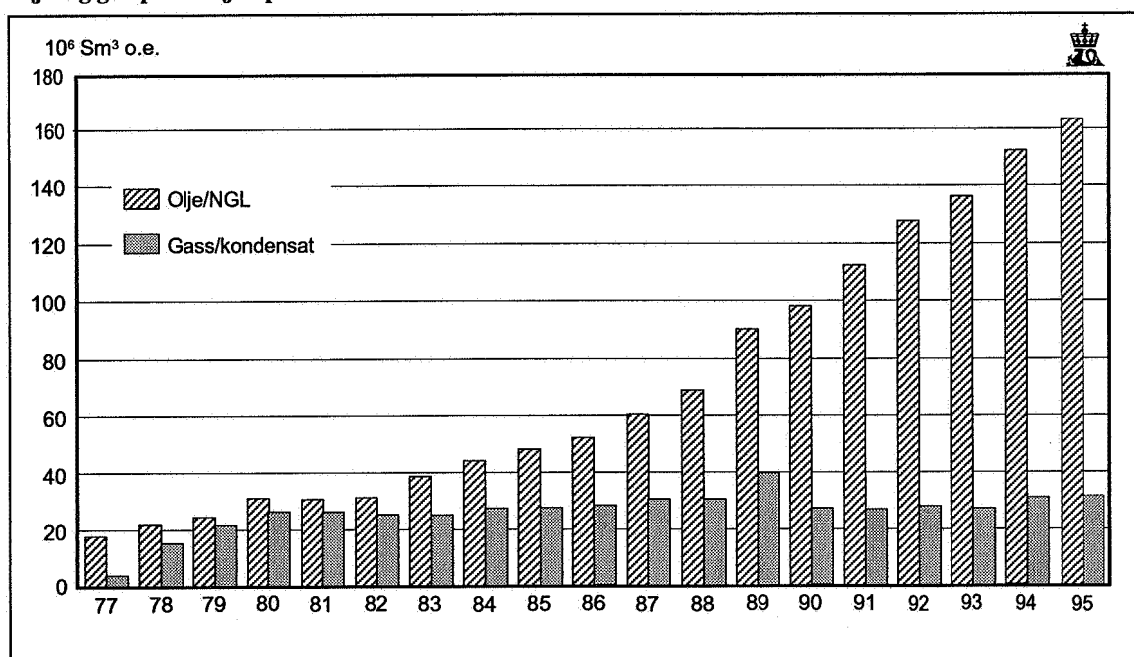
	PRODUKSJON⇒			FORBRUK⇒		SALGBARE PRODUKTER⇒		Sum
	Olje	Gass	Kond.	Gass Fakkell	Gass Brensel	Olje/ NGL	Gass/ kond.	
1995								
Brage	6,324	0,514		0,019	0,054	6,349	0,225	6,574
Draugen	6,971	0,367		0,018	0,039	6,971		6,971
Ekofiskområdet	17,361	9,887		0,009	0,979	17,039	7,916	24,955
Embla	1,334	0,415				1,322	0,388	1,710
Friggområdet	0,938	1,779	1,004	0,019	0,029	1,309	1,753	3,062
Gullfaks	27,450	3,106		0,059	0,287	27,663	1,930	29,593
Gullfaks Vest	0,641	0,064				0,641		0,641
Gyda (inkl. Gyda Sør)	3,938	0,758		0,004	0,042	3,689	0,500	4,189
Heidrun	1,056	0,122		0,068	0,005	0,904		0,904
Heimdal		3,258	0,521		0,045	0,468	3,434	3,902
Hod	0,553	0,126		0,001	0,010	0,546	0,118	0,664
Murchison	0,226	0,036		0,003	0,012	0,207	0,005	0,212
Oseberg	28,938	4,951		0,031	0,251	28,858		28,858
Oseberg Vest	0,134	0,452		0,001		0,127		0,127
Sleipner Øst (inkl. Loke)		7,034	4,964	0,015	0,126	1,720	8,231	9,951
Snorre	11,271	1,181		0,025	0,077	11,793	0,685	12,478
Statfjord	25,879	7,180		0,095	0,429	26,641	3,108	29,749
Statfjord Nord	2,548	0,165				2,573	0,119	2,692
Statfjord Øst	3,212	0,458				3,268	0,144	3,412
Tommeliten Gamma	0,351	0,957				0,283	0,883	1,166
Tordis	4,146	0,407		0,008	0,032	4,251	0,289	4,540
Trollområdet	2,871	2,226	0,046	0,012	0,052	2,856		2,856
Ula	3,966	0,333		0,003	0,060	3,965	0,234	4,199
Valhall	3,661	0,845		0,007	0,066	3,620	0,788	4,408
Veslefrikk	4,462	0,569		0,015	0,045	4,622	0,422	5,044

	PRODUKSJON⇒			FORBRUK⇒		SALGBARE PRODUKTER⇒		Sum
	Olje	Gass	Kond.	Fakkel	Brensel	Olje/ NGL	Gass/ kond.	
1995								
Sum 1995	158,232	47,192	7,537	0,410	2,641	161,684	31,172	192,858
Sum 1994	147,674	45,392	4,588	0,364	2,630	150,775	29,491	180,267
Sum 1993	133,770	41,576	1,280	0,340	2,544	135,241	25,562	160,803
Sum 1992	125,936	42,444	0,573	0,309	2,449	127,036	26,166	153,202
Sum 1991	110,513	39,717	0,563	0,356	2,257	111,547	25,302	136,849
Sum 1990	96,844	37,065	0,521	0,556	2,132	97,673	25,767	123,440
Sum 1989	88,266	39,320	0,547	0,474	2,013	89,038	29,010	118,048
Sum 1988	66,882	36,302	0,588	0,336	1,818	67,774	28,581	96,355
Sum 1987	58,538	34,499	0,577	0,434	1,443	59,524	28,399	87,923
Sum 1986	50,579	33,924	0,355	0,258	1,311	51,160	26,331	77,491
Sum 1985	47,339	34,102	0,030	0,304	1,190	46,665	26,259	72,924

Figur 7.6.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971-1995



Figur 7.6.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-1995



7.7 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1995

Lover, forskrifter og veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1995. Samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1. januar 1995.
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om bærende konstruksjoner i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø mv
- Forskrift om naturdata i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om beredskap i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer på innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse av innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om merking av innretninger i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Forskrift om elektriske anlegg i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.

- Forskrift om fiskal kvantumsmåling av olje og gass mv.
- Forskrift om brensel- og fakkeltgassmåling ved beregning av CO₂-avgift i petroleumsvirksomheten m/veiledning.
- Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten m/veiledninger.
- Orientering om ordningen av tilsynet med sikkerheten og arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten.
- Provisions relating to digital transmission of geological and reservoir technical data in connection with the final report.

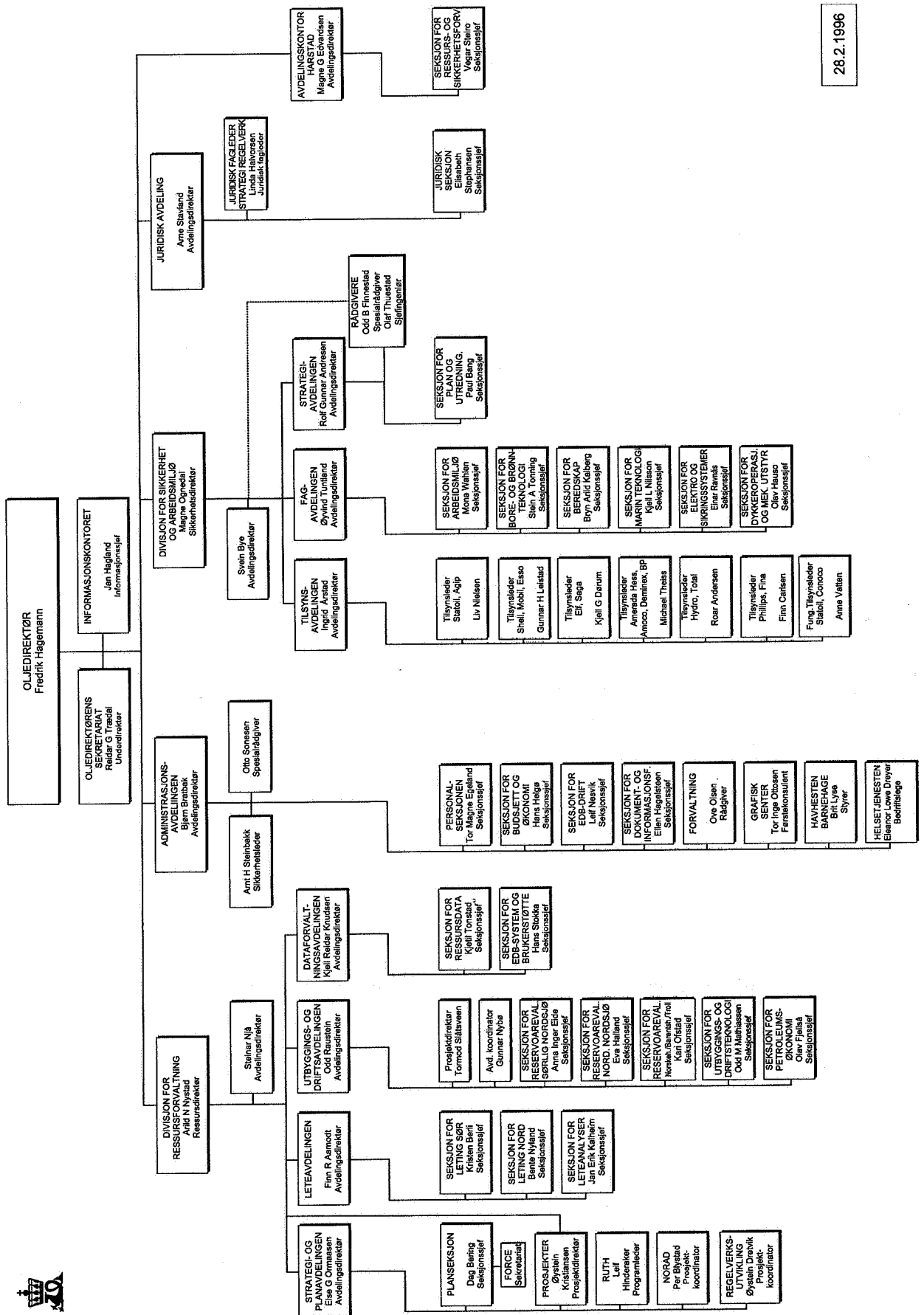
Studier - rapporter

- Luftklokkekykking
- Deep Water Drilling Project, Phase - II
- Vurdering av ulykkesrisiko blant offshorepersonell - Oppsummeringsrapport
- Vurdering av ulykkesrisiko blant offshorepersonell - Resultatrapport

Andre publikasjoner

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Well Data Summary Sheets, vol 20 og 21.
- Oljedirektoratets årsberetning 1994.
- NPD Annual report 1994.
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole list.
- Borehole list - Exploration Drilling.
- Development Wells
- Newsletter
- Rapport fra dykkedatabasen - DSYS 1994
- Well Data Published by NPD
- Petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel
- Petroleum resources on the Norwegian continental shelf
- PROFIT Project summary reports.

7.8 ORGANISASJONSTABLÅ



28.2.1996



