

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1996

B 01852
EKS. 1



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1996

Oljedirektoratet skal 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.

Oljedirektoratet ble opprettet i 1972 og har 354 faste stillinger. Det har hovedkontor i Stavanger og et avdelingskontor i Harstad. Oljedirektoratet er underlagt Olje- og energidepartementet i ressursforvaltnings- og administrative saker og Kommunal- og arbeidsdepartementet i spørsmål om sikkerhet og arbeidsmiljø. Innenfor saksområdet CO₂-avgift utøver Oljedirektoratet myndighet på vegne av Finansdepartementet.

Oljedirektoratet utøver forvaltningsmyndighet i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumsforekomster på den norske kontinentalsokkelen og på Svalbard. Oljedirektoratet har myndighet til å fastsette forskrifter og til å fatte vedtak om samtykke, pålegg, fravik og godkjenninger i henhold til regelverket.

Oljedirektoratet har en sentral rolle innenfor området petroleumsforvaltning og er dermed et viktig rådgivende organ for foresatte departementer. Oljedirektoratet skal sikre best mulig kjennskap til oppdagede og uoppdagede petroleumsressurser og føre tilsyn med at rettighetshaver forvalter ressursene forsvarlig, og at det etableres, opprettholdes og videreutvikles et forsvarlig sikkerhetsnivå og arbeidsmiljø innenfor direktoratets myndighetsområder.

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>

Forord

Ressurstilvekst

Oljedirektoratet har foretatt en ny vurdering av petroleumsressursene på norsk sokkel. De nye beregningene viser en økning i utvinnbare ressurser på hele 1,7 milliarder Sm³ o.e. sammenlignet med den forrige analysen som ble utført i 1994. Den store økningen skyldes i hovedsak at Oljedirektoratet forventer en teknologisk utvikling som vil gjøre det mulig å øke utvinningen på norsk sokkel. Beregningene baserer seg på en forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50% for olje og 75% for gass fra alle funn og felt. Oljedirektoratets nye anslag over utvinnbare petroleumsressurser er 12,5 milliarder Sm³ o.e. fordelt på 6,5 milliarder Sm³ o.e. olje og 6,0 milliarder Sm³ o.e. gass.

Økningen i anslagene over de utvinnbare ressursene har også ført til en oppgradering av prognosene for framtidig oljeproduksjon. Basert på de nye anslagene forventes oljeproduksjonen å nå en topp på ca 215 millioner Sm³ per år (ca 3,7 millioner fat per dag) i årene 2000 og 2001.

Den samlede ressurstilveksten på norsk kontinental-sokkel var i 1996 ca 195 millioner Sm³ o.e. Ca 55 % (110 millioner Sm³ o.e.) av dette kommer fra oppjustering av ressursene i eksisterende funn og felt og ca 40 % (85 millioner Sm³ o.e.) fra nye funn. Ressurstilveksten fra nye funn fordeler seg omtrent likt mellom olje og gass. Sammenholder vi ressurstilveksten i 1996 med produksjonen i samme periode viser det seg at disse ligger på omtrent samme nivå både når det gjelder olje og gass.

Økt utvinning

Resultatene fra 1996 viser i likhet med de foregående år, at den sterke satsingen på teknologisk utvikling av metoder for å øke utvinningen av olje gir resultater. Bedre kartlegging av reservoarene, mer avansert bore- og kompletteringsteknologi og mer omfattende injeksjonsprogrammer er viktige faktorer i denne sammenheng. Det er god grunn til å tro at denne utviklingen vil fortsette, men arbeidet blir stadig mer krevende. Det er derfor gledelig å se at industrien gjennom FORCE samarbeider aktivt om disse problemstillinger. Ved utgangen av 1996 er det igangsatt hele 10 ulike prosjekter i FORCE.

Utbygging

1996 har vært et aktivt år når det gjelder nye feltutbygginger og utbygging av transportsystemer på norsk sokkel. Oljedirektoratet har behandlet plan for utbygging og drift for Gullfaks Sør, Gullveig, Oseberg Øst, Oseberg gassfase, Varg og Åsgard samt plan for anlegg og drift for Balder gasstransport, Ekofisk omløpsrør, Europipe II og Åsgard Transport.

Av disse ble Gullfaks Sør, Gullveig, Oseberg Øst og Varg samt Balder gasstransport besluttet utbygd med bakgrunn i oljeutvinning. Europipe II og Ekofisk omløp blir bygd ut for å kunne transportere solgte gassvolum til kontinentet. Oseberg gassfase, Åsgard og Åsgard Transport

ble besluttet utbygd i forbindelse med allokering av gasssalgskontrakter.

Nye funn

Letevirksomheten har ført til oppdagelsen av 10 nye funn, alle i Nordsjøen. Disse omfatter seks oljefunn, ett gassfunn og tre gass/kondensatfunn. Ingen av funnene er store sammenlignet med de felt som er i produksjon i dag. De fleste vil likevel være aktuelle for utbygging fordi de ligger nær eksisterende eller planlagte produksjonsanlegg, og fordi kostnadene for utbygging av mindre funn er gått ned de senere år.

Funnraten på norsk sokkel har de senere år ligget på 50 %. Dette er høyt sammenlignet med mange andre olje- og gassprovinser i verden, og skyldes sterk satsing på utvikling av ny teknologi, gode rutiner for utveksling av data mellom de ulike aktører og god prospektkartlegging før boring. Som et ledd i arbeidet med å opprettholde den høye funnraten tok Oljedirektoratet i 1996 initiativet til opprettelsen av FIND, som er et leteteknologisamarbeid mellom oljeselskapene i Norge og Oljedirektoratet. FIND har satt i gang flere aktiviteter hvor resultater vil foreligge allerede i 1997.

Miljø

Oljedirektoratet har også ansvar for å utarbeide samlede oversikter og prognoser for utslipp av klimagasser fra petroleumsvirksomheten. Dette er viktige, men kompliserte oppgaver som det har vært arbeidet mye med i 1996.

Den årlige oversikten over utslipp av klimagasser viser at petroleumsproduksjonen har blitt mer energieffektiv. Selv om utslippene av klimagasser øker som følge av større produksjon, kan det vises til en reduksjon i utslipp per produsert enhet. I 1996 var CO₂ utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet ca 7,9 millioner tonn, noe som tilsvarte en økning på ca 6 % i forhold til 1995. CO₂ utslippene per produsert enhet (kg CO₂/Sm³ o.e.) ble i samme periode redusert med ca 8 %. Det vil bli en utfordring å beholde høy energieffektivitet når de store oljefeltene går av plattformproduksjon, og gassproduksjonen fra norsk sokkel øker. Utvikling av ny teknologi vil være påkrevet for å hindre ny vekst i utslippene.

Dataforvaltning

For å kunne operere effektivt i alle faser av aktiviteten (leting, utbygging og drift), er det avgjørende at virksomheten som helhet har gode informasjons- og kommunikasjonssystemer. I denne sammenheng er teknologi viktig, men det er også viktig med oppgradering av informasjonskvaliteten til og fra myndighetene og mellom selskapene. Arbeidet med standardisering må føres videre og implementeres i industrien. Oljedirektoratet har også i 1996 vært en aktiv pådriver i dette arbeidet, blant annet ved videreføring av DISKOS-samarbeidet og igangsetting av nye prosjekter som tar utgangspunkt i DISKOS.

Internasjonalt samarbeid

Oljedirektoratet har i 1996 i likhet med tidligere år hatt et betydelig internasjonalt engasjement. Ved siden av den aktivitet som er knyttet til deltagelse i internasjonale fora og faglig samarbeid i Nordsjøregionen, har Oljedirektoratet deltatt aktivt i INTSOK-arbeidet. Videre har Oljedirektoratet samarbeidet med NORAD for å bistå utviklingsland innen petroleumsforvaltning og bistått Petrad i gjennomføringen av en rekke seminarer og konferanser i inn- og utland.

Ulykker og hendelser

Det har innenfor Oljedirektoratets ansvarsområde ikke vært dødsulykker i 1996. Imidlertid har det skjedd tre dødsulykker på fartøyer knyttet opp til petroleumsvirksomhet som gjør at Oljedirektoratet har innledet et samarbeid med andre, berørte organisasjoner og myndigheter for å bedre sikkerheten ved lignende operasjoner.

Frekvensen av ulykker med personskafe har holdt seg omtrent på samme nivå de siste fire årene. Oljedirektoratet anser ikke skadefrekvensen i petroleumsvirksomheten som spesielt høy, men mener likevel at skader og ulykker kan unngås.

Antall meldinger om arbeidsbetingede sykdommer har fortsatt å øke i 1996. Oljedirektoratet mener det blant annet har sammenheng med forbedret rapportering, hvilket er en ønsket utvikling for at en skal kunne forsterke innsatsen for å få redusert antallet arbeidsbetingede sykdommer.

Det har i 1996 ikke vært ulykker som har ført til alvorlig skade på miljøet eller tap av materielle verdier og produksjonsavbrudd. Men fortsatt skjer der mange gasslekkasjer og dette opptar Oljedirektoratet - først og fremst på grunn av det store skadepotensialet ved denne type uønskede hendelser. To situasjoner der brønner var nær ved å komme ut av kontroll, viser at selskapene fortsatt står overfor utfordringer med å føre kontroll med risikoen ved bore- og brønnoperasjoner.

Erfaringene med sikkerhets- og arbeidsmiljøarbeidet i året som er gått, godtgjør at petroleumsvirksomheten på norsk sokkel skjer innenfor forsvarlige rammer og i all hovedsak i samsvar med vårt regelverk. Samtidig er det avdekket at enkelte aktører har et forbedringspotensial når det gjelder styringssystemer som må være på plass for å få til målbar resultater innen sikkerhet og arbeidsmiljø.

Utfordringer

Utviklingen i årene framover innebærer en rekke utfordringer for industrien - blant annet gjennom leting og utbygging på store vandyp, dype boringer ved høye temperaturer og høyt trykk og krav til kostnadseffektive løsninger for utbygging og drift. Flyttbare innretninger vil i økende grad bli tatt i bruk i framtiden, også innenfor produksjon. Direktoratet har derfor gjennom 1996 videreført arbeidet med å legge til rette for økt forutsigbarhet når det gjelder flyttbare innretningers forhold til regelverket.

Lovgivning

Ny petroleumsløve ble vedtatt i Stortinget 29. november 1996. Oljedirektoratet har bistått Nærings- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet med å revidere tilhørende overordnede forskrifter under petroleumsløven, som forutsettes å tre i kraft samtidig med ny petroleumsløve.

På ressursforvaltningsområdet arbeider Oljedirektoratet med å modernisere regelverket.

Oljedirektoratet har også fremmet forslag overfor Kommunal- og arbeidsdepartementet om en ny regelverksstruktur som vil tilrettelegge for større grad av helhetlig tenkning på tvers av tradisjonelle saksområder.

Direktoratet har som mål at regelverket til enhver tid er tilpasset nasjonal og internasjonal utvikling. Nasjonale og internasjonale standarder får en stadig viktigere rolle som utdypende og supplerende dokumentasjon i forhold til sokkelregelverket. Oljedirektoratet deltar således aktivt i nasjonale og internasjonale standardiseringsarbeider, blant annet for å se om NORSOK-standarder kan utnyttes som anerkjente normer i sokkelregelverket og om Oljedirektoratets tekniske veiledninger kan erstattes av oppdaterte eller framtidige nye NORSOK-standarder.

Informasjonsteknologi

Direktoratet har i løpet av året satset ytterligere på bruk av informasjonsteknologi og nye informasjonssystemer. Besøket på vår hjemmeside på Internett, hvor spesialrapporter, kart og pressemeldinger tilbys, er økende. Oppslutningen om den nasjonale geodatabasen DISKOS, er svært tilfredsstillende. En stadig større del av rapporteringen fra oljeselskapene og frigrivning av data til selskapene går elektronisk. Denne utvikling er nødvendig dersom industri og myndigheter skal kunne håndtere informasjonsbølgen som skyller inn over oss.

Stavanger, 21. april 1997


Gunnar Berge
oljedirektør

Innhold

1. RESSURSFORVALTNING PÅ NORSK		1.6 Funn i tidlig planleggingsfase	49
SOKKEL	7	1.6.1 1/3-3	49
1.1 Ressursregnskapet	7	1.6.2 2/4-17 Tjalve	49
1.2 Produksjonsprognoser	13	1.6.3 15/5-1 Dagny	49
1.3 Felt med avsluttet produksjon	15	1.6.4 15/5-2	49
1.3.1 Mime	15	1.6.5 15/5-5	49
1.3.2 Nordøst Frigg	15	1.6.6 25/5-5	49
1.3.3 Odin	15	1.6.7 30/7-2	50
1.4 Felt i produksjon og felt som er godkjent utbygd	15	1.6.8 30/8-1 S	50
1.4.1 Hod	15	1.6.9 35/9-1 R Gjøl	50
1.4.2 Valhall	16	1.6.10 6507/8-4 Heidrun Nord	50
1.4.3 Tommeliten Gamma	16	1.7 Leteaktivitet	50
1.4.4 Ekofiskområdet	17	1.7.1 Geofysiske undersøkelser	50
1.4.5 Gyda Sør og Gyda	21	1.7.2 Leteboring	50
1.4.6 Ula	21	1.7.3 Letemål	52
1.4.7 Yme	22	1.7.4 Nye funn i 1996	52
1.4.8 Varg	23	1.7.5 Nærmere beskrivelse av boringene i 1996	52
1.4.9 Sleipnerområdet	23	1.8 Transportsystem for olje og gass	56
1.4.10 Balder	24	1.8.1 Eksisterende transportsystem	56
1.4.11 Heimdal	25	1.8.2 Planlagte transportsystem	60
1.4.12 Friggområdet	25	1.9 Petroleumsøkonomi	60
1.4.13 Osebergområdet	27	1.9.1 Lete- og planleggingsaktivitet	61
1.4.14 Brage	29	1.9.2 Aktivitetsnivå mot 2006	62
1.4.15 Veslefrikk	30	1.9.3 Statens Direkte Økonomiske Engasjement	62
1.4.16 Troll	30	1.9.4 Råoljemarkedet	63
1.4.17 Gullfaksområdet	32	1.9.5 Gassmarkedet	63
1.4.18 Statfjordområdet	35	1.9.6 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	65
1.4.19 Tordis	38	1.9.7 Produksjonsavgift	66
1.4.20 Tordis Øst	38	1.9.8 Arealavgift på utvinningstillatelser	68
1.4.21 Visund	39	1.9.9 CO ₂ -avgift	69
1.4.22 Vigdis	39		
1.4.23 Murchison	39	2. SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØ-FORVALTNING	71
1.4.24 Snorre	40	2.1 Rammesetting	71
1.4.25 Njord	41	2.2 Tilsynsvirksomhet	72
1.4.26 Draugen	42	2.2.1 Samtykker	72
1.4.27 Åsgard	43	2.2.2 Prioriterte satsingsområder	72
1.4.28 Heidrun	44	2.3 Samtykkeordning for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten	74
1.4.29 Norne	44	2.4 Personskader	74
1.5 Funn i sen planleggingsfase	45	2.4.1 Innledning	74
1.5.1 2/12-1 Mjølner	45	2.4.2 Dødsulykker	75
1.5.2 15/9-19 SR	45	2.4.3 Personskader på faste innretninger	75
1.5.3 25/11-15 Hermod	45	2.4.4 Personskader på flyttbare innretninger	78
1.5.4 25/8-5 S, 25/8-8 S og 25/7-3 (Jotun)	46	2.4.5 Oppsummering	80
1.5.5 Oseberg Sør	46	2.4.6 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter	82
1.5.6 30/2-1 Huldra	46	2.5 Arbeidsbetingede sykdommer	82
1.5.7 34/11-1	46	2.6 Arbeidsmiljø	84
1.5.8 34/7-25 S	46	2.6.1 Prosjektering av nye innretninger	84
1.5.9 34/7-21	47	2.6.2 Iverksetting av forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet på flyttbare innretninger	85
1.5.10 34/7-23 S	47	2.7 Beredskap	87
1.5.11 33/9-19 S	47	2.8 Boring	87
1.5.12 35/11-4 R Fram	47		
1.5.13 6406/2-1	48		
1.5.14 6406/3-2 Trestakk	48		
1.5.15 6407/1-2 Tyrihans	48		

2.8.1	Oversikt over bore- og brønnaktiviteter	87	5.3.1	Styringssystemer	101
2.8.2	Hendelser med tap av brønnkontroll	87	5.3.2	Arbeidsmiljø	101
2.8.3	Boring på store havdyp	87	5.3.3	Boring og brønnteknologi	101
2.9	Naturdata	88	5.3.4	Beredskap	102
2.10	Konstruksjoner og rørledninger	88	5.3.5	Brann- og eksplosjonssikring	102
2.10.1	Kollisjoner	88	5.3.6	Prosessanlegg	102
2.10.2	Strukturer på store vandyp	88	5.3.7	Dykking	102
2.11	Løfteinnretninger	89	5.3.8	Konstruksjoner og rørledninger	102
2.12	Hydrokarbonlekkasjer, branner og branntilløp	89	5.3.9	Interne forhold	103
2.12.1	Hydrokarbonlekkasjer	89	6.	ORGANISASJON	105
2.12.2	Branner og branntilløp	90	6.1	Delegeringer	105
2.13	Dykking	90	6.2	Organisasjonsendringer	105
2.13.1	Dykkeaktivitet	90	6.3	Personale	105
2.13.2	Opplæring av dykkere	90	6.4	Lokaler	105
2.13.3	Forskning og utvikling	90	6.5	Budsjett/økonomi	105
3.	MILJØTILTAK I PETROLEUMS- VIRKSOMHETEN	91	6.6	Informasjon	106
3.1	Hensynet til miljøet	91	6.7	Internett	106
3.2	Myndigheter og rammer	91	6.8	Publikasjoner utgitt i 1996	106
3.3	Tilsyn med aktivitetene	91	6.9	Organisasjonstablå	107
3.4	Det ytre miljøet	92	7.	STATISTIKKER OG OVERSIKTER	109
3.5	Teknologiutvikling	92	7.1	Undersøkelles- og utvinningstillatelser	109
3.6	Disponering av innretninger etter bruksopphør	92	7.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	109
3.7	Opprydding av havbunnen	92	7.1.2	Vitenskapelige undersøkelser	109
4.	INTERNASJONALT SAMARBEID	93	7.1.3	Nye utvinningstillatelser	109
4.1	Samarbeid med NORAD	93	7.1.4	Andelsoverdragelser og operatørendringer	112
4.2	Samarbeid med Petrad	94	7.1.5	Tilbakeleveringer/oppgivelser	114
4.3	Samarbeid innenfor ressursforvaltning	94	7.1.6	Rettighetshavere i aktive utvinningstillatelser	114
4.4	Samarbeid innenfor sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning	95	7.2	Salg og frigivning av data	122
5.	PROSJEKTER	97	7.2.1	Rapportering av materiale fra sokkelen	122
5.1	NORSOK - INTSOK - MILJØSOK	97	7.2.2	Frigivning av data	123
5.2	Prosjekter innenfor ressursforvaltning	98	7.3	Statistikk over leteboringsaktiviteten	124
5.2.1	Industrisamarbeid	98	7.4	Statistikk over utvinningsboring	131
5.2.2	Forskning og utviklingssamarbeid	98	7.5	Ressurser i funn og felt på norsk kontinentalsokkel	141
5.2.3	Andre prosjekter	99	7.6	Målenheter for olje og gass	149
5.3	Prosjekter innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø	101	7.7	Produksjon av olje og gass	149

1. Ressursforvaltning på norsk sokkel

Oljedirektoratet skal 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. Denne målsettingen 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 ressursene.

Virksomheten på norsk sokkel var for 1996 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.

Oljedirektoratet har arbeidet med en rekke viktige oppgaver som blant annet 15. tildelingsrunde, vurdering av nye feltutbyggingsplaner, forbedret ressursutnyttelse fra felt i produksjon, nye ressursberegninger, nye produksjons- og miljøprognoser, igangsetting av FIND, videreføring av FORCE og DISKOS og revidering av petroleumsloven.

Ved årsskiftet 1991/1992 startet Oljedirektoratet et arbeid med metodisk regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet (MR-prosjektet) i forståelse med daværende Olje- og energidepartementet.

Regelverksarbeidet ble fra 1994 konsentrert om ny lov om petroleumsvirksomheten (PROLO-94) under ledelse av Nærings- og energidepartementet. 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 i forbindelse med NORSOK har gitt føringer for arbeidet. Dette arbeidet ble slutført i 1996 og ny petroleumslov ble vedtatt av Stortinget i november 1996.

Våren 1996 startet arbeidet med ny forskrift til lov om petroleumsvirksomhet under ledelse av daværende Nærings- og energidepartementet.

Ved siden av å bistå Nærings- og energidepartementet i arbeidet med ny petroleumslov og petroleumsforskrift, er det startet arbeid med nødvendige tematiske veiledninger til det overordnede regelverket og en revisjon av det underordnede regelverket.

Som en naturlig følge av den suksessive utarbeidelsen av ny petroleumslov og -forskrift, er det nødvendig med en stegvis tilpasning av det underordnede regelverket slik at endringer både i innhold og struktur i det overordnede regelverket ivaretas.

Målsettingen for Oljedirektoratets regelverksutvikling på ressursforvaltningsområdet er å sørge for at det formelle rammeverket for petroleumsvirksomheten til enhver tid fremstår som et hensiktsmessig styringsverktøy for å ivareta en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning.

Herunder står sentralt:

- å utvikle et strukturert og helhetlig regelverk som mellom annet ivaretar behovet for forutsigbarhet og effektivitet

- å sikre samsvar mellom overordnet og underordnet regelverk
- å ivareta en samordning mot tilgrensende regelverk
- å tilstrebe forenkling og funksjonalitet

1.1 RESSURSREGNSKAPET

Oljedirektoratets ressursregnskap omfatter en oversikt over både opprinnelig salgbar 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 utvinnings-teknologi. De gjenværende ressursene reduseres dessuten som følge av produksjon. Det samlede ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er vist i tabell 1.1.a.

Klassifikasjonssystem for oppdagede ressurser

Oljedirektoratet har i år foretatt enkelte justeringer i måten de oppdagede ressursene blir klassifisert og bokført på. Det skilles mellom 8 klasser av ressurser som er bokført i ressursregnskapet, samt to klasser for henholdsvis framtidige tiltak for økt utvinning og for prospekter som er planlagt knyttet til et felt. Klassene er:

- klasse 0: reserver der produksjonen er avsluttet
- klasse 1: reserver i produksjon
- klasse 2: reserver med godkjent utbyggingsplan
- klasse 3: ressurser i sen planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen 2 år)
- klasse 4: ressurser i tidlig planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen 10 år)
- klasse 5: ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt
- klasse 6: ressurser der utbygging er svært usikker
- klasse 7: ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert
- klasse MT: mulige tiltak for økt utvinning (ikke planlagte tiltak, eventuelt tiltak ut over dagens teknologi)
- klasse TP: tilleggsressurser i form av prospekter som kan knyttes til et felt

Klasse MT uttrykker Oljedirektoratets antakelse om at den framtidige utvinningsgraden på norsk sokkel i gjennomsnitt vil bli 50 % for olje og 75 % for gass. Klassen omfatter det volumet av olje og gass som vil kunne utvinnes fra dagens felt og funn i tillegg til ressursene fra de tiltak som allerede er identifisert og bokført i det ordinære ressursregnskapet. Klasse TP omfatter de totale, risiko-veide ressursene i prospekter som operatørene har informert Oljedirektoratet om at de planlegger å knytte til eksisterende felt.

Det ligger to hovedprinsipper til grunn for Oljedirektoratets metode. For det første er klassifikasjonen bygd opp rundt utviklingen fra et nytt funn blir gjort fram til det eventuelt blir satt i produksjon, og videre til det er ferdig produsert. For det andre er det ressursene, ikke feltene og funnene, som blir klassifisert. Et felt eller et funn kan derfor ha ressurser i flere klasser.

Ressurser er et samlebegrep som brukes om alle typer petroleumsmengder.

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

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

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

Felt er ett eller flere funn samlet som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene enten har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) for eller innvilget PUD-fritak for.

Ethvert funn og ethvert felt har kun én funnbrønn. Dette 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 prospekter 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 forventningsverdien.

Endringer i 1996

Eldre felt og funn

For eldre felt og funn (dvs funn gjort før 1996) har oljeressursene økt med 155 millioner Sm³ og gassressursene med 1 milliard Sm³. NGL-ressursene har blitt redusert med 36 millioner tonn, stort sett som en følge av at petroleum som tidligere ble bokført som NGL, nå blir betraktet som olje (se tabell 1.1.b).

Endringene er basert på revisjoner av ressursanslagene for en rekke av feltene og funnene. Alle justeringene er vist i tabell 7.5.j. I tillegg er det, som nevnt over, innført et anslag over framtidig økt utvinning, som ikke er konkret planlagt i dag. Disse ressursene, klasse MT, utgjør en stor del av det såkalte FRU-potensialet (forbedret ressursutnyttelse). FRU-begrepet omfatter i tillegg de planlagte tiltakene for økt utvinning og tilleggsressurser som allerede er bokført for de enkelte feltene, og vist samlet i tabell 7.5.d, og tilleggsressurser i form av prospekter, klasse TP.

Nye funn

I løpet av 1996 ble det gjort funn i 10 undersøkelsesbrønner. Disse brønnene er 2/6-5, 9/2-6 S, 15/12-10 S, 24/12-3 S, 33/9-19 S, 34/7-25 S, 34/11-2 S, 35/10-2, 35/11-8 S og 36/7-1 (brønn 2/6-5 var ikke avsluttet ved årsskiftet). Bare om lag halvparten av funnene er ferdig evaluert, men det er foreløpig anslått at ressurstilveksten fra nye funn i 1996 vil bli ca 85 millioner Sm³ o.e. Anslaget varierer mellom 60 og 110 millioner Sm³ o.e.

Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1996 var 175,5 millioner Sm³ olje, 37,4 milliarder Sm³ gass og 7,1 millioner tonn NGL (medregnet kondensat).

Ressursstatus

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er framstilt i tabell 1.1.a, og den geografiske fordeling av ressursene er vist i figur 1.1. Ressursene på norsk kontinentalsokkel er inndelt i henhold til Oljedirektoratets ressursklassifikasjonssystem. Tabell 1.1.c viser de samlede ressursene i felt. Tabell 1.1.d viser de samlede ressursene i funn som ennå ikke er godkjent utbygd.

Felt med avsluttet produksjon

Det var ingen felt som avsluttet produksjonen i 1996. De tre feltene med avsluttet produksjon er vist i tabell 7.5.a.

Ressurser i felt som er i produksjon/godkjent utbygd

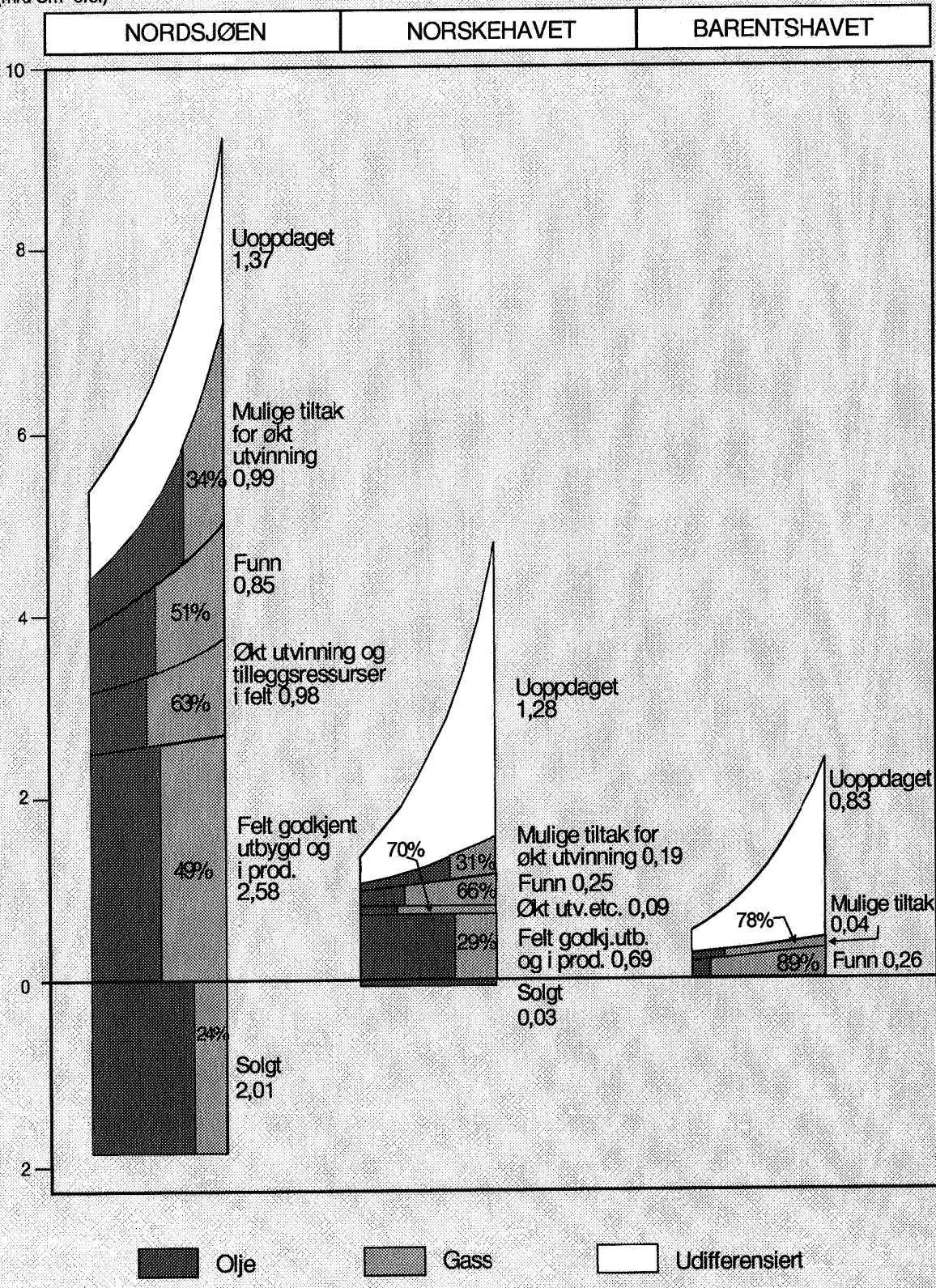
Per 31. desember 1996 er det besluttet å bygge ut 54 felt på norsk kontinentalsokkel (medregnet de tre feltene med avsluttet produksjon). Da betraktes Trollfeltet som ett felt, til tross for at det består av adskilte utbygginger, med ulike operatører. De åtte feltene som ble godkjent utbygd i løpet av 1996, er Balder, Gullfaks Sør, Gullveig, Oseberg Øst, Rimfaks, Varg, Visund og Åsgard.

I løpet av 1996 ble tre nye felt satt i produksjon. Dette er Gungne, Sleipner Vest og Yme. I tillegg ble gassproduksjonen fra Troll I (Troll Øst) satt i gang. Det var derfor ved årsskiftet 39 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel (tabell 7.5.b). 12 felt er i tillegg godkjent utbygd, men ennå ikke satt i produksjon (tabell 7.5.c). Det er fire flere enn ved forrige årsskifte.

Som en følge av justeringene i Oljedirektoratets system for klassifisering av ressursene, blir det noen mindre endringer i bokføringen av reserver og ressurser i feltene. I tabell 7.5.b og 7.5.c i kapittel 7.5 er det bare reservene, det vil si de ressursene i feltene som omfattes av godkjente utbyggingsplaner, som oppgis. Tidligere har anslagene for enkelte av feltene inneholdt ressurser fra en del planlagte tiltak for økt utvinning, senere utbyggingsfaser eller tilleggsressurser. I år er disse vist samlet i tabell 7.5.d. Denne endringen vil gi en bedre oversikt over hva som faktisk er godkjent for utbygging for de enkelte feltene, samtidig som det gir en mer enhetlig framstilling. De feltene som blir spesielt berørt av denne omleggingen, er beskrevet i avsnitt «endringer i ressursanslag».

Figur 1.1
Petroleumsressursene på norsk sokkel

Utvinnbare
 ressurser
 (mrd Sm³ o.e.)



Basisestimatet er angitt ved siden av søylen for hver kategori av ressurser. Den statistiske spredningen i ressurs-estimatene er illustrert i figuren ved at det for hver kategori er antydnet et lavt anslag (venstre kant av søylen) og et høyt anslag (høyre kant av søylen).

De totale, opprinnelig utvinnbare reservene i felt som er godkjent utbygd er 5 320 millioner Sm³ o.e., som fordeler seg på 3 348 millioner Sm³ o.e. olje/NGL og 1 972 milliarder Sm³ gass. Dette er vist i tabell 1.1.c. I tillegg er det bokført ressurser på til sammen 1 078 millioner Sm³ o.e. i form av tilleggsressurser og ressurser fra tiltak for økt utvinning som ikke er godkjent utbygd eller gjennomført. Dette fordeler seg på 389 millioner Sm³ o.e. olje/NGL og 689 milliarder Sm³ gass (inkludert Troll III (Troll Vest gass)) (tabell 1.1.c og tabell 7.5.d).

Totalt er det fram til 31. desember 1996 produsert 1 555 millioner Sm³ o.e. olje/NGL og 492 milliarder Sm³ o.e. gass. Dette utgjør 36 % av bokført, oppdaget olje og 14 % av bokført, oppdaget gass. De bokførte tilleggs-

ressursene og ressurser fra tiltakene for økt utvinning er tatt med, men ikke ressurser i klasse MT.

Ressurser i funn i sen planleggingsfase

Det er ved årsskiftet 23 funn som er i sen planleggingsfase (tabell 7.5.e). Dette er blant annet funn som har plan for utbygging og drift til behandling hos myndighetene. I denne kategorien inkluderes også funn hvor det er signalisert at slik plan vil bli levert i nær framtid, og hvor det er antatt at utbyggingen vil bli godkjent av myndighetene i løpet av to år. Petroleumsressursene for disse funnene utgjør til sammen 563 millioner Sm³ o.e. Dette omfatter alle de bokførte ressurser i disse funnene, uansett ressursklasse.

Tabell 1.1.a
Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Totalt 10 ⁶ Sm ³ o.e.
0 Reserver der produksjonen er avsluttet	0	39	0	39
1 Reserver i produksjon	2 702	1 639	122	4 499
2 Reserver med godkjent utbyggingsplan	448	294	31	782
Sum reserver	3 150	1 972	153	5 320
3 Ressurser i sen planleggingsfase	540	359	23	928
4 Ressurser i tidlig planleggingsfase	120	587	21	734
5 Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	136	509	24	677
6 Ressurser der utbygging er svært usikker	24	47	1	72
7 Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert	10	17	0	27
Sum bokførte ressurser i felt og funn	3 980	3 491	222	7 758
MT Mulige tiltak for økt utvinning	790	420		1 210
Sum utvinnbare ressurser i felt og funn	4 770	3 911	222	8 968
Uoppdagede ressurser	1 400	2 070		3 470
Totalt utvinnbart potensial	6 170	5 981	222	12 438
Solgt per 31. desember 1996	1 493	492	48	2 046

Tabellen inneholder de samlede ressurser og reservene i hver ressursklasse på norsk kontinentalsokkel. En rekke felt og funn har ressurser i mer enn én ressursklasse.

Tabell 1.1.b
Endringer i de oppdagede ressurser

	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Totalt 10 ⁶ Sm ³ o.e.
Nye funn	50,0	35,0		85,0
Justeringer av felt og funn	155,0	1,0	-36,0	109,0
Sum endringer i de opprinnelig utvinnbare ressurser	205,0	36,0	-36,0	194,0
Endring i anslaget over framtidige tiltak for økt utvinning	790,0	420,0		1 210,0
Sum endring i totalanslag for felt og funn	995,0	456,0	-36,0	1 404,0
Produksjon	-175,5	-37,4	-7,1	-222,1
Sum endring i de gjenværende, oppdagede ressurser	819,5	418,6	-43,1	1 181,9
Endring i uoppdagede ressurser	15,0	60,0		75,0
Sum endring i de gjenværende, totale ressurser	834,5	478,6	-43,1	1 256,9

Tabell 1.1.c
Reserver og ressursene i felt

Ressursklasse	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Totalt 10 ⁶ Sm ³ o.e.
0 Reserver der produksjonen er avsluttet	0	39	0	39
1 Reserver i produksjon	2 702	1 639	122	4 499
2 Reserver med godkjent utbyggingsplan	448	294	31	782
Sum reserver (klasse 0-2)	3 150	1 972	153	5 320
Solgt*	1 493	492	48	2 046
Gjenværende reserver	1 657	1 480	105	3 274
3 Ressurser i sen planleggingsfase	248	137	6	393
4 Ressurser i tidlig planleggingsfase**	78	528	19	631
5 Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	25	23	1	49
6 Ressurser der utbygging er svært usikker	4	1	0	5
Sum ressurser fra bokførte tiltak for økt utvinning og tilleggsressurser (klasse 3-6) i felt	355	689	26	1 078
Sum bokførte ressurser i felt	3 505	2 661	179	6 398
MT Mulige tiltak for økt utvinning	510	220		730
TP Tilleggsressurser i form av prospekter	215	163	4	383
Totalt utvinnbare ressurser i felt (ekskl. TP)	4 015	2 881	179	7 130

* omfatter ikke forbruk på feltene ** inkluderer Troll III

Tabell 1.1.d
Ressursene i funn

Ressursklasse	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Totalt 10 ⁶ Sm ³ o.e.
3 Ressurser i sen planleggingsfase	291	223	17	536
4 Ressurser i tidlig planleggingsfase	42	59	2	103
5 Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt	111	486	23	628
6 Ressurser der utbygging er svært usikker	20	46	1	67
7 Ressurser i nye funn som ikke er ferdig evaluert	10	17	0	27
Sum bokførte ressurser i funn	474	831	43	1 360
MT Mulige tiltak for økt utvinning fra funn	280	200		480
Totalt utvinnbare ressurser i funn	754	1 031	43	1 840

Ressurser i funn i tidlig planleggingsfase

Tabell 7.5.f gir en oversikt over funn på norsk sokkel som er i en tidlig planleggingsfase for utbygging. Det vil si funn hvor det er antatt at en plan for utbygging og drift vil bli godkjent i løpet av 2-10 år.

De til sammen 12 funnene som er plassert i denne kategorien, er alle planlagt for utbygging, men for flere av funnene gjenstår det avgrensings- eller evalueringsarbeid. Noen av funnene venter dessuten på ledig prosesskapasitet på nærliggende innretninger eller på gassallokering. Troll III (Troll Vest gass) betraktes i denne sammenheng som et funn i denne kategorien.

Ressursmengden utgjør totalt 486 millioner Sm³ o.e.

Dersom vi ser bort fra Troll III, utgjør ressursene 98 millioner Sm³ o.e.

Ressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt

Det er bokført til sammen 55 funn i denne kategorien (tabell 7.5.g) som inneholder funn som Oljedirektoratet mener kan bli bygd ut på lang sikt, selv om mange av funnene i dag ikke vurderes som lønnsomme av rettighets-haverne. Klassen inneholder også en del funn i tilbakeleverte områder, men som Oljedirektoratet likevel antar vil bli tildelt på nytt og bygd ut på lang sikt.

Ressursmengden utgjør 610 millioner Sm³ o.e., hvor 326 millioner Sm³ o.e. ligger i Nordsjøen, 52 millioner

Sm³ o.e. ligger i Norskehavet og 232 millioner Sm³ o.e. ligger i Barentshavet.

Ressurser i funn der utbygging er svært usikker

Oljedirektorates ressursregnskap inneholder 32 funn som ikke forventes å kunne bli bygd ut lønnsomt uten betydelige endringer i teknologi eller pris (tabell 7.5.h). De fleste av disse funnene er svært små. Enkelte har dessuten så dårlige reservoaregenskaper at de ikke vil kunne produseres lønnsomt med dagens teknologi. Det er stor usikkerhet om ressursanslaget, men Oljedirektoratet anslår at det teknisk sett kan produseres om lag 65 millioner Sm³ o.e. fra disse funnene.

Ressurser i funn som ikke er ferdig evaluert

Fem av funnene fra 1996 samt ett funn fra 1995 er ennå ikke ferdig evaluert (tabell 7.5.i). De foreløpige anslagene for disse funnene summerer seg til 27 millioner Sm³ o.e.

Uoppdagede ressurser

Oljedirektoratet anslår at de uoppdagede ressursene utgjør mellom 2 og 6 milliarder Sm³ o.e. Den statistiske forventningsverdien er ca 3,5 milliarder Sm³ o.e. Figur 1.1 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.

Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning

Det har vært foretatt en rekke revurderinger av ressurs- og reserveanslagene i løpet av 1996. De totale endringene er vist i tabell 1.1.b. Tabell 7.5.j i kapittel 7.5 viser alle endringene fra 1995 til 1996. De viktigste endringene er omtalt under:

Felt i produksjon

Frøy

Reservene i Frøy er redusert på bakgrunn av at det er utført ny kartlegging og utarbeidet en ny geologisk modell ut fra informasjon fra utvinningsbrønnene.

Heidrun

Reservene i Heidrun er økt etter at det er utarbeidet en ny geologisk modell samt at utvinningen fra nedre del av Tiljeformasjonen og Åreformasjonen nå baserer seg på trykkstøtte fra vanninjeksjon.

Snorre

Reservene i Snorre er redusert som en følge av at ressursene i Snorre fase 2 nå bokføres ressursklasse 3 i Oljedirektoratets nye system for klassifikasjon av ressurser. I fjorårets årsberetning ble ressursene i fase 2, som ennå ikke er godkjent av myndighetene, inkludert i reservene. Utvinnbare oljeressurser i Snorre fase 2 er anslått til 40,1 millioner Sm³. Totalt sett for Snorre er derfor oljeressursene økt med 20 millioner Sm³ i forhold til forrige årsbe-

retning. Økningen skyldes en ny reservoarmodell og optimalisering av utvinningsstrategien. Se for øvrig beskrivelsen av feltet i kapittel 1.4.24

Staffjord Nord

Reserveanslaget er økt basert på resultater fra ny reservoarmodell og forlenget produksjonsperiode.

Staffjord Øst

Reserveanslaget er økt basert på resultater fra ny reservoarmodell og forlenget produksjonsperiode.

Troll I (Troll Øst)

Gassreservene er oppjustert etter operatørens nye kartlegging og ressursberegning. Væske som tidligere ble oppgitt som NGL, rapporteres nå som olje, ettersom den selges som olje ut fra Stura.

Troll II (Troll Olje)

Reservene i Troll II omfatter alle utbygde og godkjente reserver i tidligere «Troll Vest olje fase II og II B». Det vil si at utbyggingen av «brønngruppe I», som ble godkjent av myndighetene i 1996, er inkludert, mens de delene av utbyggingen av oljeressursene som ennå ikke er godkjent, inngår i ressursklasse 3 i tabell 7.5.d. I tillegg skyldes en del av endringene erfaringene med produksjonen så langt og nye reservoarstudier.

Valhall

Reduserte oljereserver i 1996 skyldes at operatørens alternative produksjonsstrategier ble inkludert i 1995. Oljen som eventuelt kan utvinnes ved hjelp av disse tiltakene, er i 1996 plassert i ressursklasse 3, ressurser i sen planleggingsfase, og inngår i tabell 7.5.d.

Felt som er godkjent utbygd

Balder

Reservene i Balder er redusert noe ved at deler av ressursene som tidligere ble inkludert i feltet nå blir klassifisert som ikke-påviste ressurser. Det vil si prospekter i ressursklasse TP.

Gullfaks Sør

Nye ressursberegninger i forbindelse med PUD og prosessimulering har ført til endringer i væskevolumene. Gassressursene, som ikke er godkjent utbygd, er flyttet til ressursklasse 4 og inngår i tabell 7.5.d.

Njord

Endringen i reserveanslaget skyldes hovedsakelig at gassressursene, som ikke er vedtatt utbygd, er bokført i ressursklassene 4 og 5. Derved er de ikke del av reservene, men inngår i tabell 7.5.d. Se for øvrig beskrivelsen av feltet i kapittel 1.4.25.

Norne

Endring i oljereserver skyldes at Oljedirektoratet nå be-

nytter operatørens reserveanslag. Endringen for gass skyldes at gassressursene, som ikke er vedtatt utbygd, nå bokføres i ressursklasse 3, og inngår i tabell 7.5.d. Se for øvrig beskrivelsen av feltet i kapittel 1.4.29.

Oseberg Øst

Reserveanslagene er justert i forbindelse med utarbeidelsen av PUD.

Rimfaks

Gassressursene og tilhørende kondensatvolumer er flyttet til ressursklasse 4 og inngår i tabell 7.5.d.

Varg

Reserveanslagene er justert i forbindelse med utarbeidelsen av PUD.

Visund

Gassressursene og tilhørende kondensatvolumer er flyttet til ressursklasse 4 og inngår i tabell 7.5.d.

Åsgard

Økningen i oljereservene skyldes en oppdatering av reservoarmodeller og fluidbeskrivelser samt en optimalisering av produksjonsstrategien. Reduksjon i gass skyldes at de tilstedeværende gassressursene er redusert som følge av informasjon fra nye brønner.

Funn i sen planleggingsfase

25/8-5 S, 25/8-8 S, 25/7-3 (Jotun)

Ressursestimatene er justert i forbindelse med utarbeidelsen av PUD.

25/11-15 Hermod

Oljedirektoratet har gått over til å bruke operatørens tall for tilstedeværende og utvinnbar olje. Operatøren hadde tidligere et lavere tall for utvinnbar olje, men har nå utført et omfattende arbeid for å optimalisere utvinningen i forbindelse med forberedelse til PUD.

34/11-1

Endringene er en følge av foreløpige oppjusteringer etter brønn 34/11-3.

35/11-4 R Fram

Dette funnet er i en aktiv letefase. Det er sannsynlig at en utbygging vil omfatte flere nærliggende funn, og årets estimat inkluderer ressursene i 35/11-7-funnet og 35/11-8 S-funnet. Det er planlagt ny leteboring i forbindelse med disse funnene i 1997.

6407/1-2 Tyrihans

Økningen i oljereservene fra 1995 til 1996 skyldes at kondensat fra Tyrihans Sør ikke var tatt med i 1995, og at det er utført mer omfattende reservoarstudier og simuleringer.

Funn i tidlig planleggingsfase

35/9-1 R Gjøl

Dette funnet er i en aktiv letefase. Det er sannsynlig at en utbygging vil omfatte flere nærliggende funn, og årets estimat inkluderer ressursene i 36/7-1-funnet. Det er planlagt ny leteboring i forbindelse med disse funnene i 1997.

Funn som kan bli bygd ut på lang sikt

7120/7-1 Askeladd Vest

7120/7-2 Askeladd Sentral

7120/8-1 Askeladd

7121/4-1 Snøhvit

7121/7-2 Albatross Sør

Gassressursene er redusert i disse funnene fordi operatøren vurderer en undervannsutbygging med flerfasetransport i rør til land som det mest realistiske utbyggingskonseptet. Dette gir en noe lavere utvinningsgrad.

Navneendringer foretatt i 1996

Navneendringer foretas normalt etter søknad fra operatøren. Funn som har et godkjent feltnavn endrer navn ved godkjennelsen 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 godkjennelse av et annet navn vil navnet bli endret. Funnbrønnen forblir imidlertid alltid den samme.

De navneendringer som er foretatt i 1996 er:

Nåværende navn	Tidligere betegnelse
Balder	25/11-1 Balder
Gullfaks Sør	34/10-2 Gullfaks Sør
Gullveig	34/10-37
Oseberg Øst	30/6-5 Oseberg Øst
Rimfaks	34/10-17 Rimfaks
Varg	15/12-4 Varg
Visund	34/8-1 Visund
Åsgard	6507/11-1 Midgard m.m.*
35/9-1 R Gjøl	35/9-1 R
35/11-4 R Fram	35/11-4 R
6407/1-2 Tyrihans	6407/1-2 Tyrihans Sør m.m.**
7120/7-1 Askeladd Vest	7120/7-1

* Åsgardfeltet omfatter de tre funnene 6507/1-11 Midgard, 6506/11-1 Smørbukk og 6506/11-3 Smørbukk Sør.

** Operatøren av 6407/1-2 Tyrihans Sør og 6407/1-3 Tyrihans Nord har i sin rapportering til Oljedirektoratet slått de to funnene sammen. De rapporteres derfor i år samlet under navnet 6407/1-2 Tyrihans.

1.2 PRODUKSJONSPROGNOSER

Oljeprognose for felt i produksjon og for felt som er godkjent utbygd

Flere av de produserende oljefeltene på norsk sokkel er i eller nærmer seg en avtrappingsfase. Dette gir en økt grad av usikkerhet knyttet til den kortsiktige produksjonen for

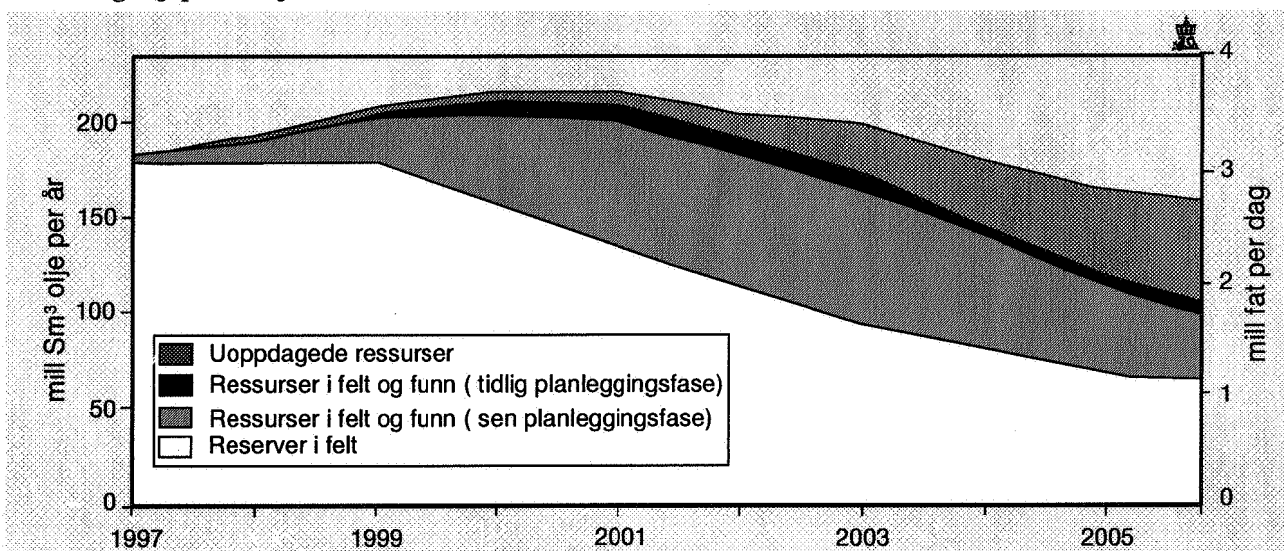
disse feltene. Omkring 2005 forventes det at alle felt som per 31. desember 1996 er i produksjon og godkjent utbygd vil være i denne fasen. På lengre sikt vil derfor den største usikkerheten for disse være knyttet til avtrappingsraten. Mer utvinning fra feltene på platå kan medføre en større avtrappingsrate. Tilleggsressurser på feltene, høyere utvinningsgrad enn forventet, forbedret ressursutnyttelse, samt innfasing av satellittfelt er faktorer som kan redusere produksjonsfallet, øke utvinningen og dermed også levetiden for feltene.

I 1999 er produksjonen fra felt i produksjon og godkjent utbygd per 31. desember 1996 vurdert til å være mellom 175 og 225 millioner Sm³ med en forventning på 200 millioner Sm³. I 2010 er det forventet at produksjonen fra de samme feltene er redusert til mellom 25 og 55 millioner Sm³, med en forventning på 40 millioner Sm³.

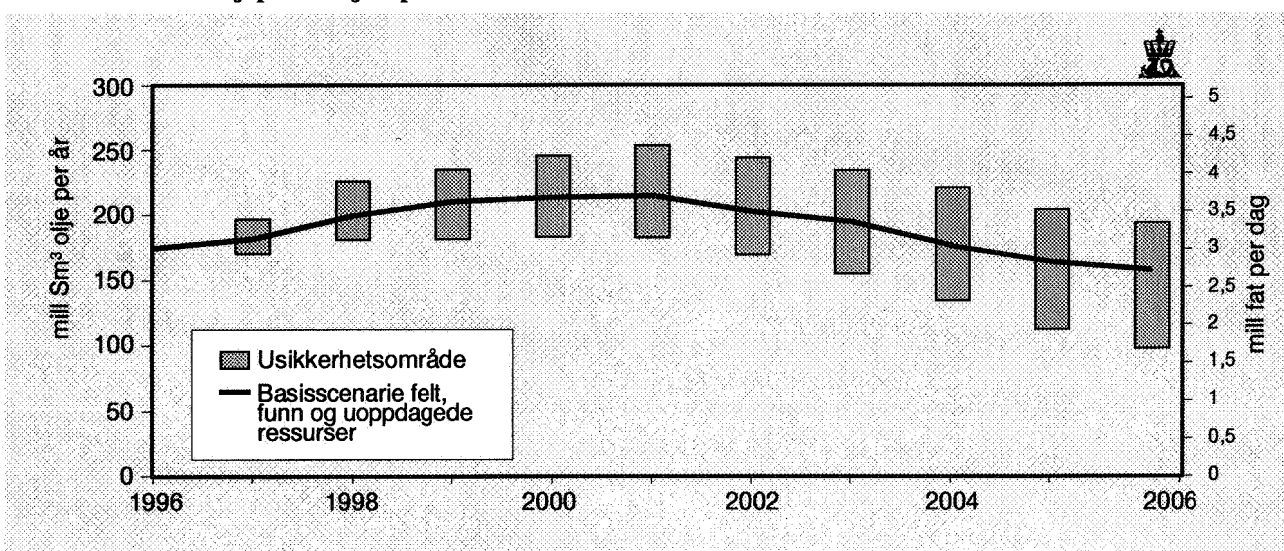
I perioden 1997 - 2000 vil ca 90 % av produksjonen på norsk sokkel komme fra felt som per desember 1996 er i produksjon eller godkjent utbygd (figur 1.2.a). Usikkerheten i produksjonen fra disse feltene vil derfor ha størst betydning på kort sikt. På lengre sikt (2001-2010) vil felt i produksjon og felt godkjent utbygd utgjøre ca 50 % av den forventede produksjonen, mens funn forventet utbygd antas å utgjøre 15 %. Usikkerheten er her primært knyttet til størrelsen på utvinnbare ressurser. På kort sikt er imidlertid også usikkerheten knyttet til produksjonsstart for funn betydelig.

Prognosering av framtidig 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

Figur 1.2.a
Framtidig oljeproduksjon



Figur 1.2.b
Basisscenarie for oljeproduksjon på norsk sokkel med usikkerhetsområde



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 35 % av den forventede produksjonen i perioden 2001 til 2010.

Figur 1.2.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 2001 med ca 215 millioner Sm³. Usikkerheten knyttet til dette estimatet er imidlertid stor. Usikkerhetsområdet i 2001 er estimert til 70 millioner Sm³. I 2010 er produksjonen forventet å være ca 100 millioner Sm³ med et usikkerhetsspenn fra 55 til 150 millioner Sm³.

1.3 FELT MED AVSLUTTET PRODUKSJON

1.3.1 MIME

Utvinningsstillatelse:	070	Blokk:	7/11
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Funn		År:	1982
Godkjent utbygd:	1992	Prod.start:	1992
		Prod.slutt:	1994
Reserver, utvunnet:		0,4 Sm ³ olje	
		0,1 Sm ³ gass	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	346 mill		
Forventet disponeringskostnad:	23,5 mill		

Disponering

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

1.3.2 NORDØST FRIGG

Utvinningsstillatelse:	024	Blokk:	25/1
Operatør:	Elf Petroleum Norge AS		
Funn		År:	1974
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1983
		Prod.slutt:	1993
Reserver, utvunnet:		11,8 Sm ³ gass	
		0,1 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	ca 3,4 mrd kr		
Påløpte disponeringskostnader:	ca 70 mill kr		
Disponeringskostnader 1997:	ca 80 mill kr		

Disponering

Kontrollstasjonen og fundamentet på Nordøst Frigg ble frigjort fra bunnen og transportert som én enhet til land. Dekket er satt på land og fungerer som treningssenter, stålkolonnen brukes som bølgebryter i en småbåthavn, og betongfundamentet som ankerfeste for denne.

Undervannsinnetningen skal tas på land i 1997. Disponering av rørledningen til Frigg vil bli avgjort i lys av pågående utredningsprogram for rørledninger.

1.3.3 ODIN

Utvinningsstillatelse:	030	Blokk:	30/7
Operatør:	Esso Expl. & Prod. Norway A/S		
Funn		År:	1974
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1984
		Prod.slutt:	1994
Reserver, utvunnet:		26,6 Sm ³ gass	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	ca 4,7 mrd kr		
Forventet disponeringskostnad:	220 mill kr		

Disponering

Innretningene på Odin skal tas på land for opphugging og resirkulering. Dekket ble tatt på land høsten 1996. Strukturen skal fjernes tidlig i 1997. Disponering av rørledningen til Frigg vil bli avgjort i lys av pågående utredningsprogram for rørledninger.

1.4 FELT I PRODUKSJON OG FELT SOM ER GODKJENT UTBYGD

1.4.1 HOD

Utvinningsstillatelse:	033	Blokk:	2/11
Operatør:	Amoco Norway Oil Company		
Rettingshavere:			
Amoco Norway Oil Company			25,00000 %
Amerada Hess Norge AS			25,00000 %
Enterprise Oil Norwegian AS			25,00000 %
Elf Petroleum Norge AS			25,00000 %
Funnbrønn:	2/11-2	År:	1974
Godkjent utbygd:	1988	Prod.start:	1990
Utvinnbare reserver:		8,7 mill Sm ³ olje	
		2,2 mrd Sm ³ gass	
		0,3 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	1,4 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	50 mill kr		

Utvinning

Hodfeltet er det sørligste kalkfeltet i norsk del av Nordsjøen og produserer fra reservoarsoner i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene. Feltet blir produsert ved trykkavlastning og det produseres fra seks brønner hvorav fire er horisontale. I 1994 ble det boret på en struktur i nord (Hod Sadel-området), og det ble påvist olje. Ytterligere kartlegging i dette området førte til boring av en ny brønn i 1995 som også påviste olje. Begge brønnene er satt i produksjon.

Utbygging

Utbyggingen omfatter en ubemannet produksjonsinnretning. Innretningen fjernstyres fra Valhallfeltet, 13 kilometer lenger nord. Olje og gass blir adskilt ved hjelp av

en separasjonsenhet og deretter målt før transport i rørledning til Valhall for ytterligere prosessering. Fra Valhall transporteres olje og gass i eksisterende transportsystem til Teesside og Emden. Produksjonsinnretningen har en oljeproduksjonskapasitet på 1 500 Sm³ olje/dag og en gassbehandlingskapasitet på 320 000 Sm³ gass/dag.

1.4.2 VALHALL

Utvinningsstillatelse: 006 og 033	Blokk: 2/8 og 2/11
Operatør: Amoco Norway Oil Company	
Rettighetshavere:	
Amoco Norway Oil Company	28,09377 %
Amerada Hess Norge AS	28,09376 %
Enterprise Oil Norwegian AS	28,09376 %
Elf Petroleum Norge AS	15,71871 %
Funnbrønn: 2/8-6	År: 1975
Godkjent utbygd: 1977	Prod.start: 1982
Utvinnbare reserver:	115,4 mill Sm ³ olje 32,1 mrd Sm ³ gass 4,8 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	20,4 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	645 mill kr

Utvinning

Valhallfeltet produserer fra reservoarsoner i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonene, av tidlig paleocen til øvre kritt alder. Utvinningsstrategien på Valhall er basert på trykkavlastning med en sterk grad av kompaksjonsdriv. Kompaksjon av reservoarbergarten har ført til en havbunnsinnsenkning estimert til ca 3 meter ved slutten av 1996. Ved slutten av 1996 ble det produsert fra 31 produksjonsbrønner.

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.

Utbygging

Valhall ble opprinnelig bygd ut med tre innretninger, en bolig-, en bore- og en produksjonsinnretning. I mai 1996 ble det installert en ny stigerørsinnretning med plass til 19 brønner. De fire innretningene er knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 1.4.2 viser disse innretningene. Stigerørsinnretningen 2/4 G som Phillips Petroleum Company Norway AS 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 fraksjoneringsstårn og transporteres deretter hovedsakelig i oljestrømmen.

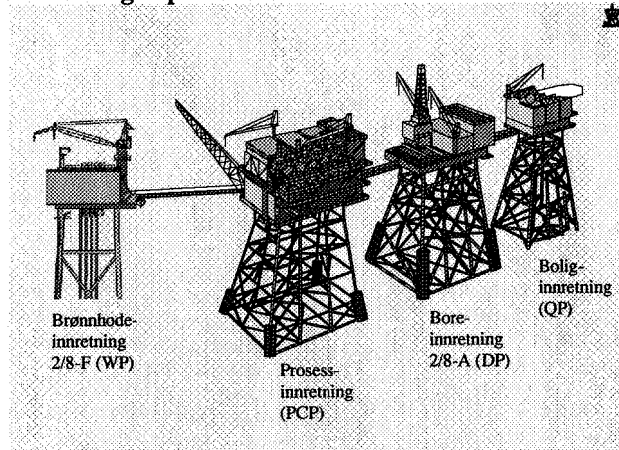
Olje og NGL transporteres i rørledning til Ekofisk for videre transport til Teesside. Gass transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden. Oljeproduksjonskapasiteten er på 27 000 Sm³ olje/dag og gassbehandlingskapasiteten på 10,7 millioner Sm³ gass/dag. Olje og gass blir målt fiskalt på stigerørsinnretningen 2/4-G. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbon-

fordeling på Ekofisk.

Etablering av det nye feltet på Ekofisk i 1998 vil føre til nødvendige endringer i transport- og målesystemene for petroleum fra feltene Valhall og Hod. I den forbindelse la operatøren fram en ny plan for anlegg og drift (PAD) av Valhall gassseksportsystem for myndighetene høsten 1996.

Figur 1.4.2

Innretninger på Valhall



1.4.3 TOMMELITEN GAMMA

Utvinningsstillatelse: 044	Blokk: 1/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 42,38000 %)	70,64000 %
Fina Production Licences AS	20,23000 %
Norsk Agip AS	9,13000 %
Funnbrønn: 1/9-4	År: 1978
Godkjent utbygd: 1986	Prod.start: 1988
Utvinnbare reserver:	3,79 mill Sm ³ olje 9,25 mrd Sm ³ gass 0,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	3 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	18 mill kr

Utvinning

Reservoaret i Tommeliten Gamma ligger på rundt 3000 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Ekofisk- og Torformasjonene. Strukturen er dannet som en antiklinal over en salt diapir. Feltet er et gass/kondensatfelt som produseres ved trykkavlastning.

Utbygging

Tommeliten Gamma er bygd ut med havbunnskompletterte brønner. All produksjon blir transportert til Edda for første-trinnsseparasjon og måling, videre til Ekofisk Senter for tørking, for deretter å transporteres i Norpipe til Emden. En del av gassen benyttes til gassløft på Edda og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Eddafeltet. Olje og NGL overføres fra Edda til Ekofisk Senter og transporteres videre gjennom rørledningen til Teesside. Produksjonen fra Tommeliten Gamma er i sluttfasen og feltet planlegges nedstengt i 1998.

1.4.4 EKOFISKOMRÅDET

Utvinnings-tillatelse:	018 og 018B	018 og 006
Felt:	Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Vest Ekofisk	Tor
Blokk:	2/4, 2/7, 7/11, 1/6	2/4, 1/5
Operatør:	Phillips Petroleum Co. Norway	Phillips Petroleum Co. Norway
Rettighetshavere:	Norsk Agip AS 13,04000 % Elf Petroleum Norge AS 7,59400 % Elf Rex Norge AS 0,85500 % Fina Production Licences AS 30,00000 % Norsk Hydro Produksjon AS 6,70000 % Phillips Petroleum Co. Norway 36,96000 % Saga Petroleum ASA 0,30400 % Den norske stats oljeselskap a.s 1,00000 % Total Norge AS 3,54000 %	Norsk Agip AS 11,29740 % Amerada Hess Norge AS 8,73760 % Elf Petroleum Norge AS 11,20500 % Elf Rex Norge AS 0,74070 % Fina Production Licences AS 25,99090 % Norsk Hydro Produksjon AS 5,80460 % Phillips Petroleum Co. Norway 32,02080 % Saga Petroleum ASA 0,26330 % Den norske stats oljeselskap a.s 0,86630 % Total Norge AS 3,07300 %

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 1.4.4.b.

Utvinningsstillatelse 018B omfatter den del av Albuskjell som ligger i blokk 1/6. Albuskjell var tidligere delt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 011.

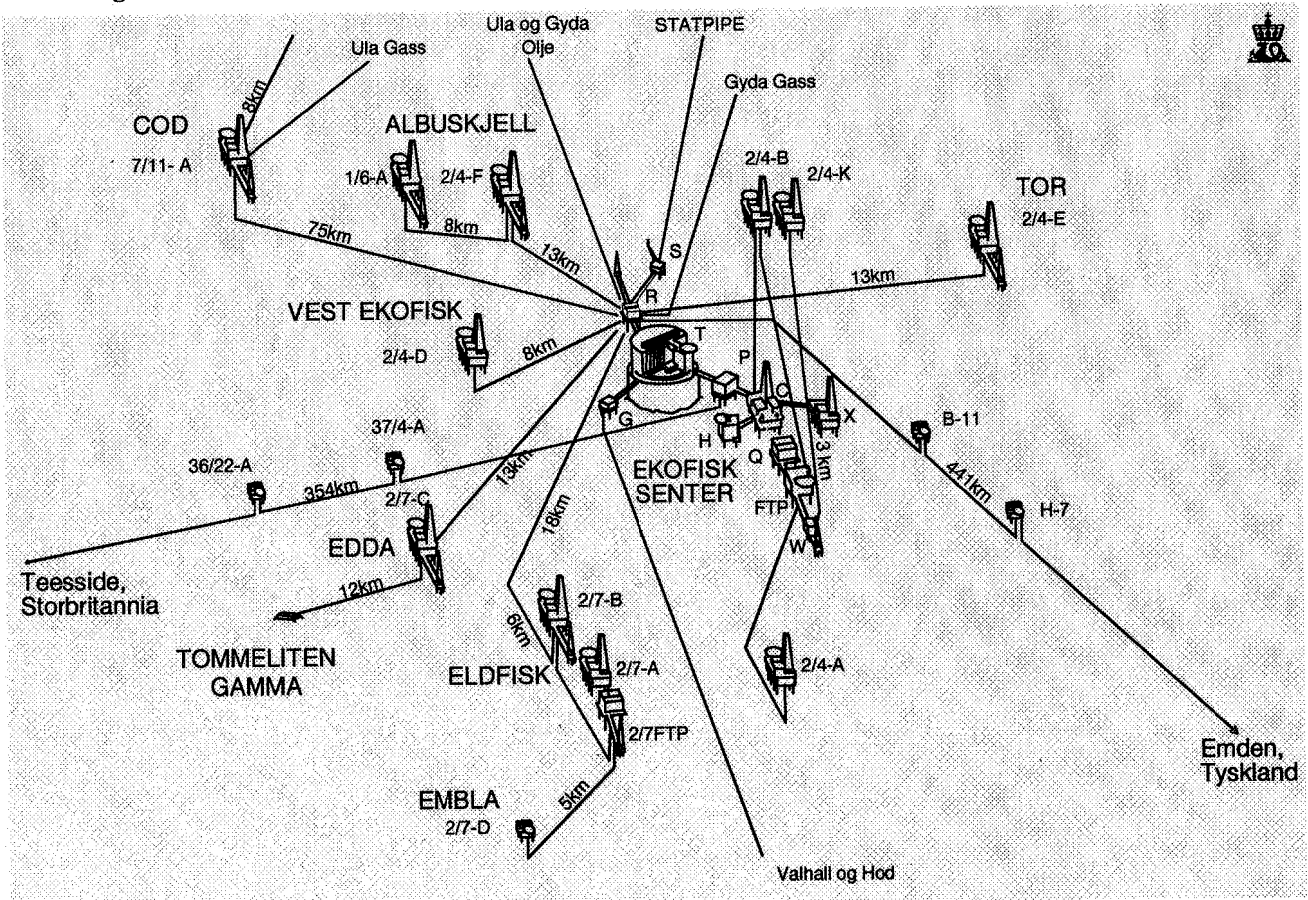
Torfeltet ligger i blokkene 2/4 og 2/5 og er delt mellom utvinningsstillatelsene 018 og 006. Amoco Norway

Oil Company og Enterprise Oil Norwegian AS har oppgitt sine rettigheter i den delen av utvinningsstillatelse 006 som dekker Torfeltet, mens Amerada Hess Norge AS og Elf Petroleum Norge AS har beholdt sine rettigheter.

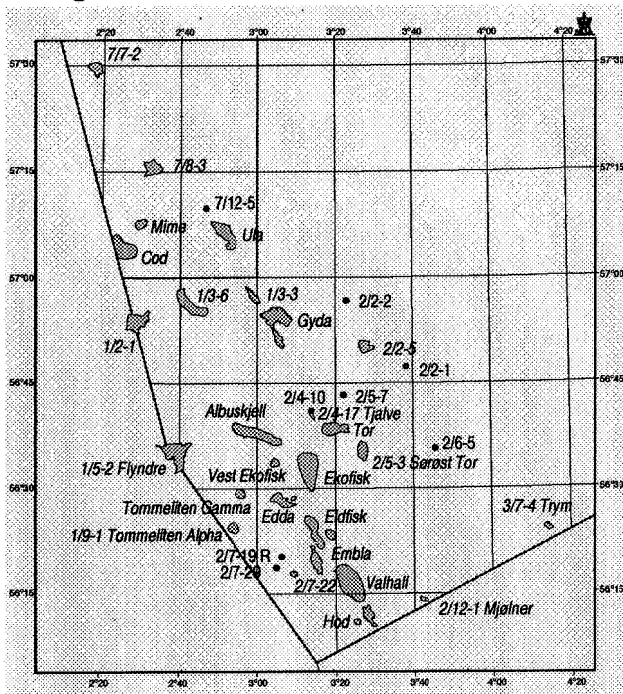
I 1.1.1999 vil eierfordeling i utvinningsstillatelse 018 bli endret. SDØE vil få en andel på 5 % og rettighetshaveres andeler vil bli redusert tilsvarende.

Produksjonen fra Ekofisk kom i gang i juni 1971, og de første årene ble feltet produsert til lasteskipp fra fire-

Figur 1.4.4.a
Innretninger i Ekofiskområdet



Figur 1.4.4.b
Felt og funn i Ekofiskområdet



brønner, til betongtanken var på plass fra 1973. Feltene Cod, Tor og Vest Ekofisk ble bygd ut og tilknyttet Ekofisk Senter i 1976 - 1978. Samtidig ble det ble lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. I 1979 ble feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk knyttet til Ekofisk Senter. Produksjonen fra Embla startet i mai 1993. Som en følge av innsynkning av havbunnen under 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 av Stortinget i desember 1994. Ekofisk II vil være i produksjon fra høsten 1998. Etter dagens planer for Ekofisk II vil Cod, Albuskjell, Edda og Vest Ekofisk avslutte produksjonen og stenge ned innretningene, mens Eldfisk, Tor og Embla vil bli tilknyttet det nye feltet (se figur 1.4.4.a).

Embla

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-20	År: 1988
Godkjent utbygd: 1990	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	8,3 mill Sm ³ olje 6,0 mrd Sm ³ gass 0,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	2,35 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariffer og forsikringer:	30 mill kr

Utvinning

Embla er et sandsteinsreservoar av devon og jura alder som ligger på over 4000 m dyp. Feltet produserer fra to separate sandlag gjennom fire brønner, med trykkavlastning som

drivmekanisme. Kompleks geologi og dårlige seismiske data har gjort kartlegging av feltet vanskelig.

Utbygging

Embla er bygd ut med en ubemannet brønnhodeinnretning som er fjernstyrt fra Eldfisk. Olje og gass transporteres til Eldfisk og videre til Ekofisk Senter. Embla vil bli knyttet opp til det nye Ekofisksenteret i 1998 og er forventet å produsere til rundt 2016.

Eldfisk

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-1	År: 1970
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	81,3 mill Sm ³ olje 58,7 mrd Sm ³ gass 4,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	24 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariffer og forsikringer:	570 mill kr

Utvinning

Eldfisk er det nest største feltet i Ekofiskområdet. Reservoaret i Eldfisk ligger på rundt 2 800 m dyp og består av oppsprukkede krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Feltet produserer fra tre separate strukturer; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk, alle med trykkavlastning som eneste drivmekanisme. Over 70 % av reservene fra Eldfisk er nå produsert. Boring av mange horisontale brønner på Eldfisk de senere år har gitt økt produksjon fra feltet. I 1996 ble også en to-grenet horisontal brønn satt i produksjon. Ytterligere økning av utvinningsgraden ved hjelp av fullfelt vanninjeksjon er under vurdering.

Utbygging

Eldfisk B er en kombinert bore-, brønnhode- og prosessinnretning, mens Eldfisk A er en brønnhodeinnretning og en prosessinnretning forbundet med bro. Boreinnretningen på 2/7-B ble oppgradert i 1995/96, mens boring av brønner fra 2/7-A gjøres med en oppjekkbar innretning. Olje og gass transporteres i to rørledninger til Ekofisk Senter for videre prosessering og transport til Teesside og Emden. Emblafeltet er knyttet opp til Eldfisk med fjernstyring fra 2/7-FTP. Eldfisk vil bli knyttet opp til det nye Ekofisksenteret i 1998 og er forventet å produsere til rundt 2016.

Edda

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 2/7
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/7-4	År: 1972
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	4,9 mill Sm ³ olje 2,1 mrd Sm ³ gass 0,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	5,8 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariffer og forsikringer:	107 mill kr

Utvinning

Hovedreservoaret i Edda består av krittbergarter tilhørende Torformasjonen, og ligger på rundt 3100 m dyp. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og har noe dårligere produksjonsegenskaper enn de andre krittfeltene i området. Feltet har produsert lenger enn opprinnelig forventet, noe som antas å skyldes trykkstøtte fra områder nord for feltet. Gass fra Tommeliten Gamma har siden 1988 blitt transportert til Edda og brukes til gassløft i brønnene.

Utbygging

Edda er bygd ut med en bemannet brønnhodeinnretning og olje/gass transporteres til Ekofisk Senter. Feltet er planlagt nedstengt før Ekofisk II står ferdig i 1998.

Ekofisk

Utvinningstillatelse: 018	Blokk: 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/4-2	År: 1969
Godkjent utbygd: 1970	Prod.start: 1971
Utvinnbare reserver:	404 mill Sm ³ olje 150,4 mrd Sm ³ gass 15,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	Ekofisk I: 50 mrd kr Ekofisk II: 17 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tanffer og forsikringer:	1 900 mill kr

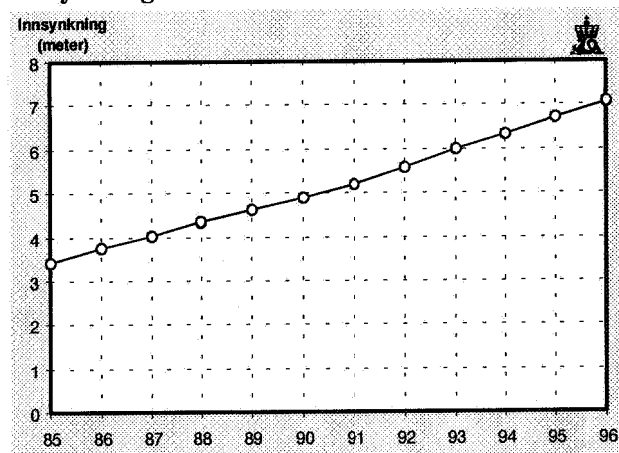
Utvinning

Reservoaret i Ekofisk ligger på rundt 3000 m dyp og består av oppsprukne krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Ekofisk er det største feltet i området og det nest største oljefeltet på norsk sokkel. Etter nær 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 for olje, fra opprinnelig ca 18 % til 40 %. 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 fortrengning av oljen er mer effektiv enn ventet, og reserveanslaget er tilsvarende blitt oppjustert. I tillegg til vanninjeksjon gir kompaksjonen av de bløte krittbergartene en ekstra driv til dreneringen av feltet. Dette blir forsterket av at det injiserte vannet bidrar til å svekke krittet. Et prøveprosjekt med alternerende vann-/gassinjeksjon ble igangsatt i 1996 for å evaluere mulighetene for å øke oljeutvinningen fra feltet ytterligere.

Havbunnsinnsynkningen over Ekofisk fører til problemer for de eldre innretningene. Målinger fra satellitt vi-

ser en total innsynkning per desember 1996 på 7,1 meter ved Ekofisk H. Figur 1.4.4.c viser målte innsynkningsverdier ved 2/4-H i tidsrommet 1985 - 96. Innsynkningsraten i 1996 var ca 38 cm per år. For å begrense innsynkningen og brønnproblemer relatert til kompaksjon i reservoaret, er uttaket av olje og gass fra feltet de siste årene balansert med injeksjon av tilsvarende eller større mengder vann og gass, uten at dette til nå har redusert innsynkningen.

Figur 1.4.4.c
Innsynkning i Ekofiskområdet



Utbygging

Figur 1.4.4.b viser innretningene i Ekofiskområdet. Til sammen er rundt 25 ulike innretninger knyttet til feltene i området. 2/4-K og 2/4-W er vanninjeksjonsinnretninger for Ekofisk. Olje og gass føres fra feltene til eksportørledningene via 2/4-R og 2/4-P på Ekofisk. Gassen fra Ekofiskområdet transporteres via rørledning til Emden, mens oljen, som inneholder NGL-fraksjonene, sendes i rørledning til Teesside. Total transportkapasitet for olje er over 95 000 Sm³ per dag. 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 Ekofisk-tanken. 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 Ekofisk-tanken. Alle målesystemer er i henhold til fiskal standard og inngår i operatørens system for hydrokarbonfordeling.

I august 1996 ble en ny bore- og brønnhodeinnretning for 50 brønner, 2/4-X, satt på plass på feltet. De første nye produksjonsbrønnene bores nå. I 1998 vil en ny prosess- og transportinnretning bli installert. Begge innretningene vil være dimensjonert til å tåle 12 meter ytterligere innsynkning av havbunnen. Flere av de gamle innretningene vil bli nedstengt og deler vil bli fjernet de kommende år.

Vest Ekofisk

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 2/4
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/4-6	År: 1970
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver:	12,1 mill Sm ³ olje 26,9 mrd Sm ³ gass 1,4 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	2,5 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	42 mill kr

Utvinning

Reservoaret i Vest Ekofisk ligger på rundt 3 100 m dyp og inneholder gass/kondensat i oppsprukkede krittbergarter tilhørende Tor- og Ekofiskformasjonene. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme, og er nå i avslutningsfasen.

Utbygging

Vest Ekofisk er bygd ut med en brønnhodeinnretning som fra januar 1994 er blitt fjernstyrt fra Ekofisk. Gass og olje transporteres til Ekofisk Senter. Vest Ekofisk planlegges nedstengt innen Ekofisk II står ferdig i 1998.

Albuskjell

Utvinningsstillatelse: 018 og 018b	Blokk: 2/4 og 1/6
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 1/6-1	År: 1972
Godkjent utbygd: 1975	Prod.start: 1979
Utvinnbare reserver:	7,4 mill Sm ³ olje 16,1 mrd Sm ³ gass 1,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	8 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	127 mill kr

Utvinning

Hovedreservoaret i Albuskjell inneholder gass/kondensat i krittbergarter tilhørende Torformasjonen, og ligger på rundt 3200 m dyp. Den overliggende Ekofiskformasjonen har dårligere produksjonsegenskaper og er derfor lite drenert. Feltet er blitt produsert med trykkavlastning som drivmekanisme, og er nå i avslutningsfasen.

Utbygging

Albuskjell er bygd ut med to like innretninger, 1/6-A og 2/4-F, med transport av olje og gass i rørledning til Ekofisk Senter. 2/4-F har vært nedstengt siden 1990. På 2/4-A er prosessen forenklet og mye av utstyret tatt ut av bruk de senere år. Resten av feltet planlegges nedstengt innen oktober 1998.

Tor

Utvinningsstillatelse: 018 og 006	Blokk: 2/4 og 2/5
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 2/5-1	År: 1970
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1978
Utvinnbare reserver:	25,5 mill Sm ³ olje 11,4 mrd Sm ³ gass 1,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	6,1 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	162 mill kr

Utvinning

Hovedreservoaret i Tor ligger på rundt 3 200 m dyp og består av oppsprukkede krittbergarter tilhørende Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneholder også olje, men har dårligere produksjonsegenskaper. I 1992 ble det igangsatt begrenset vanninjeksjon på Tor. Det blir daglig injisert opp mot 4 500 m³ vann i to brønner på feltet. Vanninjeksjonsutstyret blir i 1997 oppgradert og vanninjeksjonen ventes å fortsette ut feltets levetid.

Utbygging

Torfeltet er bygd ut med en kombinert brønnhode- og prosessinnretning med transport gjennom rørledninger til Ekofisk Senter. Tor vil bli knyttet opp til det nye Ekofisk-senteret i 1998 og forventes å produsere til rundt 2011.

Cod

Utvinningsstillatelse: 018	Blokk: 7/11
Operatør: Phillips Petroleum Co. Norway	
Funnbrønn: 7/11-1	År: 1968
Godkjent utbygd: 1973	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver:	2,9 mill Sm ³ olje 7,4 mrd Sm ³ gass 0,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	3,3 mrd kr
Driftskostnader 1996: inkl. CO ₂ -avgift, ekskl. tariff og forsikringer:	78 mill kr

Utvinning

Reservoaret i Cod inneholder gass/kondensat i sandstein av paleocen alder, og ligger på rundt 2 900 m dyp. Feltet er produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og er nå i avslutningsfasen, med to brønner i produksjon.

Utbygging

Cod er bygd ut med en bemannet brønnhodeinnretning med utstyr for vannutskilling. Gass og olje sendes i felles rørledning til Ekofisk Senter. Gass fra Ulafeltet transportes til Cod for videre transport til Ekofisk. Cod vil bli nedstengt før Ekofisk II står ferdig i 1998.

1.4.5 GYDA SØR OG GYDA

Utvinningsstillatelse:	019B	Blokk:	2/1
Operatør: BP Petroleum Dev. of Norway AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)			50,00000 %
BP Petroleum 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 %
Funnbrønn: År			
Gyda:	2/1-3		1980
Gyda Sør:	2/1-9		1991
Godkjent utbygd: Prod.start:			
Gyda:	1987		1990
Gyda Sør:	1993		1995
Utvinnbare reserver:			
Gyda			30,0 mill Sm ³ olje 3,7 mrd Sm ³ gass 1,6 mill tonn NGL
Gyda Sør			2,1 mill Sm ³ olje 1,1 mrd Sm ³ gass 0,3 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			
Gyda og Gyda Sør			9,3 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:			
Gyda og Gyda Sør			351 mill kr

Utvinning - Gyda

Reservoaret består av øvre jura sandstein. Gyda produseres med vanninjeksjon som drivmekanisme. Ved slutten av 1996 ble det produsert fra 13 brønner, mens 10 brønner ble benyttet til vanninjeksjon.

Utbygging - Gyda

Utbyggingsløsningen for feltet består av en kombinert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning med stålunderstell, se figur 1.4.5. Produksjonskapasiteten er for tiden på 14 300 Sm³ olje per dag og 1,8 millioner Sm³ gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er på 24 500 m³ per dag.

Oljen transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula og videre til Teesside. Gassen transporteres i egen rørledning til Ekofisk for videre transport til Emden. Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i systemet for hydrokarbonfordeling i Ekofisk.

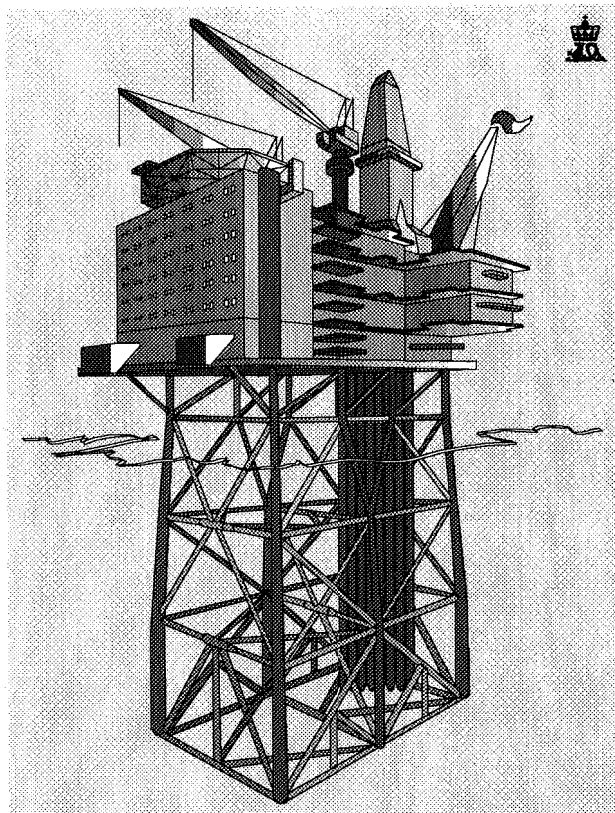
Utvinning - Gyda Sør

Gyda Sør blir produsert ved trykkavlastning ved hjelp av en langtrekkende brønn fra Gyda. Det er ikke observert trykkommunikasjon mellom Gyda Sør og Gyda. Det er likevel mulig at det kan være trykkommunikasjon i vannsonen.

Utbygging - Gyda Sør

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

Figur 1.4.5
Innretning på Gyda



1.4.6 ULA

Utvinningsstillatelse:	019A	Blokk:	7/12
Operatør: BP Petroleum Dev. of Norway AS			
Rettighetshavere:			
BP Petroleum Dev. of Norway AS			57,50000 %
Svenska Petroleum Exploration AS			15,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s			12,50000 %
Norske Conoco A/S			10,00000 %
AS Pelican			5,00000 %
Funnbrønn:	7/12-2	År:	1976
Godkjent utbygd:	1980	Prod.start:	1986
Utvinnbare reserver:			
			69,2 mill Sm ³ olje 3,6 mrd Sm ³ gass 2,6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:			13,3 mrd kr 392 mill kr

Utvinning

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 høy og økende andel vann. Ved utgan-

gen av 1996 ble det produsert fra 8 brønner, mens 7 brønner ble benyttet til vanninjeksjon.

Operatøren planlegger å starte VAG (alternerende vann/gassinjeksjon) på Ula i løpet av 1997.

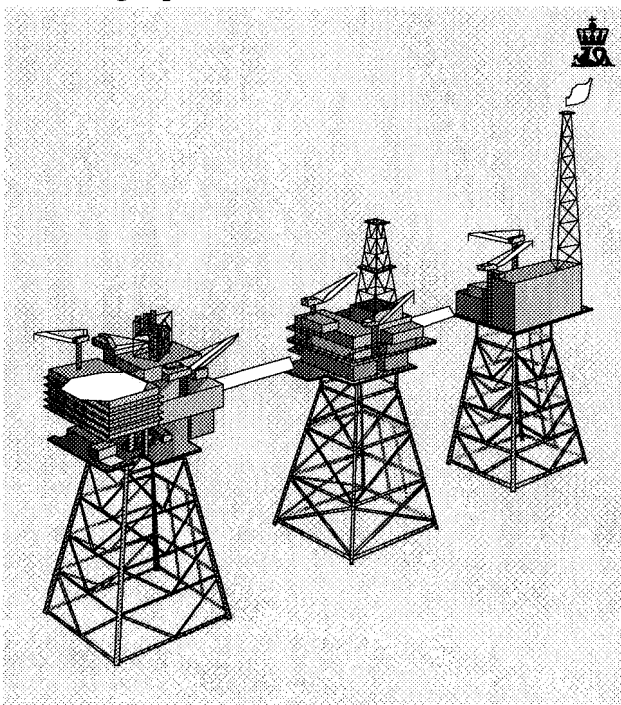
Operatøren har foretatt testproduksjon fra det underliggende triasreservoaret. Testen tok til i slutten av 1995, men på grunn av produksjonsproblemer ble testen utvidet til ut året 1996. Formålet med testen var å undersøke volum, produktivitet og eventuell kommunikasjon med reservoaret i Ulaformasjonen.

Utbygging

Utbyggingsløsningen består av tre stålinnretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter, se figur 1.4.6. Produksjonskapasiteten er for tiden på 24 000 Sm³ olje per dag og 1,6 millioner Sm³ gass per dag. Vanninjeksjonskapasiteten er 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.

Oljen transporteres i rør via Ekofisk til Teesside. Statoil er operatør for rørdelingen. Gassen transporteres i rørdeling via Cod til Ekofisk og videre til Emden. Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørdelingstransport til Ekofisk. Målesystemene inngår i Ekofisk sitt system for hydrokarbonfordeling.

Figur 1.4.6
Innretninger på Ula



1.4.7 YME

Utvinningsstillatelse: 114 og 114B Blokk: 9/2 og 9/5

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Rettighetshavere:

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

Funnbrønn: 9/2-1 År: 1987

Godkjent utbygd: 1995 Prod.start: 1996

Utvinnbare reserver: 8,7 mill Sm³ olje

Totale investeringer (faste 1996 kroner): 1,5 mrd kr

Driftskostnader 1996 inkl CO₂-avgift, ekskl tariffier og forsikringer: 595 mill kr

Utvinning

Utbygging av Ymefeltet blir gjennomført i flere faser.

Hovedreservoaret på Yme er i strukturen Gamma Vest som omfattes av fase I. Her finnes olje i Sandnesformasjonen som er av mellom- til senjura alder. Reservoaret produseres hovedsakelig ved trykkavlastning, men det er lagt opp til begrenset vanninjeksjon og bruk av nedihullspumper.

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 godkjent høsten 1995. Yme Beta Øst produseres med to undervannskompletterte brønner. Trykkavlastning med gassløft er valgt som drivmekanisme. Produksjon fra Beta Øst vil føre til en forlenget produksjonsperiode fra Yme Gamma Vest og dermed økt utvinning fra dette reservoaret.

Fase III omfatter plan for utbygging og drift av Yme Gamma Sørøst som ble lagt fram for myndighetene i desember 1996. Planen omfatter komplettering av, samt produksjon fra brønn 9/2-6 S der operatøren gjorde funn i oktober 1996. Funnet ble gjort i det første av flere prospekter som vil kunne omfattes av fase III. 9/2-6 S Yme Gamma Sørøst er planlagt drenert ved trykkavlastning.

Ved slutten av 1996 var det fem produksjonsbrønner. Overskuddsgass ble opprinnelig planlagt injisert i et vannfylt reservoar under hovedfeltet. På grunn av injeksjonsproblemer i det vannfylte reservoaret blir gassen nå midlertidig injisert i hovedreservoaret.

Utbyggingsløsning

Utbyggingsløsning for feltet består av en oppjekkbare innretning og et lagertankskip med bøyelasting til skytteltanker. Det er ingen infrastruktur ellers i området. All olje fra Yme fraktes med skip til Mongstad for endelig utskilling av vann og for fiskalmåling.

Produksjonsinnretningen har en oljeproduksjonskapasitet på 8 000 Sm³ olje per dag (0,25 millioner Sm³ per måned) med muligheter for oppgradering. Gassbehandlingskapasiteten er på 800 000 Sm³ gass per dag hvorav 400 000 Sm³ gass per dag kan resirkulere til gassløft.

1.4.8 VARG

Utvinningstillatelse:	038	Blokk:	15/12
Operatør:	Saga Petroleum ASA		
Rettighetshavere:			
Saga Petroleum ASA	35,00000 %		
Den norske stats oljeselskap a.s	65,00000 %		
(SDØE 30,000 %)			
Funnbrønn:	15/12-4	År:	1994
Godkjent utbygd:	1996	Prod.start:	1998
Utvinnbare reserver:	10,7 mill Sm ³ olje		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	3,1 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	220 mill kr		

Utvinning

Feltet inneholder olje i et sterkt forkastet sandsteinsreservoar av øvre jura alder. Utvinningsstrategien er basert på bruk av VAG (alternerende vann-/gassinjeksjon). Totalt brønnantall er anslått til 13. Høsten 1996 ble det boret en brønn (15/12-10 S) på den nordlige delen av feltet, og det ble funnet olje i sand med svært dårlig reservoar-kvalitet.

Utbygging

Plan for utbygging og drift ble godkjent i mai 1996. Varg blir bygd ut med et produksjonsskip tilknyttet en brønnhodeinnretning. Brønnene skal bores med en oppjekkbar boreinnretning. Produksjonskapasiteten er på 9 000 Sm³ olje per dag.

1.4.9 SLEIPNEROMRÅDET

Sleipner Øst

Utvinningstillatelse:	046	Blokk:	15/9
Operatør:	Statoil		
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s	49,60000 %		
(SDØE 29,6 %)			
Esso Expl & Prod Norway AS	30,40000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %		
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %		
Total Norge AS	1,00000 %		
Funnbrønn:	15/9-9	År:	1981
Godkjent utbygd:	1986	Prod.start:	1993
Utvinnbare reserver:	41,5 mrd Sm ³ gass 27,3 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	24,1 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	550 mill kr		

Loke

Utvinningstillatelse:	046	Blokk:	15/9
Operatør:	Statoil		
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s	49,60000 %		
(SDØE 29,6 %)			
Esso Expl & Prod Norway AS	30,40000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %		
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %		

Total Norge AS	1,00000 %	
Funnbrønn:	15/9-17	År: 1983
Godkjent utbygd:	1991	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	3,5 mrd Sm ³ gass 1,5 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	0,66 mrd kr	
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	3 mill kr	

Sleipner Vest

Utvinningstillatelse:	046 og 029	Blokk:	15/9 og 15/6
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s	49,50290 %		
(SDØE 32,3745 %)			
Esso Expl & Prod Norway AS	32,23940 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	8,84650 %		
Elf Petroleum Norge AS	8,47010 %		
Total Norge AS	0,94110 %		
Funnbrønn:	15/6-3	År:	1976
Godkjent utbygd:	1992	Prod.start:	1996
Utvinnbare reserver:	129,4 mrd Sm ³ gass 33,7 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	17,5 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	680 mill kr		

Gungne

Utvinningstillatelse:	046	Blokk:	15/9
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s	52,50000 %		
(SDØE 34,4 %)			
Esso Expl & Prod Norway AS	28,00000 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	9,40000 %		
Elf Petroleum Norge AS	9,00000 %		
Total Norge AS	1,00000 %		
Funnbrønn:	15/9-15	År:	1982
Godkjent utbygd:	1995	Prod.start:	1996
Utvinnbare reserver:	2,1 mrd Sm ³ gass 0,9 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	0,22 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift og leie av brønnslett, ekskl tariffer og forsikringer:	133 mill kr		

Utvinning

Sleipner Øst, Loke og Gungne

Feltene inneholder gass og kondensat i reservoarer av tertiær, og jura/trias alder. Gassen inneholder relativt mye kondensat. Tertiærreservoaret i Sleipner Øst utvinnes med reinjeksjon av tørr gass for å få ut mer kondensat enn man får ved trykkavlastning. Injeksjonsgassen kan tas både fra Sleipner Øst og Sleipner Vest. I 1996 har gasskondensatforholdet i produksjonsbrønnene steget mindre enn ventet slik at kondensatproduksjonen har vært noe større enn prognosert.

Loke inneholder gass/kondensat i reservoar av tertiær og trias alder. Tertiærreservoaret i Loke er i trykk-kommunikasjon med tertiærreservoaret i Sleipner Øst. Tertiærreservoaret i Loke blir drenert med en brønn, som senere skal forlenges for produksjon fra triasreservoaret.

Sleipner Vest

Feltet inneholder gass/kondensat. Reservoaret er i Huginformasjonen av jura alder. Feltet består av flere forkastningsblokker og kommunikasjonsforholdene i reservoaret er usikre. Feltet utvinnes ved trykkavlastning. Gassen i Sleipner Vest inneholder opptil 9 volum % CO₂, som skilles ut fra gassen og blir injisert i et sandlag i Utsiraformasjonen.

I den nordlige delen av feltet er det også påvist noe olje. Utbredelsen og produserbarheten av denne oljen er usikker og operatøren planlegger derfor å bore en eller to av gassproduksjonsbrønnene for å få mer informasjon.

Utbygging

Sleipner Øst, Loke og Gungne er bygd ut med en integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fireskiftet understell i betong (Sleipner A). I tillegg er det bygd en egen stigerørsinnretning (Sleipner R) med broforbindelse til Sleipner A. Det er installert en bunnramme for drenering av den nordlige del av Sleipner Øst og en for drenering av Loke. Gungne blir produsert via en brønn fra Sleipner A.

Første fase av utbyggingen av Sleipner Vest omfatter en brønnhodeinnretning, Sleipner B, og en innretning for prosessering og fjerning av CO₂, Sleipner T. Sleipner B er plassert på den sørlige delen av Sleipner Vest med brønnstrømsoverføring til Sleipner T, som er i broforbindelse med Sleipner A. Disse innretningene bruker felles hjelpe-systemer.

Produksjonsanleggene i Sleipnerområdet er vist på figur 1.4.9.

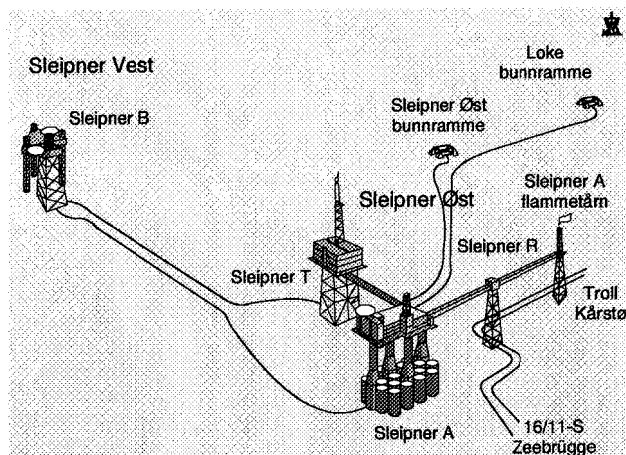
Per desember 1996 produseres det fra 14 brønner på Sleipner A, og det injiseres gass i fem brønner. I tillegg er det en brønn for injeksjon av CO₂ som separeres fra Sleipner Vest-gassen. På Sleipner B er det seks gassprodusenter i drift.

Det er inngått avtale om et salgs- og injeksjonssamarbeid mellom Sleipnerfeltene. Sleipner Vest er tildelt gassalg i forbindelse med de kontrakter som ble inngått i 1991 ved utøvelse av 30 % opsjonene under Troll-gassavtalen. Gassen blir transportert i rørledning både til Zeebrugge i Belgia og gjennom Statpipe/Norpipe- og Europipesystemet til Emden i Tyskland. Rettighetshaverne planlegger å søke om ny gassallokering for feltene i Sleipnerområdet i 1997.

Kondensatet fra disse feltene blir ilandført til Kårstø gjennom en 250 km lang rørledning fra Sleipner R til Kårstø.

Totalt produsert gass og kondensat måles på feltet til fiskal standard.

Figur 1.4.9
Eksisterende innretninger i Sleipnerområdet



1.4.10 BALDER

Utvinningstillatelse: 001 og 028 Blokk: 25/11 og 25/10

Operatør: Esso Exploration and Production Norway A/S

Rettighetshavere:
Esso Exploration and Production Norway A/S 100 %

Funnbrønn: 25/11-1 År: 1967

Godkjent utbygd: 1996 Prod.start: 1997

Utvinnbare reserver:
27,2 mill Sm³ olje
0,8 mrd Sm³ gass

Totale investeringer (faste 1996 kroner): 5,073 mrd kr

Driftskostnader 1996 inkl CO₂-avgift, ekskl tariff og forsikringer: 350 mill kr

Utvinning

Reservoaret i Balder er sandsteiner av tertiær alder. De er dårlig konsolidert, men har gode reservoaregenskaper og inneholder forholdsvis viskøs olje. En langtidstest ble gjennomført sommeren 1991 med produksjonsskipet Petrojarl I. Under testen ble verdifull produksjonsteknisk informasjon samlet inn. Balderfeltet består av flere adskilte strukturer. Seks strukturer omfattes av plan for utbygging og drift. Fem andre strukturer er kartlagt og blir per i dag regnet som prospekter. Disse forventes inkludert i feltet på sikt.

Feltet skal utvinnes ved naturlig vandring og vanninjeksjon. Totalt planlegges det 10 brønner for oljeproduksjon, tre for vanninjeksjon og en for gassinjeksjon. I tillegg skal det bores en brønn for produksjon av injeksjonsvann fra Utsiraformasjonen.

Utbygging

Plan for utbygging og drift (PUD) ble overlevert myndighetene i oktober 1995, og ble godkjent i februar 1996. Utbyggingsløsningen er basert på havbunnsbrønner som knyttes til et produksjons- og lagerskip. Oljen eksporteres via tankbåt. I PUD var planen at produksjon skulle starte

mellom november 1996 og mars 1997, men ferdigstillelse av skipet har tatt lengre tid enn forventet og produksjonsstart er forventet sommeren 1997.

Feltet inneholder lite gass og i PUD var planen å injisere gassen i en vannfylt struktur. Nye data viste at det ikke var noen egnet struktur i området, og operatøren la derfor sommeren 1996 fram en plan for anlegg og drift (PAD) for eksport av gassen via Statpipe. På grunn av problemer med kvaliteten på gassen (høyt duggpunkt), ble det ikke oppnådd enighet med Statpipe, og planen nå er å injisere gass i en periode mens endelig løsning avklares.

Fem produksjonsbrønner og en gassinjektor er forboret og vil være klare til å settes i produksjon når produksjonsskipet er klart. Planlagt gjennomsnittlig platåproduksjon for olje er 11 900 Sm³ per dag (75 000 fat per dag).

1.4.11 HEIMDAL

Utvinningsstillatelse:	036	Blokk:	25/4
Operator: Elf Petroleum Norge AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (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 ASA			3,47100 %
Ugland Construction Company AS			0,16900 %
Funnbrønn:	25/4-1	År:	1972
Godkjent utbygd:	1981	Prod.start:	1985
Utvinnbare reserver:			6,6 mill Sm ³ olje 40,5 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			14,4 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:			305 mill kr

Utvinning

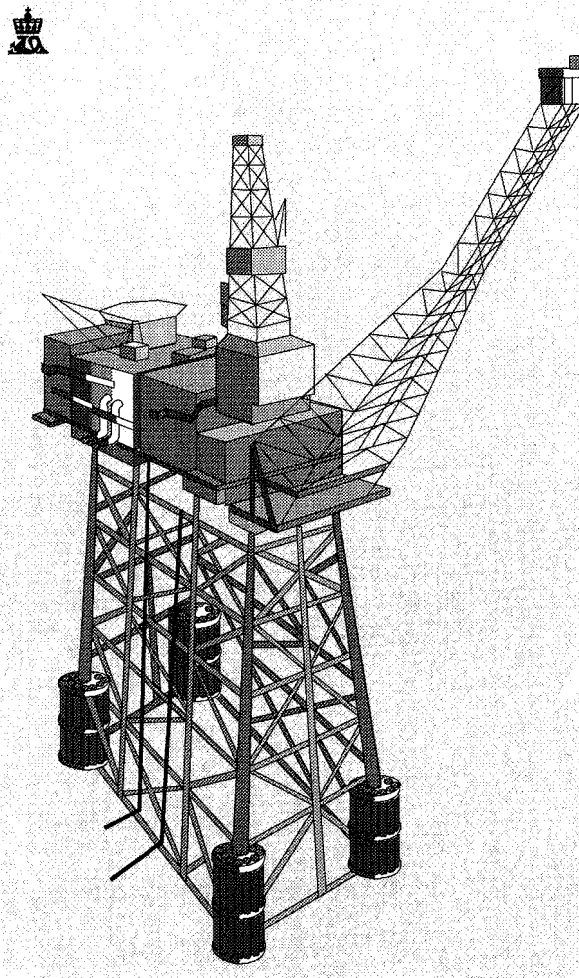
Feltet produserer fra Heimdalformasjonen som er en paleocen sand. Det er boret ti brønner fra innretningen på feltet, ni produksjonsbrønner og en observasjonsbrønn. På grunn av feltets kraftige vandring, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

Utbygging

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

Gassen fra Heimdalfeltet blir transportert i Statpipe. Rørledningen fra Heimdal er tilknyttet Statpipesystemet på stigerørsinnretningen Draupner. Kondensatet transporteres fra Heimdal til Brae i britisk sektor i en egen rørledning. Fra Braefeltet går kondensatet til Cruden Bay i Skottland. Etter dagens planer vil feltet produsere fram til 1999.

Figur 1.4.11
Innretning på Heimdal



1.4.12 FRIGGOMRÅDET

Frøy

Utvinningsstillatelse:	026 og 102	Blokk:	25/2 og 25/5
Operator: Elf Petroleum Norge AS			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 41,616 %)			53,96000 %
Elf Petroleum Norge AS			24,75730 %
Total Norge AS			15,23460 %
Norsk Hydro Produksjon AS			6,04810 %
Funnbrønn:	25/5-1	År:	1987
Godkjent utbygd:	1992	Prod.start:	1995
Utvinnbare reserver:			11,1 mill Sm ³ olje 2,3 mrd Sm ³ gass 0,2 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			5,7 mrd kr
Driftskostnader 1996 ekskl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:			137 mill kr

Utvinning

Frøy er et oljefelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen av øvre jura alder. Utvinningsstrategi er basert på vanninjeksjon. Feltet har 10 brønner, derav 6 produksjonsbrønner. En del av disse har i perioder ikke vært operative på grunn av problemer med vannproduksjon. Operatøren har redusert tilstedeværende og utvinnbare ressurser ut fra erfaringer med produksjonsbrønner og ny geologisk modell. Frigg kan bli ulønnsom etter år 2000 og slutte å produsere. Frøy vil etter den tid få høyere driftskostnader og risikere ulønnsom drift.

Utbygging

Feltet er bygd ut med en brønnhodeinnretning. Olje og gass overføres i separate rørledninger til Frigg for videre behandling og måling. Kapasitetsstudier har vist at det er mulig å behandle opp mot 7 000 Sm³ olje per dag. Feltet er brønnstyrt og har produsert 4-6 000 Sm³ per dag i 1996. Gassen transporteres videre til St.Fergus. Oljen transporteres i Frostpipe til Oseberg og derfra videre til oljeterminalen på Stura. Figur 1.4.12.a viser en oversikt over felt og funn i Friggområdet.

Øst Frigg

Utvinningsstillatelse:	Blokk:
024, 026 og 112	25/1 og 25/2
Operatør: Elf Petroleum Norge AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 1,4613 %)	10,43100 %
Elf Petroleum Norge AS	37,22500 %
Norsk Hydro Produksjon AS	32,11200 %
Total Norge AS	20,23200 %
Funnbrønn: 25/2-1	År: 1973
Godkjent utbygd: 1984	Prod.start: 1988
Utvinnbare reserver:	9,5 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	2,9 mrd kr
Driftskostnader 1996 ekskl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	28 mill kr

Utvinning

Øst Frigg er et gassfelt som består av to hovedstrukturer, Alpha og Beta. Disse er en del av samme trykksystem som Friggfeltet. Reservoaret ligger i Friggformasjonen av eocene alder. Feltet har 5 produksjonsbrønner hvorav en er permanent stengt. Feltet vil sannsynligvis avslutte produksjonen i 1998.

Utbygging

Utbygging 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 på Frigg hvor gassen prosesseres og måles før den sendes inn i Friggfeltets transportsystem til St Fergus.

Lille-Frigg

Utvinningsstillatelse:	026	Blokk:	25/2
Operatør: Elf Petroleum Norge A/S			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s		5,00000 %	
Elf Petroleum Norge A/S		41,42000 %	
Total Norge AS		20,71000 %	
Norsk Hydro Produksjon AS		32,87000 %	
Funnbrønn: 25/2-4	År: 1975		
Godkjent utbygd: 1991	Prod.start: 1994		
Utvinnbare reserver:	1,6 mill Sm ³ olje		
	3,5 mrd Sm ³ gass		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	4,1 mrd kr		
Driftskostnader 1996 ekskl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	40 mill kr		

Utvinning

Lille-Frigg er et gass/kondensatfelt. Reservoaret ligger i Brentgruppen på en forkastningsblokk i forlengelse av Heimdalryggen. Utvinning er basert på tre produksjonsbrønner med trykkavlastning som produksjonsmekanisme. I fjor ble det i store perioder kun produsert fra en brønn grunnet problem med vannproduksjon. Utvinnbare reserver var 7 milliarder Sm³ gass da feltet ble godkjent, og anslaget er blitt halvert de siste to årene på grunn av raskere trykkfall og vannproduksjon. Frigg kan bli ulønnsom etter år 2000 og vil slutte å produsere. Lille-Frigg vil etter den tid få høyere driftskostnader og risikere ulønnsom drift.

Utbygging

Lille-Frigg er bygd ut med undervannsinnetning som fjernstyres fra Frigg. Ubehandlet brønnstrøm overføres under høyt trykk direkte til Frigg for behandling. Gassen transporteres i rørledning til St. Fergus. Stabilisert kondensat transporteres i Frostpipe til Oseberg og sendes derfra videre til oljeterminalen på Stura. Kondensat og gassmåling foregår på Frigg.

Frigg

Utvinningsstillatelse:	024	Blokk:	25/1 og 30/10 på norsk sokkel og 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel
Operatør: Elf Petroleum Norge AS			
Rettighetshavere:			
Norsk del (60,8200%)			
Elf Petroleum Norge AS		25,19100 %	
Norsk Hydro Produksjon AS		19,99200 %	
Total Norge AS		12,59600 %	
Den norske stats oljeselskap a.s		3,04100 %	
Britisk del (39,1800%)			
Elf Exploration UK Ltd		26,12000 %	
Total Oil Marine Ltd		13,06000 %	
Funnbrønn: 25/1-1	År: 1971		

Godkjent utbygd:	1974	Prod.start: 1977
Utvinnbare reserver: (norsk andel)	0,4 mill tonn NGL	
	(norsk andel)	111,9 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	ca 26 mrd kr	
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	415 mill kr	

Utvinning

Feltet produserer gass fra Friggformasjonen som består av sandstein av eocen alder. Produksjonsbrønnene på CDP1 er permanent plugget. På DP2 var 12 brønner tilgjengelig for produksjon i 1996. 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. Antatt siste år med produksjon er år 2000. Nedstenging av Frigg vil berøre feltene Frøy og Lille-Frigg som leverer olje og gass til Frigg for behandling.

Utbygging

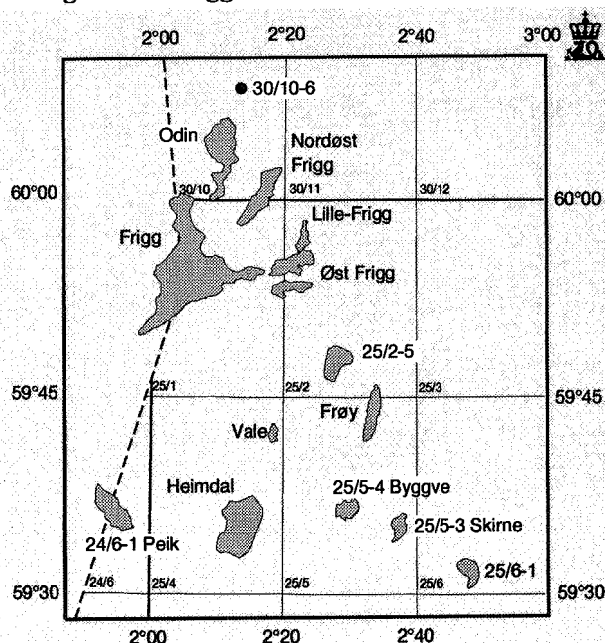
Feltet er bygd ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på britisk del av feltet samt en boliginnretning (CDP1, TP1, og QP). Produksjonen fra fase 1 startet i 1977.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra Fase 2 startet i 1978. Figur 1.4.12.b viser innretningene i Friggområdet.

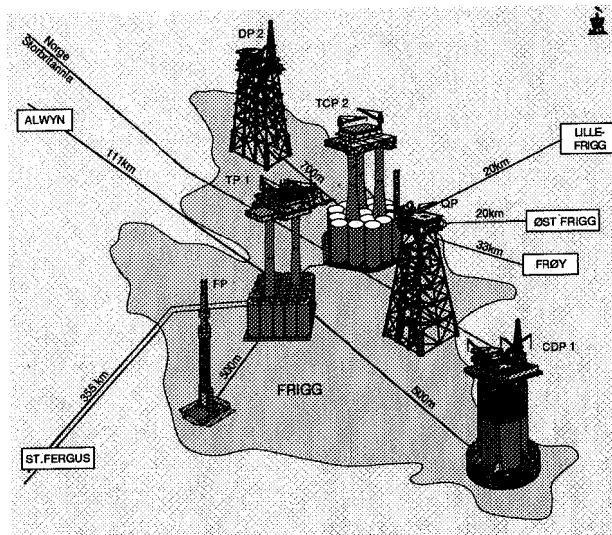
Fase 3 av utbyggingen omfatter installasjon av tre turbindrevne kompressorer på TCP2. Kompressoranelegget er nødvendig for å kompensere for redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981.

Gass fra Øst Frigg og Lille-Frigg blir behandlet og målt på TCP2. I 1995 ble det installert en ny modul på denne

Figur 1.4.12.a
Felt og funn i Friggområdet



Figur 1.4.12.b
Innretningene i Friggområdet



innretningen for å behandle olje og gass fra Frøy. Før nedstenging 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 kompressoranelegget til endrede trykkforhold og reduserte gassmengder.

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

1.4.13 OSEBERGOMRÅDET

Oseberg Vest

Utvinningsstillatelse:	053	Bløkk:	30/6
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,400 %)		
			59,40000 %
			12,25000 %
			7,35000 %
			9,33300 %
			7,00000 %
			4,66700 %
Funnbrønn:	30/6-15	År:	1984
Godkjent utbygd:	Fase I 1988	Prod.start:	1991
Utvinnbare reserver:	1,8 mill Sm ³ olje		
	7,5 mrd Sm ³ gass		
	0,2 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	980 mill kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	17 mill kr		

Rettighetshaverne i Oseberg Vest og Osebergfeltet arbeider med en avtale hvor målet er at Oseberg Vest skal inngå i det samordnede Oseberg. Figur 1.4.13.b viser en oversikt over felt og funn i Oseberg- og Trollområdet.

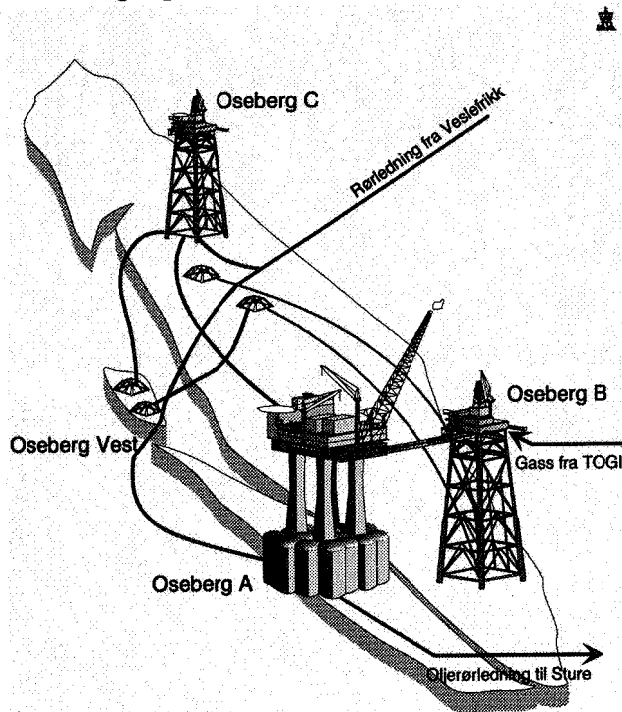
Utvinning

Oseberg Vest, som omfatter 30/6-15 Gamma Nord, 30/6-18 Kappa og 30/6-17 A (Alpha Cook), inngår i den endrede utbyggingsplanen for den nordlige delen av Osebergfeltet. 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.

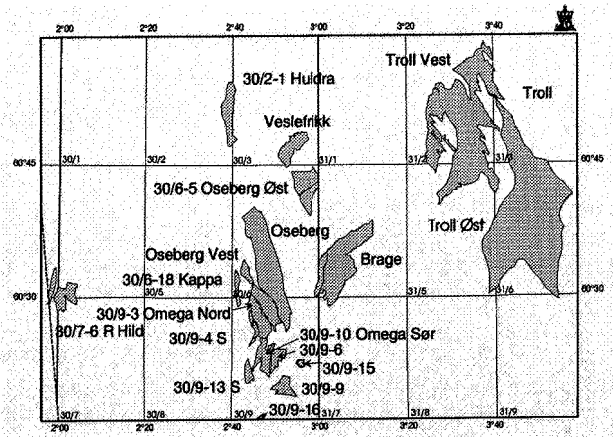
Utbygging

Brønn nr 2 på Oseberg vest ble ferdigstilt i 1996. Brønnstrømmen fra denne brønnen blir ført til Oseberg B. Videre prosessering og forenklede fiskale målinger skjer på Oseberg A. All gassen som produseres blir injisert i Osebergfeltet.

Figur 1.4.13.a
Innretninger på Oseberg



Figur 1.4.13.b
Felt og funn i Oseberg- og Trollområdet



Osebergfeltet

Utvinningstillatelse: 053 og 079	Blokk: 30/6 og 30/9
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 50,7838 %)	64,78380 %
Norsk Hydro Produksjon AS	13,68190 %
Saga Petroleum ASA	8,55280 %
Elf Petroleum Norge AS	5,76940 %
Mobil Development Norway AS	4,32720 %
Total Norge AS	2,88500 %
Funnbrønn: 30/6-1	År: 1979
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1988
Fase I	1984
Fase II	1988
Fase III	1996
Utvinnbare reserver:	319,3 mill Sm ³ olje 88,9 mrd Sm ³ gass 6,0 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	52 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	1150 mill kr

Utvinning

Det første funnet påviste gass i 1979, mens senere boringer påviste olje med gasskappe. Feltet består av flere reservoarer i Brentgruppen fordelt på flere strukturer. Hovedreservoarene er i Osebergformasjonen og Tarbertformasjonen. Bruk av horisontale produksjonsbrønner lå ikke i opprinnelige planer, men de fleste produksjonsbrønnene blir nå boret horisontalt, med gode erfaringer.

Utbygging

Oljedelen av Osebergfeltet er bygd ut i to faser, se figur 1.4.13.a. 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 ca 55 000 Sm³ per dag.

Fase 2 omfattet utbygging av den nordlige delen av feltet. Oseberg C-innretningen er en integrert produksjons-

bore- og boliginnretning (PDQ). Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 23 000 Sm³ per dag.

Plan for utbygging og drift for gassfasen (fase III) på Oseberg ble godkjent i 1996. Oseberg gassfase starter produksjon i 1999/2000 med en gassallokering på 2 milliarder Sm³ per år fra 2000.

Gassfasen bygges ut med en ny innretning for tørrgassprosessering. Gassen transporteres i en ny gassrørledning til Statpipesystemet ved Heimdalinnretningen. Gassinnretningen vil ha en kapasitet på 10 milliarder Sm³ per år. Rettighetshaverne planlegger å søke om utvidet gassallokering for Oseberg i 1997.

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

Oseberg Øst

Utvinningsstillatelse: 053 Blokk: 30/6

Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45,40 %)	59,40000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	12,25000 %
Saga Petroleum ASA	7,35000 %
Elf Petroleum Norge AS	9,33000 %
Mobil Development Norway AS	7,00000 %
Total Norge AS	4,67000 %

Funnbrønn: 30/6-5 År: 1981

Godkjent utbygd: 1996 Prod.start: 1998

Utvinnbare reserver: 23,5 mill Sm³ olje
1,4 mrd Sm³ gass

Totale investeringer (faste 1996 kroner): 3,7 mrd kr

Driftskostnader inkl CO₂-avgift, ekskl tariffer og forsikringer: 9 mill kr

Utvinning

Feltet (se figur 1.4.13.b) 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. Det er lagt opp til trykkvedlikehold ved hjelp av vann- og VAG-injeksjon. Feltet vil bli produsert med seks produksjons-, seks injeksjons- og to vannproduksjonsbrønner.

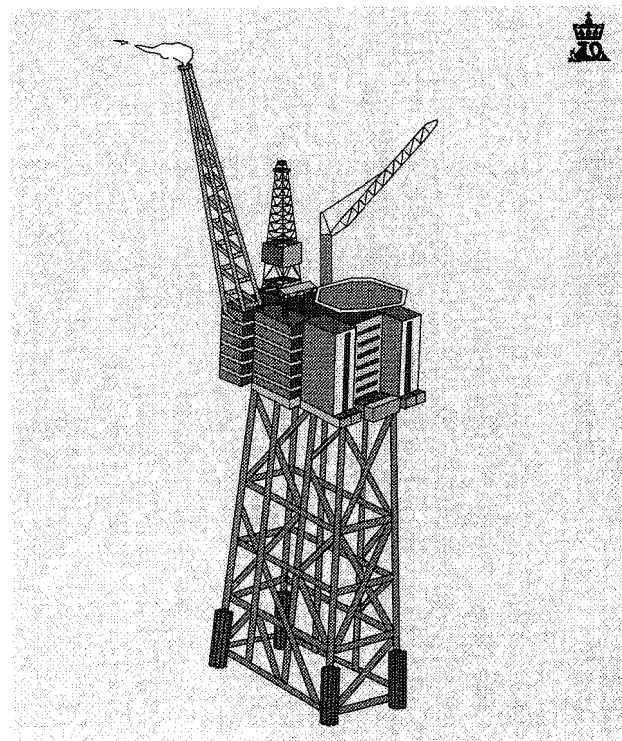
Utbygging

Feltet vil bli bygd ut med en ny innretning med boligkvarter, boreutstyr og førstetrinnsseparasjon av olje, vann og gass. Ferdigprosessering vil foregå på Oseberg feltsenter. Innretningen vil ha kapasitet til å behandle 12 000 Sm³ olje og 13 300 Sm³ vann per dag. Maksimum gassinjeksjonsrate vil være 1,4 millioner Sm³ per dag. Oljen fra feltet vil bli transportert i Oseberg Transport System til Stura.

1.4.14 BRAGE

Utvinningsstillatelse: 053, 055 og 185	Blokk: 30/6, 31/4 og 31/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 34,2567 %)	46,95680 %
Norsk Hydro Produksjon AS	22,41820 %
Eso Expl and Prod Norway A/S	16,34340 %
Neste Petroleum AS	12,25750 %
Elf Petroleum Norge AS	0,66640 %
Saga Petroleum ASA	0,52480 %
Mobil Development Norway AS	0,49980 %
Total Norge AS	0,33320 %
Funnbrønn: 31/4-3	År: 1980
Godkjent utbygd: Fase I 1990	Prod.start: 1993
Utvinnbare reserver:	46,6 mill Sm ³ olje 1,4 mrd Sm ³ gass 0,5 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	10,5 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	455 mill kr

Figur 1.4.14
Innretning på Brage



Utvinning

Det er påvist olje i to formasjoner i den samordnede delen av Brage, Statfjord og Fensfjord. I Sognefjordformasjonen er det påvist olje og gass. Det er planlagt en prøveutvinning fra Sognefjordformasjonen fra sommeren 1997. Prøveutvinningen vil ha en varighet på inntil et år. Plan for utbygging og drift for ressursene i Sognefjordformasjonen kan bli framlagt i 1998.

Utbygging

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

1.4.15 VESLEFRIKK

Utvinningsstillatelse:	052	Blokk:	30/6
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s		
(SDØE 37 %)	55,0000 %		
Total Norge AS	18,0000 %		
Deminex Norge AS	11,2500 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	9,0000 %		
Svenska Petroleum Expl AS	4,5000 %		
Norske Deminex AS	2,2500 %		
Funnbrønn:	30/3-2	År:	1980
Godkjent utbygd:	1987	Prod.start:	1989
Utvinnbare reserver:	54,4 mill Sm ³ olje		
	2,6 mrd Sm ³ gass		
	1,0 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	10,2 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	506 mill kr		

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3, se figur 1.4.13.b.

Utvinning

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

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

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.

Under boring av brønn 30/3-7 S i 1995, ble det gjort et mindre funn. Testing vil finne sted i 1997.

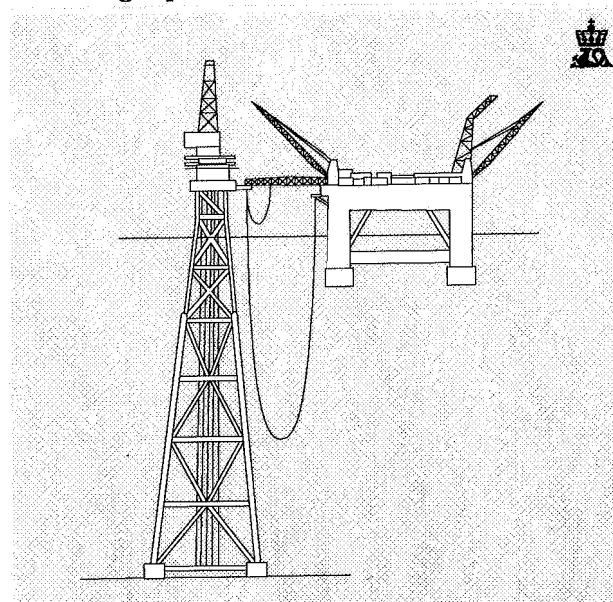
Utbygging

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

En oljerørledning er tilkoblet Oseberg Transport System for transport til Sturaterminalen. Gass transporteres via Statpipesystemet. Det er inngått en midlertidig avtale om bytting av produserte gassvolumer mellom Veslefrikk og Heimdal.

Fig 1.4.15

Innretninger på Veslefrikk



1.4.16 TROLL

Utvinningsstillatelse:	054 og 085	Blokk:	31/2, 31/3, 31/5 og 31/6
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s		
(SDØE 62,696 %)	74,57600 %		
A/S Norske Shell	8,28800 %		
Norsk Hydro Produksjon AS	7,68800 %		
Saga Petroleum ASA	4,08000 %		
Elf Petroleum Norge AS	2,35344 %		
Norske Conoco A/S	1,66113 %		
Total Norge AS	1,35343 %		
Funnbrønn:	31/2-1	År:	1979
Godkjent utbygd:		Prod.start:	1991
Fase I	1986		
Fase II	1992		
Utvinnbare reserver:	113,9 mill Sm ³ olje		
	854,8 mrd Sm ³ gass		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	61,784 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	1784 mill kr		

Strukturelt ligger Trollfeltet på den nordvestlige delen av Hordaplattformen. Feltet består i hovedsak av av tre relativt store, roterte forkastningsblokker med østlig fall og strekker seg over 750 km². Vanddyptet i området er over 300 meter. De hydrokarbonførende lagene er sandsteiner hovedsakelig i Sognefjordformasjonen, av midtre til sen jura alder. Feltets gasskolonne, som er over 200 meter tykk i øst, avtar mot vest, mens oljekolonnen avtar fra 22-26 meter i vest til 0-4 meter i øst. Utbyggingen av feltet skjer i flere faser. Trollfeltet ble samordnet i 1986.

TOGI

Undervannssystemet Troll Oseberg Gass Injeksjon (TOGI) styres fra Oseberg feltcenter og besørger produksjon og leveranse av gass fra Troll Øst for injeksjon i Oseberg-feltet. Produksjon og leveranse av gass via TOGI startet i februar 1991. TOGI hadde fram til utgangen av 1996 levert ca 17 milliarder Sm³ gass til Oseberg. Totalt omfatter avtalen leveranse av 25 milliarder Sm³ gass over en 11-års periode. Norsk Hydro foresto utbyggingen av TOGI og er driftsoperatør.

Troll fase I: Utbygging av gassreservene i Troll Øst

Utvinning

A/S Norske Shell var utbyggingsoperatør for Troll fase I. Statoil overtok operatøransvaret for driften av feltet i juni 1996. Boring av produksjonsbrønner startet i september 1995. Fram til utgangen av 1996 var det boret 15 av totalt 39 gassprodusenter fra Troll A-innretningen. Testing og opprensing av brønner tok til i februar 1996.

I mai 1996 startet gasseksporten fra Troll A til Kollsnes og videre til kontinentet via rørledningen Zeepipe IIA. Gassen som ble produsert i forbindelse med ferdigstilling av første gassbehandlingsenhet på Kollsnesanlegget, ble solgt under egne, midlertidige avtaler. Gassleveranser til de initielle kjøperne i henhold til Troll gassalgsavtaler (TGSA) som ble sluttført i 1986, startet som planlagt 1. oktober 1996. Kun en del av gassen på feltet er solgt. Trykkutviklingen vil være svært avhengig av framtidige gassallokeringer til Troll. Oljeproduksjonen fra Troll Vest gassprovins får konsekvenser for gasstrategien på feltet. Arbeid pågår for å finne en optimal produksjonsstrategi for olje og gass på Trollfeltet.

Utbygging

Gassreservene i Troll Øst produseres fra Troll A, som er en fast brønnhodeinnretning med understell av betong. Brønnstrømmen iblandes gass fra oljeproduksjonen i Troll Vest før overføring via to flerfaserørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. I landanlegget blir kondensatet skilt fra gassen og transportert gjennom rørledning til Stureterminalen for videre eksport til markedet. Kondensatet mengdebestemmes i en fiskal målestasjon før det forlater Kollsnesterminalen. Tørrgassen blir komprimert og eksportert i rør til kontinentet.

Kollsnesanlegget har en eksportkapasitet på ca 89 millioner Sm³ per dag. Måling av gassen til fiskal standard skjer i to identiske målestasjoner for henholdsvis Zeepipe og Statpipe. Hver målestasjon har kapasitet på ca 58,8 millioner Sm³ per dag. Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er tilrettelagt for ytterligere utvidelser.

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

Utvinning av olje fra Troll Vest oljeprovins

Oljeprovinsen omfatter den vestligste delen av feltet, med 22-26 meters oljekolonne under en liten gasskappe. Pro-

duksjonen startet i september 1995 fra sju forborede brønner, og platåraten på 30 000 Sm³ olje per dag ble raskt nådd. Fram til utgangen av 1996 var det boret 14 horisontale produksjonsbrønner og en gassinjektor. Produksjonserfaringen hittil viser lavere vannproduksjon og senere gassgjennombrudd enn tidligere antatt.

Produksjonsstrategien avhenger av forhold som trykkutvikling og kommunikasjon med andre områder av feltet. I sørlig del av oljeprovinsen blir derfor deler av den produserte gassen reinjisert, mens en kontrollert produksjon av fri gass sammen med oljen gradvis vil bli strategien i nordlig del av provinsen. Brønnene i oljeprovinsen er fordelt på fire undervannsinstallasjoner (brønnklynger) som er koplet opp til Troll B.

Utvinning av olje fra Troll Vest gassprovins

Gassprovinsen omfatter den midtre delen av feltet med oljekolonne på 11,5-14,5 meter og gasskolonne på opptil 200 meter. Utvinning av oljereservene i Troll Vest er tidskritisk i forhold til uttaket av gass fra både Troll Øst og Troll Vest. Utbyggingen skjer stegvis, da det er viktig å få noe produksjonserfaring fra området før beslutning tas om videre oljeutbygging av hele gassprovinsen.

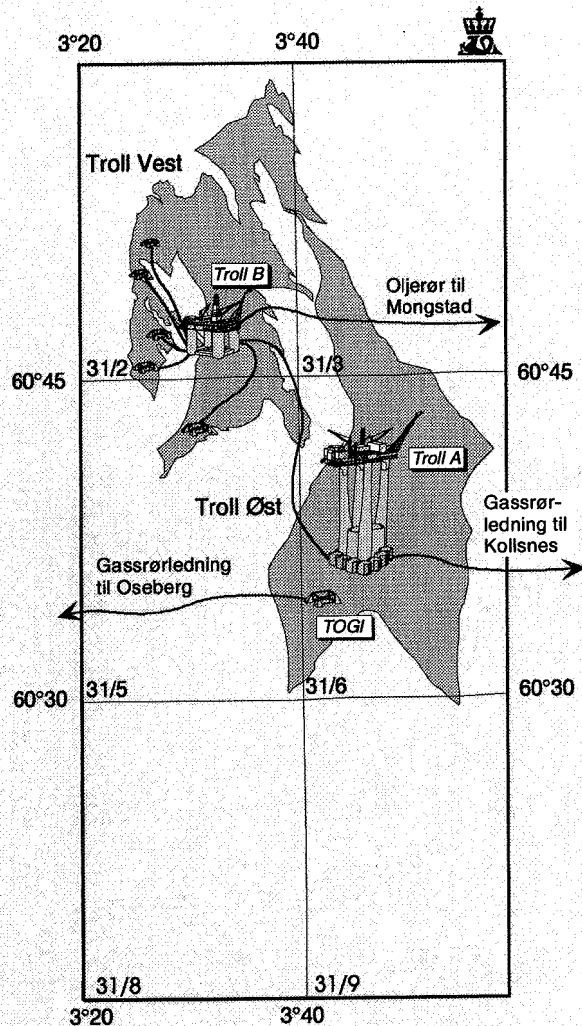
Plan for utbygging og drift for de to første undervannsinstallasjonene i sørlig del av Troll Vest gassprovins (H-klyngen og brønngruppe I) ble godkjent av myndighetene i henholdsvis mai 1994 og oktober 1996. Produksjonen fra H-klyngen startet i november 1995 og erfaringene hittil er bedre enn forventet. Ved årets utgang er fire brønner i produksjon. For brønngruppe I er det planlagt produksjonsstart i oktober 1997. Totalt vil disse to utbyggingene omfatte 12 horisontale produksjonsbrønner.

Videre plan for utbygging og drift av oljen i Troll Vest gassprovins ble fremmet for myndighetene høsten 1996. Utbyggingsplanen omfatter ni undervannsinstallasjoner (brønngrupper) med totalt 50 horisontale produksjonsbrønner, derav flere grenbrønner. Tre brønngrupper med 18 brønner i sørlig del av gassprovinsen vil bli tilknyttet Troll B, mens seks brønngrupper med 32 brønner i nordlig del av provinsen tilknyttes en ny innstallasjon, Troll C. Planlagt produksjonsstart for denne utbyggingen er juli 1998 for Troll B og september 1999 for Troll C.

Utbygging

Oljereservene i Troll Vest oljeprovins og sørlig del av Troll Vest gassprovins produseres via Troll B, en flytende betonginnretning uten lagerkapasitet. Brønnklyngene knyttes til stigerørsfundamentet på innretningen via to parallelle rørledninger. Totalt vil ni brønnklynger bli tilknyttet Troll B. Nødvendige modifikasjoner må utføres på innretningen før produksjonslinjer fra nye brønnområder i gassprovinsen kan tilknyttes. Med små ombygginger på Troll B-innretningen, har det hittil vært mulig å øke produksjonsnivået gradvis fra 30 000 til 40 000 Sm³ olje per dag. Oljen transporteres gjennom Troll Oljerør ca 90 km til Mongstad. Gass som produseres sammen med oljen, transporteres via Troll A til Kollsnes for behandling og videre eksport til markedet, se figur 1.4.16.

Figur 1.4.16
Trollfeltet



Seks brønngrupper i nordlig del av gassprovinsen vil bli tilknyttet en ny innretning, Troll C, som blir en halv nedsenkbar stålinnretning. Innretningen vil ha oljebehandlingskapasitet på 20 000 Sm³ per dag. Fra Troll C vil det bli lagt en egen oljerørledning til land og en gassrørledning til Troll A for å benytte eksisterende transportmuligheter til Kollsnes og videre til eksportmarkedet.

Troll fase III: Utbygging av gassressursene i Troll Vest gassprovins

Utvinning

Troll Vest gassprovins har en gasskolonne på opptil 200 meter over oljesonen. Besluttet og framtidig utvinning av oljeresursene er tidskrittisk i forhold til utvinning av gass fra Troll. Det er usikkert når et større gassuttak fra Troll Vest bør starte. Gassproduksjonen fra Troll Vest bør begrenses noe de første årene av hensyn til oljeproduksjonen. Senere kan den gradvis trappes opp slik at gass-

produksjonen fra øst og vest kan avsluttes omtrent samtidig. Beslutninger om videre utbygging av oljeresursene i Troll Vest i 1996/1997, samt 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.

1.4.17 GULLFAKSOMRÅDET

Rimfaks

Utvinningstillatelse: 50 og 50B	Blokk: 34/10 og 33/12
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-17	År: 1973
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1998
Fase I	1996
Fase II	
Utvinnbare reserver:	18,9 mill Sm ³ olje/kondensat
Totale investeringer	
(faste 1996 kroner): (fase I)	2,76 mrd kr
Forventede driftskostnader på platt inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	122 mill kr

Utvinning

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

Brentreservoaret inneholder en oljekolonne på ca 40 meter i tillegg til en stor gasskappe med høyt kondensatinhold. Staffjordreservoaret har en oljekolonne.

Plan for utbygging og drift for fase 1 som omfatter væskefasen ble godkjent i 1996 sammen med Gullfaks Sør og Gullveig. Fase 2 som består av gassfasen, omfattes ikke av denne planen.

Utbygging

Feltet planlegges utvunnet ved gassinjeksjon og utbygging-løsningen omfatter tre havbunnsrammer med 10 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med Gullfaks Sør og Gullveig. Prosesseringen av brønnstrømmen vil skje på Gullfaks A. Produksjonsstart er planlagt til 1998. Feltet ventes å produsere 13 500 Sm³ per dag olje/kondensat som lagres på Gullfaks A og skipes. Gassen fra feltet vil bli reinjisert på feltet og gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 7,5 millioner Sm³ per dag. Rimfaks mottar også gass fra Gullfaks Sør til injeksjon.

Gullveig

Utvinningsstillatelse: 50 og 50B	Blokk: 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-37	År: 1995
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1998
Fase I 1996	
Fase II	
Utvinnbare reserver:	2,1 mill Sm ³ olje/kondensat
Totale investeringer (fase 1) (faste 1996 kroner):	0,39 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:	10 mill kr

Utvinning

Gullveig planlegges utvunnet med trykkavlastning ved hjelp av to brønner som er koblet til en havbunnsramme.

Utbygging

Feltet er planlagt integrert med utbygging og drift av feltene Gullfaks Sør og Rimfaks. Prosessering av brønnstrømmen vil skje på Gullfaks A.

Gullfaks Sør

Utvinningsstillatelse: 50 og 50B	Blokk: 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-2	År: 1979
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1998
Fase I 1996	
Fase II	
Utvinnbare reserver:	20,7 mill Sm ³ olje/kondensat 2,1 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (fase 1) (faste 1996 kroner):	3,37 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:	95 mill kr

Utvinning

Gullfaks Sør som ligger ca 9 km sør for Gullfaks, se figur 1.4.17.a., inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder.

Brentreservoaret inneholder både gass og olje og det er observert flere uavhengige gass/olje- og olje/vannkontakter. Staffjordreservoaret har en tykkere oljesone enn Brent med en liten gasskappe. Det er boret ti brønner til reservoarnivå på Gullfaks Sør.

Plan for utbygging og drift for fase 1 som omfatter væskefasen, ble godkjent i 1996 sammen med Rimfaks og

Gullveig. Fase 2 som består av gassfasen, omfattes ikke av denne planen. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997.

Utbygging

Feltet planlegges utvunnet ved gassinjeksjon og utbyggingsløsningen omfatter fire havbunnsrammer med 12 brønner. Utbygging og drift er planlagt integrert med Rimfaks og Gullveig. Prosesseringen av brønnstømmen vil skje på Gullfaks A.

Produksjonsstart er planlagt til 1998. Feltet forventes å produsere 13 000 Sm³ per dag olje/kondensat som lagres på Gullfaks og skipes. Gassen vil bli reinjisert i feltet og i Rimfaks. Gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 2,7 millioner Sm³ per dag.

Gullfaks og Gullfaks Vest

Utvinningsstillatelse: 050 og 050B	Blokk: 34/10
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 73 %)	85,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00000 %
Saga Petroleum ASA	6,00000 %
Funnbrønn: 34/10-1 Gullfaks	År: 1978
34/10-34 Gullfaks Vest	År: 1991
Godkjent utbygd:	Prod.start: des 1986
Fase I 1981	
Fase II 1985	
Gullfaks Vest 1993	
Lundeformasjonen 1995	
Utvinnbare reserver: Gullfaks	307,7 mill Sm ³ olje 23,0 mrd Sm ³ gass 2,4 mill tonn NGL
Utvinnbare reserver: Gullfaks Vest:	3,1 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	
Gullfaks	73,9 mrd kr
Gullfaks Vest	0,2 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:	2129 mill kr

Utvinning

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

Reservoarene i fase 1 og 2 er adskilt av en nord/sør-gående forkastning. En viss kommunikasjon over forkastningene er påvist i det nordlige området. Forkastninger med mer enn 1000 meter sprang avgrensner feltet i sør, øst og nordøst. Lundeformasjonen befinner seg øst for og under de øvrige reservoarene.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak trykkvedlike-

hold ved vanninjeksjon. Alternierende vann-/ gassinjeksjon (VAG) utføres der metoden er egnet. Bruk av gel for å blokkere vannproduserende lag er prøvd med vellykket resultat.

Antall operative brønner som imidlertid varierer over tid, er ca 90. Det er planlagt framtidige sidesteg fra flere av de eksisterende produksjonsbrønnene.

Basert på basisreservene er siste produksjonsåret for Gullfaks A, B og C henholdsvis 2011, 2006 og 2007. Levealderen kan imidlertid øke noe avhengig av funn i prospekter og 3. parts bruk av anleggene.

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

Utbygging

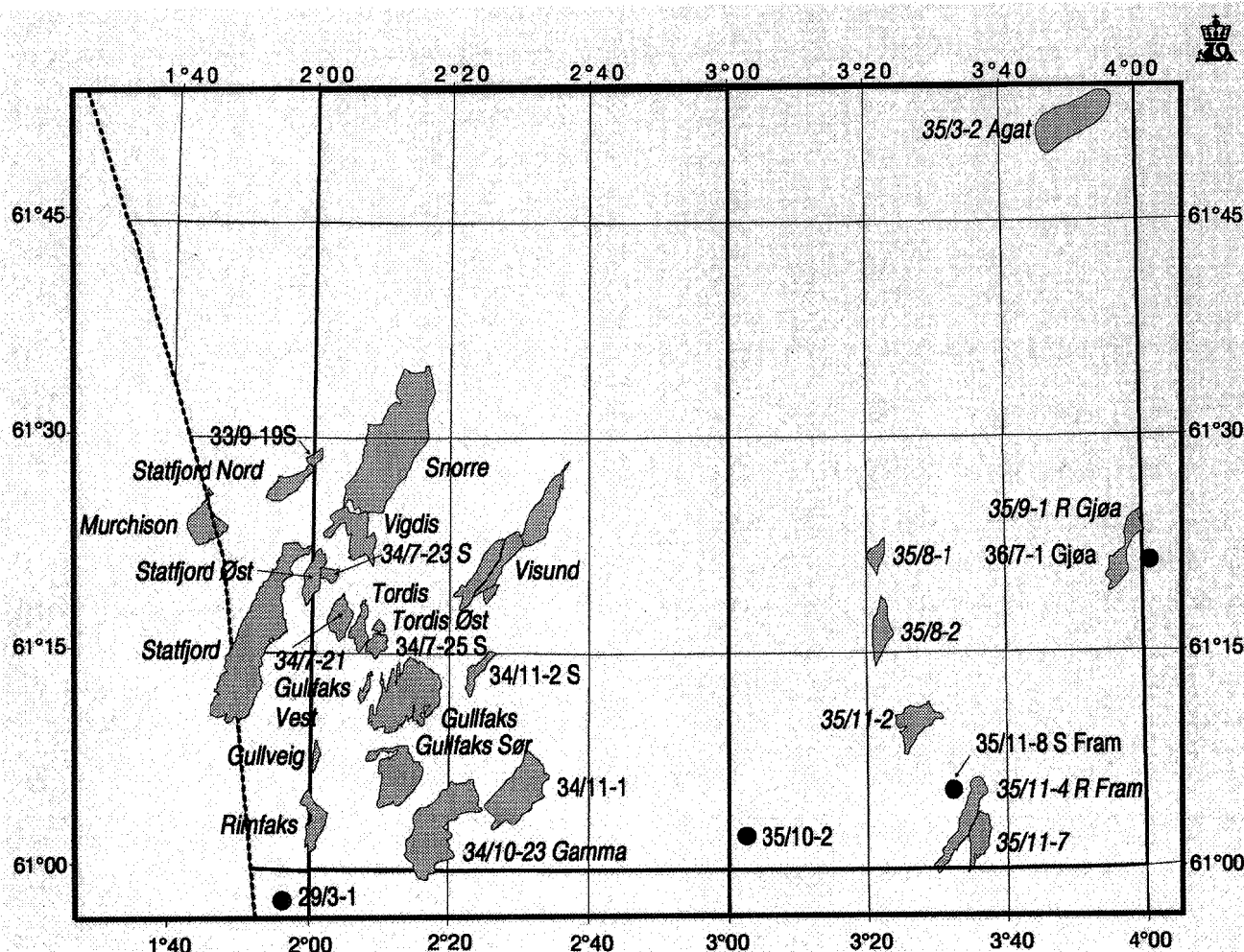
A - og B - innretningene er av Condeep-type med understell av betong og dekkstramme av stål, se figur 1.4.17.b. C-innretningen er i hovedsak bygd som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og bolig-innretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinnsseparasjon.

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.

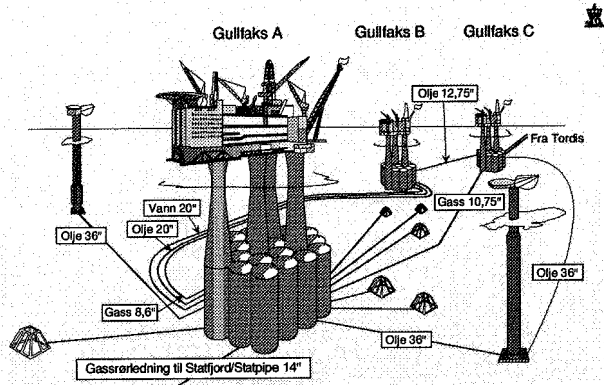
Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet og ble satt i produksjon i februar 1988. Den har en førstetrinnsvæskekapasitet på 45 000 Sm³ per dag. Oljen fra Gullfaks B overføres til Gullfaks A og Gullfaks C for videre prosessering og lagring. Kapasiteten for vanninjeksjon er 30 000 m³ per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

Figur 1.4.17.a
Felt og funn i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



Figur 1.4.17.b
Innretninger på Gullfaks



Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles fiskalt og eksporteres via lastebøyer til tankskip. Prosessert riggass 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 førstetrinns-separasjon 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 lastning fra Gullfaks A. Olje fra Visundfeltet planlegges også lastet fra Gullfaks A. Gass og væske fra Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig blir målt med flerfase-målere i tilknytning til testseparator.

Gullfaks som infrastruktur

I tillegg til Gullfaks Vest, vil innretningene også bli benyttet ved produksjon fra Tordis, Tordis Øst, Vigdis, Visund, Rimfaks, Gullfaks Sør og Gullveig.

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

I desember 1995 ble det levert inn plan for utbygging og drift av oljeressursene i Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig. 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 eventuelt også bli benyttet av nye funn i dette området.

1.4.18 STATFJORDOMRÅDET

Statfjord

Utvinningsstillatelse: 037 Blokk: 33/9 og 33/12

Operatør:

Den norske stats oljeselskap a.s ⁽¹⁾

Rettighetshavere:

Norsk del (85,46869 %)

Den norske stats oljeselskap a.s 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 ASA 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 %

Funnbrønn: 33/12-1 År: 1974

Godkjent utbygd: 1976 Prod.start: 1979

Utvinnbare reserver: ²⁾ 535,0 mill Sm³ olje

53,9 mrd Sm³ gass

15,1 mill tonn NGL

Totale investeringer (faste 1996 kroner): 78,919 mrd kr

Driftskostnader 1996 inkl CO₂-avgift,
ekskl tariffer og forsikringer:

2282 mill kr

¹⁾ Mobil var operatør på feltet inntil 1. januar 1987, da Statoil overtok operatøransvaret.

²⁾ Norsk andel (85,46869 %)

Utvinning

Statfjordfeltet består av en stor forkastningsblokk med helning mot vest. En mindre del av feltet strekker seg over på britisk sokkel. Reservoarene på Statfjordfeltet består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.

Brentreservoaret blir utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra vanninjeksjon. Produksjon og injeksjon balanseres slik at reservoartrykket holdes mest mulig stabilt. I nedre Brent er det satt i gang et forsøk med VAG-injeksjon for å se på effekten av supplerende gassinjeksjon. På bakgrunn av resultatene fra forsøket, vil operatøren vurdere om utvinningsstrategien i nedre Brent skal endres.

Statfjordformasjonen har blitt utvunnet ved hjelp av trykkstøtte fra gassinjeksjon. I nedre Statfjord har man nå avsluttet oppflanks gassinjeksjon både for å unngå sirkulasjon av gass i oljeproducentene og for å klargjøre for konvertering til nedflanks VAG-injeksjon. Implementering av ny utvinningsstrategi for Statfjordreservoarene, med oppflanks vanninjeksjon i øvre Statfjord og nedflanks VAG-injeksjon i nedre Statfjord, er under vurdering. Forsøk med VAG-injeksjon i nedre Statfjord startet høsten 1994. Forsøk med vanninjeksjon i øvre Statfjord startet i februar 1996. Den videre implementeringen av ny utvinnings-

strategi vil skje trinnvis og være avhengig av resultatene fra pilotforsøk.

Cookreservoaret ble satt i produksjon i 1994. Utvinningsstrategi for Cook er basert på innfasing av brønner som allerede penetrerer reservoaret, eventuelt fordypning av eksisterende brønner. Produksjon vil bli trykkstøttet med vanninjeksjon.

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

Utbygging

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger A, B og C, se figur 1.4.18. Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjordfeltet. Den er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Behandlingskapasitet for olje er nå ca 67 000 Sm³ per dag, mens lagerkapasiteten for olje er 175 000 Sm³. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord A er ca 69 000 m³ per dag. Statfjord A kom i produksjon i november 1979. Lasting av olje foregår via ett av de tre oljelastesystemene som er på feltet.

Fra august 1992 ble produksjon fra Snorre tatt inn på Statfjord A etter andretrinnseparator. 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. Produksjonskapasiteten er ca 40 000 Sm³ per dag. Innretningen har egen lagerkapasitet for olje på 302 000 Sm³. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord B er ca 64 000 m³ per dag. Statfjord B kom i produksjon i november 1982.

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjordfeltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten er nå ca 52 000 Sm³. Kapasiteten for vanninjeksjon på Statfjord C er ca 62 000 m³ per dag. Statfjord C kom i produksjon i juni 1985. Statfjordsatellittene har en egen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca 24 000 Sm³ olje.

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

Olje og gass måles til fiskal standard på hver av de tre innretningene. Etter at Snorre startet produksjonen, får Statfjord A bestemt sin produksjon som differensen mellom total mengde målt på Statfjord A og mengde målt på Snorre.

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

Statfjord Øst

Utvinningsstillatelse: 037 (50 %)	Blokk:
089 (50 %)	33/9 og 34/7
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettingshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 40,5 %)	52,70000 %
Esso Expl & Prod Norway A/S	10,25000 %
Mobil Development Norway AS	7,50000 %
Norske Conoco A/S	5,52000 %
A/S Norske Shell	5,00000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80000 %
Saga Petroleum ASA	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 %
Funnbrønn: 33/9-7	År: 1976
Godkjent utbygd: 1990	Prod.start: 1994
Utvinnbare reserver:	29,8 mill Sm ³ olje
	3,6 mrd Sm ³ gass
	0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	3,608 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	58 mill kr

Utvinning

Reservoaret på Statfjord Østfeltet består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen. Feltet er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon med totalt seks produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. Det blir løpende vurdert behov for en fjerde injeksjonsbrønn på feltet.

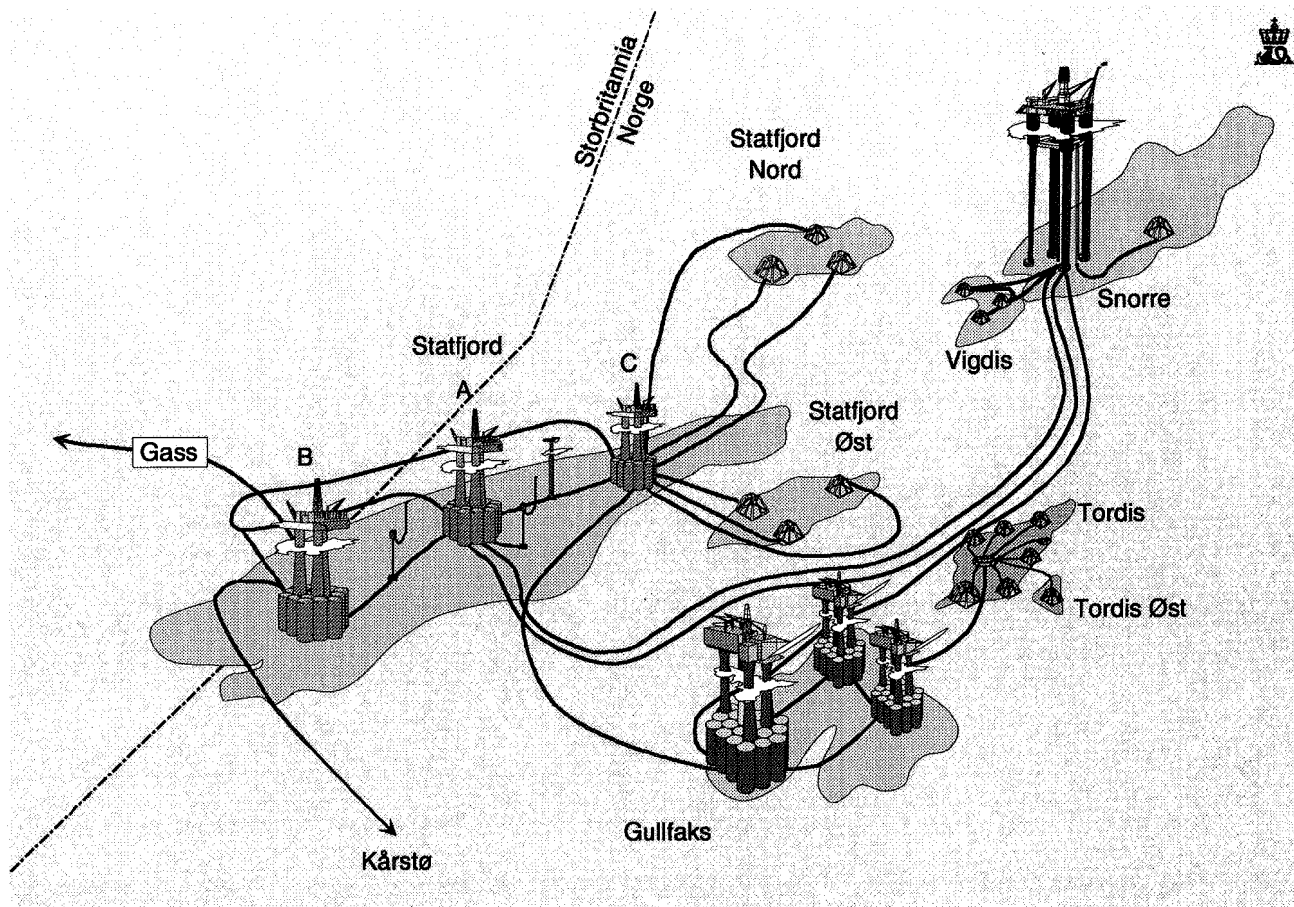
Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon, se figur 1.4.18. 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.

Statfjord Øst er gjennom avtaler begrenset til en maksimum leveranse av 10 600 Sm³ per dag til Statfjord C. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 18 300 m³ per dag.

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

Figur 1.4.18
Innretninger og infrastruktur i Statfjord-, Gullfaks- og Snorreområdet



Statfjord Nord

Utvinningstillatelse:	037	Blokk:	33/9
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)		
			50,00000 %
			15,00000 %
			11,04167 %
			10,00000 %
			10,00000 %
			1,87500 %
			1,04167 %
			1,04167 %
Funnbrønn:	33/9-8	År:	1977
Godkjent utbygd:	1990	Prod.start:	1995
Utvinnbare reserver:	40,9 mill Sm ³ olje		
	2,5 mrd Sm ³ gass		
	0,5 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	4,121 mrd kr		
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:	116 mill kr		

Utvinning

Reservoaret på Statfjord Nord består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen (midtre jura) og sandsteiner av sen jura alder. Feltet er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon med totalt sju produksjonsbrønner og tre injeksjonsbrønner. Primærboreprogrammet vil bli ferdigstilt i 1997.

Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger som er koblet til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon, se figur 1.4.18. 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.

Produksjonen fra Statfjordsatellitene er regulert ved en avtale som sikrer en gjennomstrømningsrate opp til 25 000 Sm³ per dag. Siden Statfjord Øst er begrenset til en maksimum leveranse av 10 600 Sm³ per dag medfører dette at Statfjord Nord kan levere opp til 14 400 Sm³ per dag. Kapasiteten for vanninjeksjon er ca 15 500 m³ per dag.

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

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

1.4.19 TORDIS

Utvinningstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
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 ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-12	År:	1987
Godkjent utbygd:	1991	Prod.start:	1994
Utvinnbare reserver:			
			28,9 mill Sm ³ olje
			2,3 mrd Sm ³ gass
			0,7 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			
			4,271 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:			
			86 mill kr

Utvinning

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.

Feltet planlegges utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Feltet produseres med fem produksjonsbrønner og det planlegges boret to injeksjonsbrønner. Boring av injeksjonsbrønnene er foreløpig utsatt da reservoaret har mer naturlig trykkstøtte fra vannsonen enn forventet.

Utbygging

Feltet er bygd ut med en havbunnsinnretning som er tilkoblede Gullfaks C-innretningen. Havbunnsinnretningen består av en sentral manifold med tilkoblingspunkter for satellittbrønner og andre brønnrammer, se figur 1.4.18.

Brønnstrømmen fra Tordis overføres til Gullfaks C og blir separert i en egen ettrinnsprosess. Prosesseringskapasiteten for væske fra Tordis på Gullfaks C er 16 000 Sm³ per dag. Olje og gass blir målt og analysert, og blir videre behandlet i det eksisterende prosessanlegget på Gullfaks C. Oljen eksporteres via lastebøyer til tankbåt. Gassen transporteres i Statpipesystemet. Grunnet større produksjon fra Tordisanlegget, er oljemålestasjon oppgradert i 1996.

For å oppnå god utnyttelse av installasjonene og prosesskapasiteten for Tordis, ble det i 1995 besluttet å kople Tordis Øst til den sentrale manifold for Tordis havbunnsanlegg.

1.4.20 TORDIS ØST

Utvinningstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)			55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S			10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS			9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS			8,40000 %
Saga Petroleum ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-22	År:	1993
Godkjent utbygd:	1995	Prod.start:	1997
Utvinnbare reserver:			
			5,6 mill Sm ³ olje
			0,4 mrd Sm ³ gass
			0,1 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			
			0,526 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:			
			14 mill kr

Utvinning

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 av mellomjura alder.

Feltet planlegges utvunnet med en produksjonsbrønn og en vanninjeksjonsbrønn. Beslutning vedrørende behovet for injeksjonsbrønn vil bli tatt etter noe produksjons erfaring, og er avhengig av kommunikasjonen over forkastningen og hvor mye naturlig trykkstøtte feltet har fra den underliggende vannsonen.

Utbygging

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. Ved behov for vanninjeksjon vil Tordis Øst motta injeksjonsvann fra Tordis.

Tordis Øst vil benytte minst en av brønnsliissene på bunnrammen. En brønnsliisse på bunnrammen vil også bli benyttet til prøveutvinning av funn 34/7-21 i 1997. Resterende tilgjengelige slisser på bunnrammen kan brukes til andre funn og prospekter i området. Det er også mulighet for tilkopling av ytterligere to brønner til Tordis Øst bunnramme.

1.4.21 VISUND

Utvinningstillatelse:	120	Blokk:	34/8 og deler av 34/7
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 4,96 %)		
			65,00000 %
		Norsk Hydro Produksjon AS	12,60000 %
		Elf Petroleum Norge AS	9,10000 %
		Norske Conoco AS	9,10000 %
		Saga Petroleum ASA	4,20000 %
Funnbrønn:	34/8-1	År:	1986
Godkjent utbygd:		Prod.start:	1998
Fase I	1996		
Fase II			
Utvinnbare reserver:			48,5 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			7,75 mrd kr
Forventede driftskostnader på platå inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer			475 mill kr

Utvinning

Visundfeltet som ligger ca 22 km nordøst for Gullfaks, se figur 1.4.17.a., inneholder olje og gass i sandstein av jura og trias alder.

Reservoaret er bygd opp av skråstilte og roterte forkastningsblokker. Feltet er komplisert blant annet på grunn av mange forkastninger og væskesystemer.

Drivmekanismen i oljefasen (fase 1) planlegges å være trykkvedlikehold ved vanninjeksjon og gassinjeksjon. Det planlegges å bore 23 brønner i fase 1. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997. All gass vil bli reinjisert inntil gassalg foreligger.

Utbygging

I henhold til plan for utbygging og drift bygges feltet ut med en halvt nedsenkbar innretning i stål med utstyr for full stabilisering av olje og injeksjon av gass og vann. Innretningen designes for å produsere 16 000 Sm³ olje per dag som transporteres i rør til Gullfaks A for lagring og utskiping.

Gassinjeksjonskapasiteten planlegges initielt å bli 10 millioner Sm³ per dag. Vann fra Utsiraformasjonen og produsert vann planlegges injisert med en kapasitet på 18 000 Sm³ per dag. Boring og brønnvedlikehold vil bli utført fra innretningen. Planlagt produksjonsstart er medio 1998.

1.4.22 VIGDIS

Utvinningstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør:	Saga Petroleum ASA		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)		
			55,40000 %
		Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %
		Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
		Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
		Saga Petroleum ASA	7,70000 %
		Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
		Deminex Norge AS	2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-8	År:	1986

Godkjent utbygd:	1994	Prod.start:	1997
Utvinnbare reserver:			33,9 mill Sm ³ olje 2,4 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			4,675 mrd kr
Driftskostnader på platå inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:			197 mill kr

Utvinning

Feltet består av tre separate hovedsegmenter, et vestlig, et midtre og et østlig segment. Reservoaret i det vestlige og midtre segmentet, som er besluttet utbygd, består av sandsteiner i øvre og nedre del av Brentgruppen av mellomjura alder. I det østlige segmentet (Vigdis Øst) er det påvist olje i øvre jura sand og i Statfjordformasjonen. En eventuell utvinning fra Vigdis Øst segmentet vil bli besluttet når resultatene fra en ny avgrensingsbrønn foreligger.

Feltet er planlagt utvunnet med trykkvedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Det planlegges totalt åtte produksjonsbrønner og fire injeksjonsbrønner.

Det er potensial for tilleggsressurser i omliggende strukturer, spesielt i det østlige segmentet. Innfasing av eventuelle tilleggsressurser kan skje ved at nye brønner bli tilkoplede bunnrammene eller ved bruk av slisser som frigjøres når øvrige brønner fases ut på grunn av høy vannproduksjon.

Utbygging

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger tilkoblede Snorre TLP. Havbunnsinnretningene består av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Hver bunnramme inneholder fire brønnsliiser. Brønnstrømmen overføres til Snorre TLP for prosessering og måling. Prosessmodulen for Vigdis på Snorre TLP er dimensjonert for en oljekapasitet på 18 000 Sm³ per dag. Den stabiliserte oljen sendes i et eget rør til Gullfaks A for lagring og utskiping. Gassen vil bli injisert i Snorre-reservoaret og bidra til økt oljeutvinning på Snorre.

Snorre TLP vil også levere injeksjonsvann til Vigdis. Kapasiteten for vanninjeksjon er beregnet til ca 22 000 m³ per dag.

1.4.23 MURCHISON

Utvinningstillatelse:	037	Blokk:	33/9
Operatør:	Oryx UK Energy Company ¹⁾		
Rettighetshavere:	Norsk del (22,2 %)		
		Den norske stats oljeselskap a.s	11,10000 %
		Mobil Development Norway AS	3,33000 %
		Norske Conoco A/S	2,45130 %
		Esso Expl & Prod Norway AS	2,22000 %
		A/S Norske Shell	2,22000 %
		Saga Petroleum ASA	0,41620 %
		Amerada Hess Norge AS	0,23125 %
		Enterprise Oil Norwegian AS	0,23125 %
		Britisk del (77,8 %) ²⁾	
		Oryx UK Energy Company	68,72333 %
		Ranger Oil UK Ltd	9,076655 %

Funnbrønn:	211/19-2	År:	1975
Godkjent utbygd:	1976	Prod.start:	1980
Utvinnbare reserver: ²⁾		12,8 Sm ³ olje	
		0,4 Sm ³ gass	
		0,4 mill tonn NGL	
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	5,074 mrd kr		

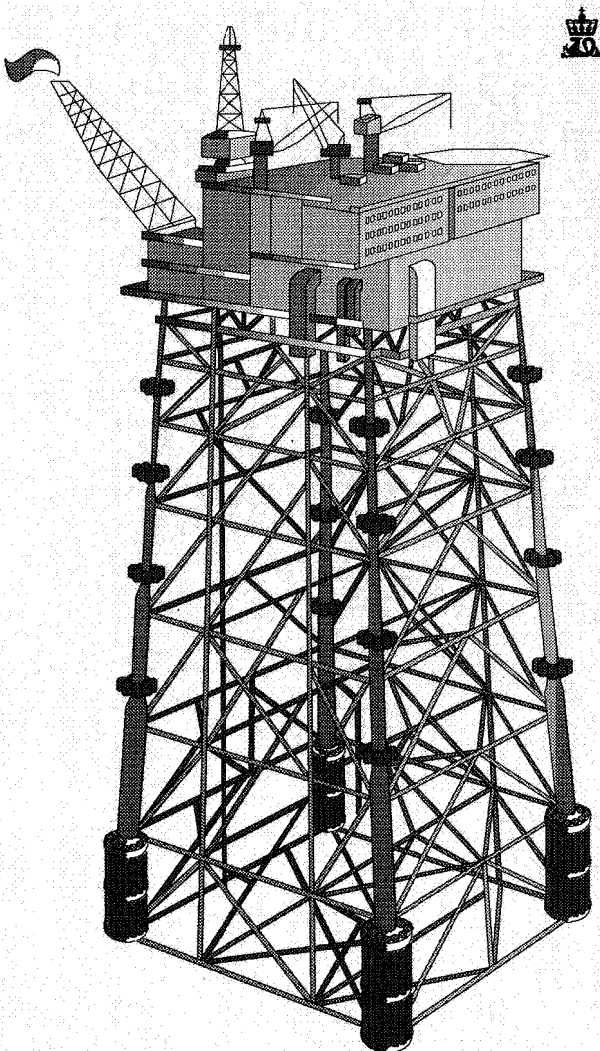
Driftskostnader 1996 inkl CO₂-avgift, ekskl tariffer og forsikringer: 81 mill kr

¹⁾ Oryx overtok som operatør på feltet 9. januar 1995.

²⁾ Norsk andel (22,2 %).

³⁾ Chevron UK Ltd har i 1996 solgt sine andeler på Murchison til Oryx UK Energy Company og Ranger Oil UK Ltd.

Figur 1.4.23
Innretning på Murchison



Utvinning

Reservoaret på Murchison består av sandsteiner tilhørende Brentgruppen. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. De fleste produksjonsbrønnene produserer nå med høyt vannkutt og noen produksjonsbrønner er nedstengte på grunn av mekaniske problem eller svært høy vannproduksjon. Gassløft er be-

nyttet i noen brønner.

For å øke oljeproduksjonen og forlenge feltets levetid blir ødelagte brønner reparert og nye brønner blir boret i udrenerte områder. Høsten 1996 ble Nordøst-horsten, en liten separat struktur innenfor samordnet Murchison, oppboret og satt i produksjon.

Utbygging

Feltet er bygd ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ olje per dag, se figur 1.4.23.

Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. Den norske delen av gassen fra Murchison ilandføres via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brentfeltet på britisk side, og videre til St. Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering system). Gassleveransene gjennom NLGP startet i juli 1983.

1.4.24 SNORRE

Utvinningsstillatelse: 089 og 057 Blokk: 34/7 og 34/4

Operatør: Saga Petroleum ASA

Rettingshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 31,4 %)	41,40000 %
Saga Petroleum ASA	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 %

Funnbrønn: 34/4-1 År: 1979

Godkjent utbygd: Prod.start: 1992

Snorre fase 1 1988

Snorre - endret plan ¹⁾ 1994

Utvinnbare reserver:²⁾ 169,1 mill Sm³ olje
5,0 mrd Sm³ gass
2,3 mill tonn NGL

Totale investeringer (faste 1996 kroner):³⁾ 29,63 mrd kr

Driftskostnader 1996 inkl CO₂-avgift, ekskl tariffer og forsikringer: 814 mill kr

¹⁾ 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.

²⁾ Utvinnbare reserver omfatter kun reserver i Snorre fase 1 og Lunde L02-L05. Utvinnbare oljeressurser i Snorre fase 2 er beregnet til 40,1 millioner Sm³.

³⁾ Omfatter Snorre fase 1 og Snorre - endret plan.

Utvinning

Snorrefeltet består av flere større forkastningsblokker som i hovedsak antas ikke å være i kommunikasjon med hverandre. Reservoarbergartene er fluviale sandsteiner i Statfjord- og Lundeforrasjonene. Reservoarintervallene varierer fra brede, sammenhengende kanalbelter der reser-

voarkommunikasjonen er god, til smalere isolerte kanalbelter der kommunikasjonsforholdene er dårligere.

Feltet ble opprinnelig planlagt utvunnet med vanninjeksjon som drivmekanisme. Basert på blant annet et prøveprosjekt i 1994 med VAG (alternerende vann-/gassinjeksjon) i Staffjordformasjonen, ble det besluttet å endre utvinningsstrategi fra vanninjeksjon til nedflanks VAG i hele Staffjordformasjonen. Videre optimalisering av utvinningsstrategi har også ført til en endring fra vanninjeksjon til oppflanks VAG i Staffjord- og Lundeformasjonene i den østre forkastningsblokken. Bruk av horisontale og høyavviksbrønner boret fra innretningen inngår i strategien.

Utvinningsstrategi for de nordligste forkastningsblokkene (Snorre fase 2) er under vurdering. Basert på gode resultater av VAG i de sørlige områdene vurderer operatøren VAG som utvinningsstrategi også i den nordlige delen av Snorrefeltet.

Utbygging

Snorrefeltet er planlagt utbygd i to faser. Fase I består av en flytende strekkstagnretning i sør (Snorre TLP) og en havbunnsramme tilkoblet Snorre TLP i den sentrale delen av feltet, se figur 1.4.24. Olje og gass blir separert i to trinn på Snorre, måles til fiskal standard og transporteres videre i separate olje- og gassrørledninger til Staffjord A for videre prosessering. Oljen fra Snorre blir eksportert via lastesystemet på Staffjord A. Gassen blir transportert i Statpipesystemet via Staffjord A.

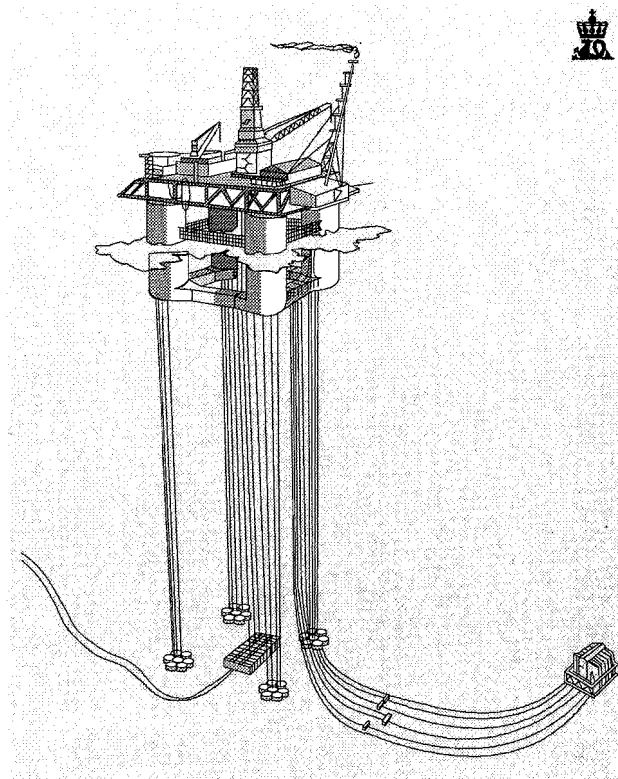
Økt reservegrunnlag og økt behov for gassinjeksjon har medført at prosessanlegget på Snorre er under oppgradering. Blant annet skal kapasiteten for oljebehandling og gassinjeksjon økes til henholdsvis 39 000 Sm³ og 5 millioner Sm³ per dag. Denne oppgradering skal slutføres innen 1997.

I forbindelse med utbygging av Vigdis ble ny prosessmodul for Vigdis installert på Snorre TLP i 1996. Modulen inneholder et tretrinnsseparasjonstog for fullstabilisering av olje fra Vigdis, og er dimensjonert for en oljekapasitet på 18 000 Sm³ per dag. Olje fra Vigdis måles til fiskal standard og sendes i egen rørledning til Gullfaks A for lagring og utskipping.

Det er lagt en kryssløpsledning mellom Snorre og Vigdis prosesslinjer, slik at Vigdismengder kan transporteres både til Gullfaks og Staffjord. Tilsvarende vil ca halvparten av Snorreproduksjonen kunne overføres gjennom denne ledningen for prosessering på Gullfaks. Dette er gjort for å få et mer fleksibelt system.

Fase II av Snorreutbyggingen (Snorre 2) omfatter utvinning av den nordlige delen av feltet. Flere utbyggingsløsninger er under vurdering. Havbunnsinnretninger som koples til Snorre TLP eller annen innretning i området, sluttprosessering på Snorre TLP og egen utbygging med produksjonsskip er mulige utbyggingsalternativer. Beslutning vedrørende utbyggingsløsning for Snorre 2 planlegges tatt i 1997.

Figur 1.4.24
Innretninger på Snorre



1.4.25 NJORD

Utvinningsstillatelse:	107 og 132	Blokk:	6407/7 og 6407/10
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s. (SDØE 30 %)		
			50,00000 %
			22,50000 %
			20,00000 %
			7,50000 %
Funnbrønn:	6407/7-1 S	År:	1986
Godkjent utbygd:		Prod.start:	
Fase I	1995		Oktober 1997
Utvinnbare reserver:			37,5 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			6,556 mrd kr
Forventede driftskostnader på plata inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:			470 mill kr

Utvinning

Feltet består av sandsteiner av tidlig og mellomjura alder, og er inndelt i et vestlig og et østlig segment med et komplisert forkastningsmønster. Det vestlige segmentet som inneholder olje og en mindre gassforekomst, skal produseres ved trykkavlastning og begrenset vanninjeksjon, mens trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon utgjør dreneringsmekanismen for det oljeførende østlige segmentet. Injeksjonsgassen vil hovedsakelig stamme fra oljeproduksjonen. Produksjonserfaring kan imidlertid føre til alter-

native dreneringsmekanismer. Av feltets planlagte 15 havbunnsbrønner er ti oljeproducenter, fire er gassinjektører og en brønn skal stå for vanninjeksjonen. To brønner ble forboret i 1996.

Operatøren har også kartlagt tilleggsressurser på hovedstrukturen og i tilgrensende områder. Initielt har innretningen tre ledige brønnsliisser for innfasing av tilleggsressurser.

Reproduksjon og eksport av injisert gass vil bli utredet av operatøren når det foreligger tilstrekkelig driftserfaring fra feltet.

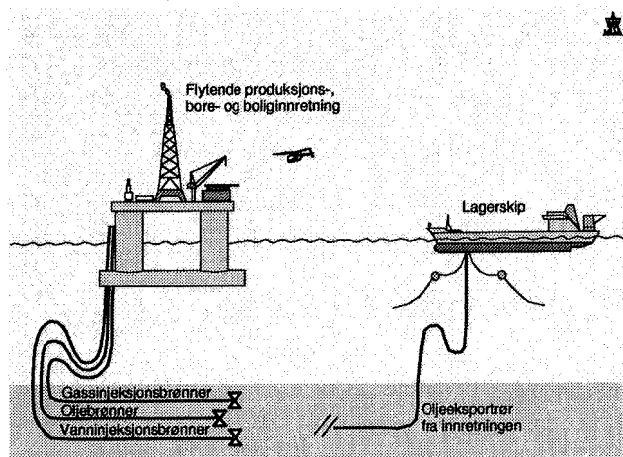
Utbygging

Produksjonsinnretningen på Njord vil bestå av en slakkforankret, halvt nedsenkbar produksjons-, bore- og boliginnretning, figur 1.4.25. Innretningen vil være plassert rett over feltets havbunnsbrønner som skal tilknyttes innretningen via fleksible stigerør. Fabrikasjonen av innretningen startet i juni 1995. Platåproduksjonen vil være på om lag 11 000 Sm³ olje per dag. Vannbehandlings- og vanninjeksjonskapasitetene vil hver være på 2 500 m³ per dag, men med oppgraderingspotensialer. Gassbehandlings- og gassinjeksjonskapasitetene vil utgjøre 10 millioner Sm³ per dag.

Stabilisert olje vil bli overført til lagerskip 2,5 km fra innretningen for lagring og lasting til skytteltankere. Fabrikasjonen av lagerskipet startet i 1996, og fabrikasjon av undervannsystemene i 1995 og 1996.

Oljemålestasjonen vil være plassert på lagerskipets dekk, og stabilisert olje vil bli målt til fiskal standard ved overføring fra lagerskip til skytteltanker.

Figur 1.4.25
Innretninger på Njord



1.4.26 DRAUGEN

Utvinningstillatelse: 093	Blokk: 6407/9
Operatør: A/S Norske Shell	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 57,88 %)	73,00000 %
A/S Norske Shell	16,20000 %
BP Petroleum Dev. of Norway	10,80000 %
AS	
Funnbrønn: 6407/9-1	År: 1984
Godkjent utbygd:	Prod.start: 1993
Fase I 1988	
Utvinnbare reserver:	94,5 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	16,116 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffer og forsikringer:	736 mill kr

Utvinning

Hovedreservoaret består av sandstein av senjura alder. Tilleggsressurser er påvist i vestlige del av feltet i sandstein av mellomjura alder. Innfasing av tilleggsressurser er planlagt på slutten av feltets levetid.

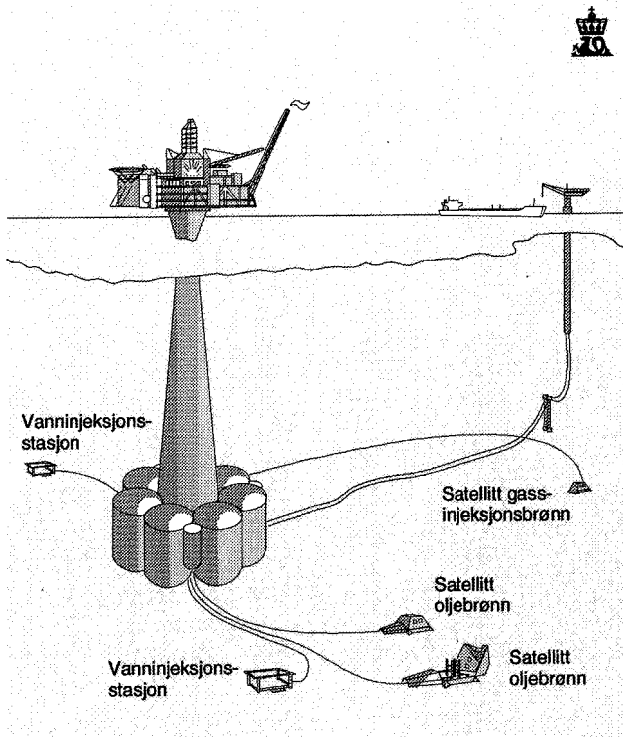
Feltet produserer fra fem brønner på innretningen og to havbunnskompletterte brønner. Oljeproduksjonen sikres trykkstøtte fra fem havbunnskompletterte vanninjeksjonsbrønner. Assosiert gass injiseres via en gassinjeksjonsbrønn i en nærliggende vannførende struktur. Operatøren vurderer kommersiell anvendelse av gassen.

Utbygging

Feltet er bygd ut med bunnfast betonginnretning med integrert dekk, se figur 1.4.26. Innretningen har ti brønnsliisser og totalt 34 lederør. Produksjonskapasiteten ble i 1996 oppgradert fra 24 600 Sm³ per dag til 28 600 Sm³ per dag. Det er imidlertid blitt produsert under maksimal kapasitet i 1996 ettersom full oppgradering av vanninjeksjonskapasiteten til 37 200 m³ per dag er utsatt til 1. kvartal 1997. Behandlingskapasiteten for produsert vann utgjør 12 000 m³ per dag. Designkapasitetene for gassbehandling og gassinjeksjon er på henholdsvis 1,2 og 1,04 millioner Sm³ per dag. Den daglige produksjonen og injeksjonen av gass ligger godt over designkapasitetene uten å utgjøre begrensninger for oljeproduksjonen.

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

Figur 1.4.26
Innretninger på Draugen



1.4.27 ÅSGARD

Utvinningstillatelse:
094, 134, 062 og 074

Blokk: 6506/11,
6506/12, 6507/11
og 6407/02

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s

Rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 46,95 %)	60,50000 %
Norsk Agip AS	7,90000 %
Total Norge AS	7,65000 %
Mobil Development Norway AS	7,35000 %
Neste Petroleum AS	7,00000 %
Saga Petroleum ASA	7,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,60000 %

Funnbrønn: 6507/11-1 Midgard	År: 1981
6506/12-1 Smørbukk	1984
6506/12-3 Smørbukk Sør	1985

Godkjent utbygd: 1996	Prod.start:
Fase I	Fase I: 1.10.1998
Fase II	Fase II: 1.10.2000

Utvinnbare reserver:	132,3 mill Sm ³ olje
	191 mrd Sm ³ gass
	24 mill tonn NGL

Totale investeringer (faste 1996 kroner):	30,7 mrd kr
Forventede driftskostnader på platt inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariffen og forsikringer:	1 750 mill kr

Åsgard omfatter utbygging av funnene *Smørbukk*, *Smørbukk Sør* og *Midgard* som 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. Åsgard ligger i et område hvor vanddypt varierer mellom 240 og 300 meter. Utvinnbare reserver er anslått til 191 milliarder Sm³ gass, 132,3 millioner Sm³ olje og 24 millioner tonn NGL.

Utvinning - 6506/12-1 Smørbukk

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

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

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukkfunnet med totalt 38 brønner, hvorav 22 er produsenter og 16 er gassinjektorer. Boring av nye brønner i 1996 gav noe reduksjon i anslagene for tilstedeværende og utvinnbare ressurser. De nye brønnene påviste at ressursgrunnlaget var mindre i den sørlige delen av Smørbukkfunnet enn tidligere antatt. Dette har ført til justering av produksjonsstrategi og antall brønner i forhold til PUD. Utvinningstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere væskeutvinningen. Senere vil Smørbukkfunnet bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver er anslått til 70,7 milliarder Sm³ gass, 86,8 millioner Sm³ olje og 13,8 millioner tonn NGL.

Utvinning - 6506/12-3 Smørbukk Sør

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

Operatøren planla i PUD å utvinne Smørbukk Sør-funnet med totalt ti brønner, hvorav syv er produsenter og tre injektorer. Senere optimalisering av utvinningstrategien har gitt endringer av dette tallet. Utvinningstrategien er initielt basert på reinjeksjon av gass for å optimalisere oljeutvinningen. Senere vil Smørbukk Sør-funnet bli produsert ved trykkavlastning.

Den første forborede produksjonsbrønnen er påbegynt i 1996.

Utvinnbare reserver er anslått til 19,4 milliarder Sm³ gass, 29,8 millioner Sm³ olje og 2,4 millioner tonn NGL.

Utvinning 6507/11-1 Midgard

Blokkene 6507/11 og 6407/2 ble tildelt ved utvinningstillatelser 062 og 074, i henholdsvis 1981 og 1982. Saga påviste Midgardfunnet i 1981.

Petroleumsfellen som danner Midgardfunnet er en oppstående forkastningsblokk (horst). Funnet er delt inn i fire strukturelle segmenter med hovedreservoar i Garn- og Ileformasjonene av mellomjura alder. Operatøren planla i PUD å utvinne Midgardfunnet med totalt 12 produksjonsbrønner. Midgardfunnet vil bli produsert ved trykkavlastning.

Utvinnbare reserver for gassonen er anslått til 100,9 milliarder Sm³ gass, 15,7 millioner Sm³ olje og 7,8 millioner tonn NGL.

Under gasskappen på Midgardfunnet er det en tynn (11,5 m) oljesone. I 1997 skal det bores en brønn for å avgrense størrelsen på denne sonen. Utvinning av oljesonen vil vurderes i lys av resultatene fra denne brønnen.

Utbygging

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

Åsgard skal bygges ut i to faser; en tidlig væskefase med produksjonsstart 1. oktober 1998, og en gassseksportfase med levering av gass fra 1. oktober 2000. Åsgard skal levere 6,3 milliarder Sm³ gass i år 2000, 8,9 milliarder Sm³ per år i årene 2001-2006 og 10,8 milliarder Sm³ per år fra 2007.

Åsgard vil bli bygd ut med havbunnskompletterte brønner knyttet til en halvt nedsenkbar innretning for gass- og kondensatbehandling, og et produksjons- og lagerskip for olje. Til gassenteret vil det også være tilknyttet et lagerskip for kondensat. I Smørbukk og Smørbukk Sør vil deler av gassen bli reinjisert for å øke væskeutvinningen.

Den totale behandlingsskapasiteten er 48 millioner Sm³ per dag for gass, 32 000 Sm³ per dag for olje og 15 000 Sm³ per dag for kondensat.

Olje og kondensat vil midlertidig bli lagret på feltet og transportert til land med skytteltankere. Gassen vil bli eksportert i en planlagt gassrørledning fra Åsgard til Kårstø.

Både olje, gass og kondensat vil bli målt fiskalt på feltet. Gassmengdene som går til eksport vil bli målt med ultralydmåler.

Samlede feltinvesteringer for Åsgard er estimert til 30,7 milliarder kroner.

1.4.28 HEIDRUN

Utvinningstillatelse:	095 og 124	Blokk:	6507/7 og 6507/8
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s		
	(SDØE 65 %)		76,87500 %
	Norske Conoco A/S		18,12500 %
	Neste Petroleum AS		5,00000 %
Funnbrønn:	6507/7-2	År:	1985
Godkjent utbygd:		Prod.start:	

Fase I	1991	1995
Fase II Gass til Tjeldbergodden 1992		1996
Utvinnbare reserver:		155,0 mill Sm ³ olje 13,2 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):		32,215 mrd kr
Driftskostnader 1996 inkl CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:		693 mill kr

Utvinning

Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret består av flere geologiske formasjoner og forkastningssegmenter. Reservoarbergartene er sandsteiner av tidlig og mellomjura alder. Øvre del av reservoaret produseres ved hjelp av vann- og gassinjeksjon. Utvinning fra nedre del av reservoaret er basert på vanninjeksjon. Ved utgangen av 1996 var ti oljeproduksjonsbrønner i drift, åtte brønner stod for vanninjeksjon og en for gassinjeksjon. Det er planlagt boret i alt 41 produksjonsbrønner, ti vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Som ledd i optimalisering av utvinningsstrategien vurderes brønnantallet økt.

Eksport av løsningsgass til metanolfabrikken på Tjeldbergodden startet i desember 1996. Aktuell framtidig eksportløsning for gass er rørtilknytning til Åsgardrøret og videre eksport til Kårstø og kontinentet. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997.

Utbygging

Feltet er bygd med en flytende strekkstagsinnretning i betong, installert over en havbunnsramme med 56 brønnsliisser. Produksjonskapasiteten ble i 2. kvartal 1996 oppjustert fra 35 000 til 40 000 Sm³ per dag. Vannbehandlingsskapasiteten er på 24 600 m³ per dag, og vanninjeksjonsskapasiteten er 52 500 m³ per dag. Designkapasiteten for gassbehandling og gassinjeksjon er henholdsvis 4,7 og 4,3 millioner Sm³ per dag. De daglige ratene for produksjon og injeksjon av gass er stort sett høyere enn designkapasitetene. For å holde produksjonen på platå er det nødvendig å oppgradere væske- og gassbehandlingsskapasitetene.

Oljen på Heidrun blir målt til fiskal standard før den blir eksportert til Mongstad og Tetney (Storbritannia) ved hjelp av direkte tankertransport uten bruk av oljelager på feltet.

1.4.29 NORNE

Utvinningstillatelse:	128	Blokk:	6608/10 og 6608/11
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Rettighetshavere:	Den norske stats oljeselskap a.s		
	(SDØE 55 %)		70,00000 %
	Saga Petroleum ASA		9,00000 %
	Norsk Hydro Produksjon AS		7,50000 %
	Norsk Agip AS		7,50000 %
	Enterprise Oil Norwegian AS		6,00000 %

Funnbrønn:	6608/10-2	År:	1992
Godkjent utbygd:		Prod.start:	Juli 1997
Fase I	1995		
Utvinnbare reserver:			72,4 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			8,038 mrd kr
Forventende driftskostnader på plattå inkl			488 mill kr
CO ₂ -avgift, ekskl tariff og forsikringer:			

Utvinning

Reservoaret er sandstein av tidlig og mellomjura alder. Norne planlegges utvunnet med 14 produksjonsbrønner, fem vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. Utvinningsstrategien er vanninjeksjon, men i tidlig fase vil også løsningsgass bli injisert i reservoaret. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997.

Utbygging

Feltet bygges ut med et undervannsbrønnsystem tilknyttet et kombinert produksjons- og lagerskip. Undervannssystemet består av fem brønnrammer med fire brønner og mulighet for tilknytning av satellittbrønner. Produksjonskapasiteten for olje ble besluttet oppgradert i 1996 fra 27 500 til 35 000 Sm³ per dag. Vannbehandlingskapasiteten vil være på 20 000 m³ per dag og vanninjeksjonskapasiteten 40 000 m³ per dag. Skipet vil ha en gassbehandlingskapasitet på 7 millioner Sm³ dag, mens gassinjeksjonskapasiteten vil utgjøre 6,7 millioner Sm³ per dag. Det er imidlertid igangsatt studier med hensyn på å øke behandlingskapasitetene da nåværende designkapasiteter vurderes å kunne begrense oljeproduksjonen på et tidlig stadium.

Oljen vil lagres i skipet før den lastes til skytteltankskip via et lastesystem akter på produksjonsskipet. Den mest aktuelle transportløsningen for gasseksport er rørtilknytning til Åsgardrørledningen for videre eksport til Kårstø og kontinentet.

1.5 FUNN I SEN PLANLEGGINGSFASE

1.5.1 2/12-1 MJØLNER

Utvinningsstillatelse:	113	Blokk:	2/12
Operatør:	Amerada Hess Norge AS		
Funnbrønn:	2/12-1	År:	1987
Tidligste produksjonsstart:		År:	1999
Utvinnbare ressurser:			3,5 mill Sm ³ olje 0,6 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			0,552 mrd kr

Funnet ligger nær delelinjen mellom norsk og dansk sokkel. Mjølnér ligger i et komplekst forkastet område mellom Fedagraben i vest og Gertrudgraben i øst. Reservoaret er i øvre jura sand i et dyp av ca 4900 m. Forkastninger segmenterer reservoaret, og feltet kan deles i separate forkastningsblokker. Trykket er det høyeste i et reservoar på norsk sokkel.

Det ble i 1995 igangsatt arbeid med tanke på videre utvikling av funnet. Drivverdighetserklæring forelå i juni 1992.

Amerada Hess Norge AS tok i 1995 over Norsk Hydro sin andel samt operatørskap i utvinningsstillatelsen.

1.5.2 15/9-19 SR

Utvinningsstillatelse:	046	Blokk:	15/9
Operatør:	Den norske stats oljeselskap a.s		
Funnbrønn:	15/9-19 SR	År:	1993
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:			6,1 mill Sm ³ olje 1,0 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			1,8 mrd kr

Dette oljefunnet ble gjort i 1993 i bergarter av jura/trias alder på Theta Vest-strukturen like nord for Sleipner Øst. Brønnhodeinnretning og en tilknytning til Sleipner A er aktuell utbyggingsløsning. Det kan bli aktuelt med samordning med en eventuell produsert oljesone i Sleipner Vest og med oljefunn i blokk 15/5 (utvinningsstillatelse 048).

1.5.3 25/11-15 HERMOD

Utvinningsstillatelse:	169	Blokk:	25/11
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Utvinningsstillatelse:	001	Blokk:	25/11
Operatør:	Esso Exploration and Production Norway A/S		
Funnbrønn:	25/11-15	År:	1991
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:			84,5 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):			8 mrd kr

Hermodfunnet ligger ca 7 km øst for Balder. Størstedelen av funnet ligger i utvinningsstillatelse 169, men deler strekker seg inn i utvinningsstillatelse 001. Reservoaret inneholder relativt tung olje og ligger i sand av god reservoar-kvalitet i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 1996 ble det utført en 2 måneders prøveutvinning fra en horisontal brønn på strukturen. Totalt ble det produsert 77 000 Sm³ olje. Prøveutvinningen ga verdifull informasjon om produksjon og prosessering av oljen i funnet.

Injeksjon av vann eller gass blir vurdert, og det planlegges for valg av utvinningsstrategi våren 1997. Dersom gassinjeksjon velges vil det være behov for import av gass. Ulike utbyggingsløsninger vurderes, og rettighetshaverne planlegger også å foreta konseptvalg i vår. Plan for utbygging og drift planlegges innlevert mot slutten av 1997.

Det er flere funn/prospekter rundt Hermodfunnet og i de foreløpige planene for utbygging inngår også funnene 25/11-16 og 25/8-4, og det som kalles F-prospektet, som er en sannsynlig forlengelse av Hermodfunnet mot nord. Total utvinnbar olje inkludert disse strukturene, er 84,5 mill Sm³ olje.

1.5.4 25/8-5 S, 25/8-8 S OG 25/7-3 (JOTUN)

Utvinningsstillatelse: 027P	Blokk: 25/8
Operatør: Esso Exploration and Production Norway A/S	
Utvinningsstillatelse: 103	Blokk: 25/7
Operatør: Norske Conoco AS	
Funnbrønn: 25/8-5 S	År: 1994
25/8-8-S	1995
25/7-3	1995
Tidligste produksjonstart:	År: 1999
Utvinnbare ressurser:	30,7 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner)	5,9 mrd kr

Jotun omfatter funnene 25/8-5 S, 25/7-3 og 25/8-8 S, som alle ble påvist i 1994 og 1995. I alle strukturene ble det funnet olje i Heimdalformasjonen av paleocen alder. I 25/8-8 S-funnet ble det også påvist noe fri gass. Størstedelen av ressursene ligger i utvinningsstillatelse 027P, og Esso er operatør for utbyggingen. Arbeid med sikte på innlevering av plan for utbygging og drift har pågått i 1996 og et utkast ble levert til myndighetene i slutten av året. Vanninjeksjon eventuelt i kombinasjon med naturlig vanddriv er planlagt som utvinningsstrategi.

Brønnehodeinnretning og produksjonsskip er skissert som utbyggingsløsning.

1.5.5 OSEBERG SØR

Utvinningsstillatelse: 079, 104 og 171	Blokk: 30/6, 30/9 og 30/12
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 30/9-3	År: 1984
Godkjent utbygd:	Prod.start: 2000
Utvinnbare ressurser:	53,5 mill Sm ³ olje 11,4 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	7,6 mrd kr

Ti mulige reservoarstrukturer ligger innenfor det området som operatøren definerer som Oseberg Sør. Syv av disse inngår i basisestimaterne for Oseberg Sør. Hydro er operatør, og området er samordnet. Samordningsavtalene er til godkjenning hos myndighetene.

Rettighetshaverne har sendt plan for utbygging og drift til myndighetene for godkjenning. Planene går ut på å bygge ut feltet med en innretning med boligkvarter, boremodul og førstetrinnsseparasjon av olje og gass. Ferdigprosesser vil foregå på Oseberg feltsenter. Oljen vil bli transportert i Oseberg Transportsystem til Stura. En del av 30/9-3 Omega Nord kan nås med brønner fra Oseberg feltsenter, og vil bli produsert derfra.

1.5.6 30/2-1 HULDRA

Utvinningsstillatelse: 051 og 052	Blokk: 30/2 og 30/3
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 30/2-1	År: 1982

Utvinnbare ressurser:	7,9 mill Sm ³ olje 22,3 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	2,5 mrd kr

Huldra er et gassfunn som ligger nordvest for Veslefrikk, figur 1.4.13.b. Det er påvist gass i Brentgruppen av mellomjura alder. Strukturelt består Huldrafunnet av en rotert forkastningsblokk med helning mot øst. Under hovedreservoaret er det et prospekt i Statfjordformasjonen som vil bli boret opp ved en eventuell utbygging.

Det er aktuelt å drenere gassen med 6 produksjonsbrønner. Huldrafunnet kan levere gass fra 2000 (1999).

Fleire utbyggingsløsninger med tilknytning til flere eksisterende produksjonsanlegg i området vurderes. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1991.

Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering for Huldra i 1997.

1.5.7 34/11-1

Utvinningsstillatelse: 193	Blokk: 34/11
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 34/11-1	År: 1994
Tidligste produksjonsstart	2000
Utvinnbare ressurser:	20,0 mill Sm ³ olje 50,0 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	4 mrd kr

34/11-1 funnet ligger ca 17 km sørøst for Gullfaksfeltet, se figur 1.4.17.a. Det er påvist gass/kondensat i sandstein i Brentgruppen (midtre jura). Strukturelt er reservoaret en rotert forkastningsblokk. To letebrønner på strukturen har påvist gass/kondensat. Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997.

En brønnehodeinnretning som blir tilknyttet eksisterende produksjonsanlegg i området, vurderes som aktuell utbyggingsløsning.

1.5.8 34/7-25 S

Utvinningsstillatelse: 089	Blokk: 34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)	55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,40000 %
Saga Petroleum ASA	7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,60000 %
Deminex Norge AS	2,80000 %
Funnbrønn: 34/7-25 S	År: 1996
Tidligste produksjonsstart:	År: 1999
Utvinnbare ressurser:	7,1 mill Sm ³ olje 0,7 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	0,355 mrd kr

Funn 34/7-25 S har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. Det er knyttet usikkerhet til utbredelse av reservoar-

sand og volumberegninger for funnet. Utarbeidelse av reservoarmodell våren 1997 vil danne grunnlag for utvinningsstrategi. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner knyttet til Tordis Øst bunnramme eller Tordis undervannsmanifold. Plan for utbygging og drift planlegges levert myndighetene i løpet av 1997.

1.5.9 34/7-21

Utvinningsstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Rettighetshavere:			
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 51 %)			55,40000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S			10,50000 %
Idemitsu Petroleum Norge AS			9,60000 %
Norsk Hydro Produksjon AS			8,40000 %
Saga Petroleum ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-21	År:	1992
Tidligste produksjonsstart:		År:	1999
Utvinnbare ressurser:			10,2 mill Sm ³ olje 1,3 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner): 0,792 mrd kr			

Funn 34/7-21 har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. 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.

På grunn av usikkerhet knyttet til sandutbredelse og kommunikasjonsforhold i reservoaret vil operatøren gjennomføre en prøveutvinning av funnet. Formålet med prøveutvinningen er å optimalisere utvinningsstrategi og utbyggingsløsning. En brønnsliste på Tordis Øst bunnramme vil bli brukt til prøveutvinningen, som planlegges å starte i løpet av 1997.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner knyttet til den eksisterende undervannsmanifolden på Tordisfeltet.

Operatøren planlegger å bore en avgrensningsbrønn i området i 1997. Resultater fra denne brønnen og prøveutvinning av funn 34/7-21 vil være avgjørende for valg av utbyggingsløsning.

1.5.10 34/7-23 S

Utvinningsstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
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 ASA			7,70000 %
Elf Petroleum Norge AS			5,60000 %
Deminex Norge AS			2,80000 %
Funnbrønn:	34/7-23 S	År:	1994
Tidligste produksjonsstart:		År:	2000
Utvinnbare ressurser:			3,6 mill Sm ³ olje 0,4 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner): 0,513 mrd kr			

Funn 34/7-23 S har påvist olje i bergarter avsatt i sen jura tid. For å forbedre avgrensningen av reservoaret, ble det boret et sidesteg av brønnen, 34/7-23 A. Sidesteget bekreftet funnet.

Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet. Foreløpig planlegges det utvinning med en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn.

Basert på påvist ressursgrunnlag vurderer operatøren en utbygging med havbunnsbrønner faset inn mot Vigdis. Operatøren planlegger å bore en avgrensningsbrønn i området i 1997. Resultater fra denne brønnen og planlagt prøveutvinning av funn 34/7-21 vil være avgjørende for valg av utbyggingsløsning.

1.5.11 33/9-19 S

Utvinningsstillatelse:	037	Blokk:	33/9
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s			
Utvinningsstillatelse:	089	Blokk:	34/7
Operatør: Saga Petroleum ASA			
Funnbrønn:	33/9-19 S	År:	1996
Tidligste produksjonsstart:		År:	1998
Utvinnbare ressurser:			11,0 mill Sm ³ olje 0,8 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner): 0,645 mrd kr			

Funn 33/9-19 S har påvist olje i sandstein av jura alder. Sidesteg 33/9-19 S ble boret for innsamling av ytterligere informasjon. Det er knyttet usikkerhet til geologisk modell og volumberegninger for funnet. Det antas å være nødvendig med trykkstøtte fra vanninjeksjon for å utvinne funnet. Det er også potensial for tilleggsressurser i nærliggende prospekter.

Flere utbyggingsalternativer er under vurdering. Innfasing mot Staffjord Nord, Snorre eller Vigdis er mulige utbyggingsløsninger. Plan for utbygging og drift kan bli levert myndighetene i løpet av 1997.

1.5.12 35/11-4 R FRAM

Utvinningsstillatelse:	090	Blokk:	35/11
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS			
Funnbrønn:	35/11-2	År:	1987
Tidligste produksjonsstart:		År:	2001
Utvinnbare ressurser:			26,6 mill Sm ³ olje 19,9 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner): 7,9 mrd kr			

Utvinningsstillatelse 090 i blokk 35/11 ble tildelt i 1984. I august 1995 ble operatøransvaret overført fra Mobil Development Norway A/S til Norsk Hydro Produksjon AS. Hiittil er åtte brønner boret, hvorav fire påviste hydrokarboner. Gass/kondensat ble påvist i B-strukturen i 1987. I perioden 1990-96 ble det påvist olje og gass i F Øst, C Vest og H-strukturen. Hydrokarbonene forekommer i flere reservoarlag i jura sandsteiner.

Vurdering av aktuelle utbyggingsløsninger pågår. Det forventes en beslutning vedrørende konseptvalg i oktober 1997 og overlevering av utbyggingsplan til myndighetene i desember 1997. Det planlegges boring av en til to brønner i løpet av kommende år.

1.5.13 6406/2-1

Utvinningsstillatelse: 199	Blokk: 6406/2
Operatør: Saga Petroleum ASA	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 45 %)	60,00000 %
Mobil Development Norway AS	15,00000 %
Saga Petroleum ASA	25,00000 %
Funnbrønn: 6406/02-1	År: 1995
Godkjent utbygd:	Prod.start:
Fase I	Tidligst år 2000
Fase II	
Utvinnbare ressurser:	26 mill Sm ³ olje 84 mrd Sm ³ gass 11 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	5,87 mrd kr

Brønn 6406/2-1 i utvinningsstillatelse 199 ble boret i 1994 og påviste gass og olje i sandsteiner av jura alder. Reservoarformasjonene, Garn, Ile, Tofte og Tilje, ligger på dyp ned til 5 892 m/MD. I 1996 ble det boret en avgrensingsbrønn, 6406/2-2 som påviste nye ressurser. Operatøren forutsetter produksjon ved trykkavlastning og utvinnbare ressurser er anslått til 84 milliarder Sm³ gass, 26 millioner Sm³ olje og 11 tonn NGL.

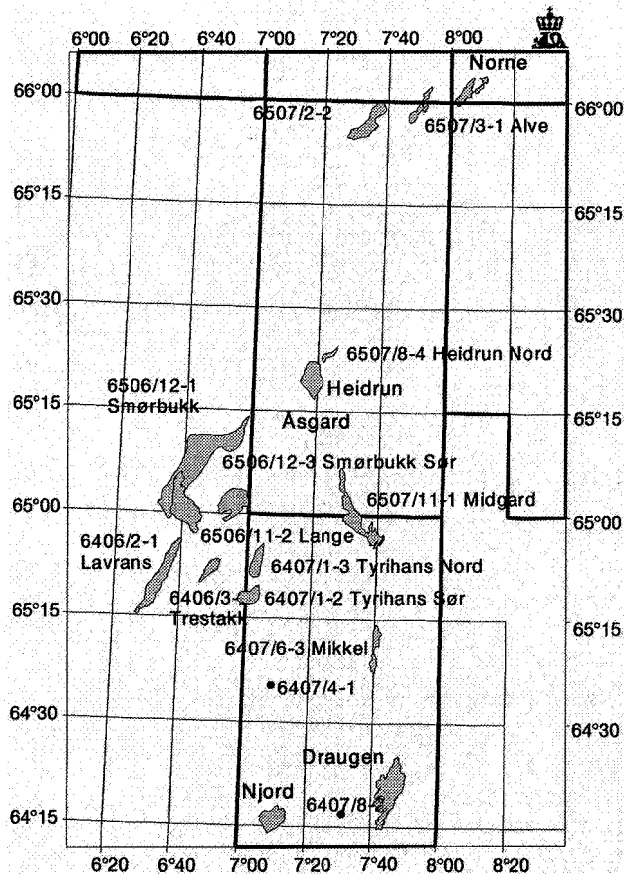
Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997. Det vurderes både selvstendige utbyggingskonsepter og samordnede løsninger med andre felt. Strekkstagsinnretning eller produksjonsskip synes mest aktuell som selvstendig løsning.

1.5.14 6406/3-2 TRESTAKK

Utvinningsstillatelse: 091	Blokk: 6406/3
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
Mobil Development Norway AS	33,00000 %
Saga Petroleum ASA	17,00000 %
Funnbrønn: 6406/3-2	År: 1986
Godkjent utbygd:	Prod.start:
	Tidligst år 2000
Utvinnbare ressurser:	4,8 mill Sm ³ olje
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	755 mill kr

Trestakk er et oljefunn som ble påvist i 1986 i utvinningsstillatelse 091 (se figur 1.5.14). 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 produksjonperioden blir begrenset. Reservoaret er av mellomjura alder, har lav permeabilitet og ligger dypt. Dette vil ventelig gi lav brønnproduktivitet.

Figur 1.5.14
Felt og funn i Norskehavet



1.5.15 6407/1-2 TYRIHANS

Utvinningsstillatelse: 073	Blokk: 6407/1
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Rettighetshavere:	
Den norske stats oljeselskap a.s (SDØE 30 %)	50,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	16,66700 %
Total Norge AS	33,33300 %
Funnbrønn: 6407/1-2 Tyrihans Sør	År: 1983
6407/1-3 Tyrihans Nord	1984
	Prod.start:
	Tidligst år 2000
Utvinnbare ressurser:	16 mill Sm ³ olje 25 mrd Sm ³ gass 6 mill tonn NGL
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	4,75 mrd kr

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. Det ble boret en avgrensingsbrønn i Tyrihans Nord i 1996. Brønnen påviste gass, olje og vann. Overgangssonen gjør det vanskelig å bestemme olje/vann kontakten nøyaktig. Størrelsen på oljesonen i Tyrihans Nord er usikker i og med at olje/vannkontakt ikke er påvist.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien er basert på trykkavlastning av Tyrihans Nord og gassinjeksjon i Tyrihans Sør for å optimalisere væskeutvinningen. Utvinnbare ressurser er anslått til 16 millioner Sm³ olje/kondensat, 25 milliarder Sm³ gass og 6 millioner tonn NGL.

Rettighetshaverne planlegger å søke om gassallokering i 1997. Flere mulige utbyggingskonsepter vurderes. Funnene vil mest sannsynlig bli utvunnet med havbunnskompletterte brønner tilknyttet enten et eget produksjons- og lagerskip eller samordnet med andre felt i området.

1.6 FUNN I TIDLIG PLANLEGGINGSFASE

1.6.1 1/3-3

Utvinningsstillatelse:	065	Blokk:	1/3
Operatør:	Elf Petroleum Norge AS		
Funnbrønn:	1/3-3	År:	1983
Utvinnbare ressurser:	4,3 mill Sm ³ olje		

Dette er et lite oljefunn gjort i Ulaformasjonen av senjura alder.

Funnet antas bygd ut med to horisontale brønner. Foreløpig er det ingen utbyggingsplaner.

1.6.2 2/4-17 TJALVE

Utvinningsstillatelse:	018	Blokk:	2/4
Operatør:	Phillips		
Funnbrønn:	2/4-17	År:	1992
Tidligste produksjonsstart:	År: 2007		
Utvinnbare ressurser:	1,2 mill Sm ³ olje 2,2 mrd Sm ³ gass 0,2 mill tonn NGL		
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	300 mill kr		

Tjalvefunnet inneholder gass-kondensat i et 50 meter tykt sandsteinsreservoar i nedre Ulaformasjonen av øvre jura alder. Strukturen er en kombinert forkastningsbetinget og stratigrafisk felle som ligger på rundt 4 300 m dyp. Drivmekanismen for produksjonen vil være gassekspansjon ved trykkavlastning. Funnbrønnen er midlertidig forlatt og kan benyttes til senere utvinning.

Funnet er vurdert for utbygging med transport via Tor-

feltet til Ekofisk II, enten gjennom havbunnsinnretning og rørledning eller gjennom en utvinningsbrønn boret fra Tor, som ligger rundt 7 km fra Tjalvefunnet. Utbygging er ikke forventet før år 2007 som følge av framtidig begrensning i prosesskapasitet på Ekofisk II.

1.6.3 15/5-1 DAGNY

Utvinningsstillatelse:	048	Blokk:	15/5
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Utvinningsstillatelse:	029	Blokk:	15/6
Operatør:	Esso Exploration and Production Norway A/S		
Funnbrønn:	15/5-1	År:	1978
Tidligste produksjonsstart:	År: 2002		
Utvinnbare ressurser:	5,9 mrd Sm ³ gass 1,3 mill tonn NGL		

Dette er et gass/kondensatfunn i Huginformasjonen. Norsk Hydro var operatør for utvinningstillatelse 048 i 1996, men det ble mot slutten av året inngått en avtale om overføring av operatørskapet til Statoil. Ettersom funnet strekker seg inn i blokk 15/6, må det samordnes med rettighetshaverne i utvinningstillatelse 029. Den mest sannsynlige utbyggingsløsningen er en undervannsløsning med tilknytning til nærliggende infrastruktur. Søknad om gassallokering fra 2002 planlegges sendt i 1997.

1.6.4 15/5-2

Utvinningsstillatelse:	048	Blokk:	15/5
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Funnbrønn:	15/5-2	År:	1978
Tidligste produksjonsstart:	År: 2001		
Utvinnbare ressurser:	2,9 mrd Sm ³ gass 0,1 mill tonn NGL		

Dette er et lite gass/kondensatfunn i Skagerrakformasjonen på B-strukturen i blokk 15/5. Utbygging vurderes som sattelitt til Sleipner A.

1.6.5 15/5-5

Utvinningsstillatelse:	048	Blokk:	15/5
Operatør:	Norsk Hydro Produksjon AS		
Funnbrønn:	15/5-5	År:	1995
Tidligste produksjonsstart:	År: 2000		
Utvinnbare ressurser:	11,4 mill Sm ³ olje		

Dette er et oljefunn i Heimdalformasjonen på G-strukturen i blokk 15/5. Ulike utbyggingsløsninger vurderes og det er aktuelt med samordning med andre funn i området.

1.6.6 25/5-5

Utvinningsstillatelse:	102	Blokk:	25/5
Operatør:	Elf Petroleum Norge AS		
Funnbrønn:	25/5-5	År:	1995
Tidligste produksjonsstart:	År: 2003		
Utvinnbare ressurser:	1,7 mill Sm ³ olje		

25/5-5 ligger øst for Heimdal. Det er planlagt en produksjonsbrønn.

Utbygging med undervannsanlegg som knyttes opp til Jotunutbyggingen vurderes. Produksjonsstart er avhengig av tidspunkt for ledig kapasitet på Jotun.

1.6.7 30/7-2

Utvinningsstillatelse: 040	Blokk: 30/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 30/7-2	År: 1975
Utvinnbare ressurser:	1,5 mill Sm ³ olje 0,4 mrd Sm ³ gass

Dette er et lite olje- og gassfunn i Friggformasjonen av eocen alder.

1.6.8 30/8-1 S

Utvinningsstillatelse: 190 og 034	Blokk: 30/8 og 30/5
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 30/8-1 S	År: 1995
Utvinnbare ressurser:	20 mrd Sm ³ gass

Dette er et gass/kondensatfunn gjort i en rotert forkastningsblokk like vest for Osebergfeltet. Reservoaret tilhører Brentgruppen av mellomjura alder.

En avgrensingsbrønn (30/5-2) boret nord på strukturen i 1996, viste at funnet strekker seg inn i blokk 30/5 (utvinningsstillatelse 034) hvor Shell er eneste rettighets-haver.

Pågående evalueringsarbeid tyder på at funnet kan inneholde ca 50 millioner Sm³ o.e.

1.6.9 35/9-1 R GJØA

Utvinningsstillatelse: 153	Blokk: 35/9 og 36/7
Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS	
Funnbrønn: 35/9-1	År: 1989
Tidligste produksjonsstart	År: 2001
Utvinnbare ressurser:	16,3 mill Sm ³ olje 26,4 mrd Sm ³ gass

Det er hittil boret tre brønner som alle har påvist hydrokarboner i ulike segmenter av A-strukturen. Funnene er gjort i flere reservoarlag i øvre og midtre jura sandsteiner. Feltutviklingsstudier pågår.

1.6.10 6507/8-4 HEIDRUN NORD

Utvinningsstillatelse: 124	Blokk: 6507/8
Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s	
Funnbrønn: 6507/8-4	År: 1990
Tidligste produksjonsstart	1999
Utvinnbare ressurser:	3,4 mill Sm ³ olje 0,5 mrd Sm ³ gass
Totale investeringer (faste 1996 kroner):	945 mill kr

Funnet ligger i en forkastningsblokk med sandsteiner av underjura alder (Åreformasjonen).

Utbygging vurderes som satellitt til Heidrun.

1.7 LETEAKTIVITET

1.7.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Det ble totalt samlet inn 835 961 km seismikk på norsk sokkel i 1996. Antall kilometer refererer til cmp-linjekilometer.

Til sammen ble det i Nordsjøen samlet inn 346 793 km seismikk, i Norskehavet 481 860 km seismikk og i Barentshavet 7 308 km seismikk.

Oljedirektoratet samlet inn 6 669 km, mens oljeselskaper og seismiske kontraktørselskaper samlet inn 829 292 km. Av dette samlet norske oljeselskaper inn 491 690 km og utenlandske oljeselskaper samlet inn 219 268 km. Kontraktørselskapene (Geco-Prakla, PGS Exploration, Norex, Nopec, Geoteam, CGG Norge og Western) samlet inn 118 334 km seismikk for egen regning.

Av totalt innsamlet seismikk utgjør 3D-seismikk 805 963 km. Det har aldri tidligere vært så høy innsamlingsaktivitet på norsk sokkel, det har heller aldri før vært samlet inn så mye 3D-seismikk. Den store økningen skyldes både en generell økning i bruk av 3D-seismikk i letefasen og forpliktelser knyttet til arbeidsprogrammene i forbindelse med 15. tildelingsrunde. Figur 1.7.1 viser en oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall cmp-linjekilometer.

1.7.2 LETEBORING

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

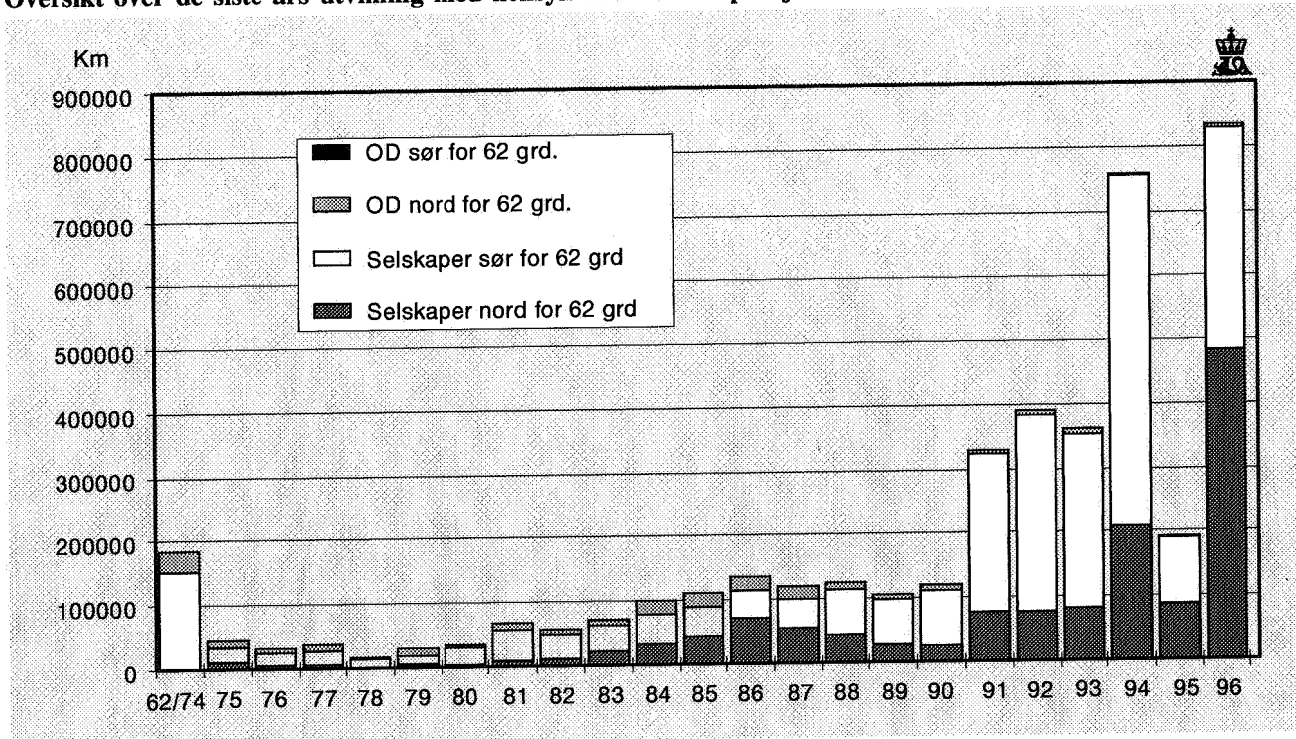
I 1996 er det påbegynt 30 letebrønner, fordelt på 21 undersøkelsesbrønner og ni avgrensingsbrønner. Borevirksomheten i 1996 har vært fordelt med 19 undersøkelses- og fem avgrensingsbrønner i Nordsjøen og to undersøkelses- og fire avgrensingsbrønner i Norskehavet. I tillegg ble to midlertidig forlatte letebrønner gjenåpnet for videre operasjoner, begge i Norskehavet.

Ved årsskiftet 1996/1997 var åtte letebrønner under boring, en av disse var en gjenåpnet brønn.

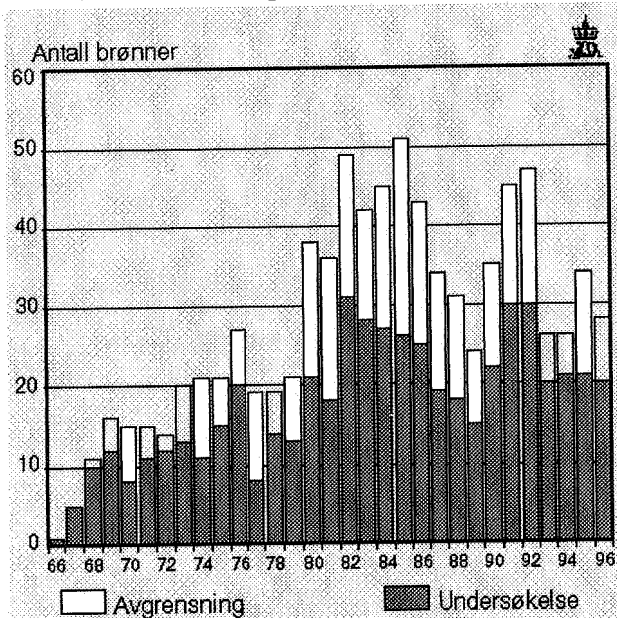
Per 31. desember 1996 var det totalt påbegynt 866 letebrønner på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 617 undersøkelses- og 249 avgrensingsbrønner, se tabell 7.3.a.

31 letebrønner ble avsluttet eller midlertidig forlatt etter å ha nådd prognosert dyp på norsk sokkel i 1996. Tre av disse var gjenåpninger, hvorav to ble åpnet for videre operasjoner, mens den tredje, 6610/03-1 R 2, ble permanent plugget. Brønnene er fordelt med 23 undersøkelsesbrønner og åtte avgrensingsbrønner. Geografisk fordeler brønnene seg som følger: 20 undersøkelses- og tre avgrensingsbrønner i Nordsjøen, og tre undersøkelses- og fem avgrensingsbrønner i Norskehavet.

Figur 1.7.1
Oversikt over de siste års utvikling med hensyn til antall cmp-linjekilometer



Figur 1.7.2
Letebrønner avsluttet per år etter reklassifikasjon



Operatører for brønnene som ble avsluttet eller midlertidig forlatt i 1996, har vært som følger: Statoil 13, Hydro syv, Saga fire, BP to, Amoco, Shell, Agip, Esso og Phillips en hver.

En undersøkelsesbrønn er den første brønnen 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 petroleum-

forekomst. Alle letebrønner har en av disse klassifiseringene når de blir påbegynt. Dersom det senere viser seg at brønnen ikke oppfyller kriteriene for den klassifiseringen den er gitt, blir den reklassifisert. 73 letebrønner er reklassifisert på norsk sokkel. 69 fra undersøkelses- til avgrensingsbrønner og fire fra avgrensings- til undersøkelsesbrønner.

Per 31. desember 1996 var 859 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel. Etter reklassifisering fordeler de seg med 545 undersøkelses- og 314 avgrensingsbrønner, se figur 1.7.2.

Tabell 7.3.f viser en oversikt over påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1996.

Totalt er 47 letebrønner midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt. De midlertidig forlatte letebrønnene, med utstyr plassert på havbunnen, på norsk sokkel er:

2/1-9 A	25/5-4	31/2-18 A
2/4-15 S	25/8-5 S	31/5-4 AR
2/4-17	25/8-6	31/5-5
2/7-23 S	25/11-16	34/4-7
2/7-25 S	25/11-19 S	34/8-4 A
2/10-2	25/11-21 S	34/10-34
2/12-2 S	30/2-1	34/10-37 A
7/12-8	30/3-4	34/11-2 S
7/12-9	30/8-1 SR	6406/2-2
9/2-6 S	30/9-7	6407/7-2 R
15/9-19 SR	30/9-8 R	6407/7-4
15/12-6 S	30/9-9	6506/11-4 S
15/12-9 S	30/9-10	6506/11-5 S
15/12-10 S	30/9-12 A	6506/12-8
25/2-13	30/9-13 S	6507/8-4
25/4-6 S	31/2-16 SR	

De norske selskapene Statoil, Hydro og Saga har hatt operatøransvaret for 22 av de påbegynte boringene i 1996, hvilket tilsvarer 73,3 %. De resterende 8 boringene fordeles seg på Shell, Esso, Phillips, Amoco, Mobil, BP og Agip. Dette går fram av tabell 7.3.c.

1.7.3 LETEMÅL

Leteaktiviteten har også i 1996 i hovedsak vært rettet mot jurassiske sandsteinsprospekter. Av de 30 letebrønnene som ble påbegynt, hadde 25 jura som hovedprospekt, en hadde trias, en hadde kritt og tre hadde tertiær. Mange av de påbegynte brønnene hadde flere letemål. I tillegg til hovedprospektet skulle også sekundære prospekter utforskes. Disse fordeler seg med 12 i jura, tre i kritt, fire i tertiær og ett i paleozoikum.

1.7.4 NYE FUNN I 1996

Det er gjort ti funn hvorav fem er bekreftet gjennom formasjonstesting. Alle de nye funnene er gjort i Nordsjøen, se tabell 1.7.4. Nærmere omtale av de ulike funnene finnes i kapittel 1.7.5.

1.7.5 NÆRMERE BESKRIVELSE AV BORINGENE I 1996

Sørlige Nordsjø

Det ble avsluttet fire letebrønner i den sørlige delen av Nordsjøen i 1996 (tabell 1.7.5.a). Alle de fire letebrønnene er undersøkelsesbrønner. En av brønnene, 9/2-6 S, er midlertidig forlatt. I tillegg er to undersøkelsesbrønner (1/3-8 og 2/6-5) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

Det ble gjort to funn av hydrokarboner i området i 1996.

Brønn 2/6-5, som ble boret øst for Ekofiskfeltet, påtraff olje i bergarter av kritt alder. Formasjonstesting av brønnen ga 8 Sm³ olje per dag. Det skuffende resultatet er antatt å skyldes dårlige reservoaregenskaper i bergarten.

Brønn 9/2-6 S, som ble boret sørøst for Ymefeltet, påtraff olje i bergarter av mellomjura alder. Det er et relativt lite funn og det ble ikke foretatt formasjonstesting av brønnen.

Sleipner- og Balderområdet

Det ble avsluttet seks letebrønner i dette området i 1996 (tabell 1.7.5.b). Fem er undersøkelsesbrønner og en er avgrensningsbrønn. To av brønnene, 15/12-10 S og 25/11-21 A, er midlertidig forlatt. Det ble gjort to oljefunn i området i 1996. Ingen av funnene ble formasjonstestet.

Brønn 15/12-10 S ble boret på et segment nord for Vargfeltet. Foreløpige resultater indikerer oljemetning i en lavpermeabel sand av senjura alder.

Brønn 24/12-3 S er den første brønnen som ble boret på utvinningstillatelser tildelt i 15. tildelingsrunde. Den ble boret vest for Balderfeltet og påviste olje i reservoarbergart av paleocen alder.

Avgrensningsbrønn 25/11-21 A ble boret på 25/11-15 Hermodfunnet. Den ble boret horisontalt ut fra 25/11-21 S. Det ble foretatt prøveutvinning fra reservoarnivået i Heimdalformasjonen. Prøveutvinningen pågikk i to måneder, og det ble totalt produsert 77 000 Sm³ olje.

Oseberg- og Trollområdet

Ni letebrønner ble avsluttet i Oseberg- og Trollområdet i 1996 (tabell 1.7.5.c). Åtte av disse er undersøkelsesbrønner og en er avgrensningsbrønn. Det ble gjort fire nye funn i området. I tillegg er to undersøkelsesbrønner

Tabell 1.7.4
Nye funn i 1996

Letebrønn	Operatør	Hydrokarbon-type	Reservoarnivå	Formasjonstestet	Strømningsrate (per dag)	Dyse-åpning	Funnstørrelse (utvinnbare)
2/6-5	Saga	olje	kritt	ja	8 Sm ³ olje	11,1 mm	2 mill Sm ³ o.e.
9/2-6 S	Statoil	olje	mellomjura	nei			2 mill Sm ³ o.e.
15/12-10 S	Saga	olje	senjura	nei			3 mill Sm ³ o.e.
24/12-3 S	Statoil	olje	paleocen	nei			5 mill Sm ³ olje
33/9-19 S	Statoil	olje	mellomjura	nei			11,0 mill Sm ³ olje + 0,8 mrd Sm ³ gass
34/7-25 S	Saga	gass/olje	senjura	ja	1 050 Sm ³ olje 106 000 Sm ³ gass	15,9 mm	7,1 mill Sm ³ olje + 0,7 mrd Sm ³ gass
34/11-2 S	Statoil	gass/kond	mellomjura	ja	175 000 Sm ³ gass 85 Sm ³ kond 125 000 Sm ³ gass 125 Sm ³ kond	12,7 mm 14,3 mm	9 mill Sm ³ o.e.
35/10-2	Statoil	gass	mellomjura	nei			8 mill Sm ³ o.e.
35/11-8 S ¹⁾	Norsk Hydro	gass/olje	senjura	ja	700 Sm ³ olje 77 000 Sm ³ gass	19,05 mm	ca 20 mill Sm ³ o.e.
36/7-1 ²⁾	Norsk Hydro	gass/olje	senjura	ja	1 025 Sm ³ olje 171 175 Sm ³ gass	25,4 mm	ca 15 mill Sm ³ o.e.

¹⁾ inngår i 35/11-4R Fram

²⁾ inngår i 35/9-1 R Gjå

Tabell 1.7.5.a

Letebrønner boret i sørlige Nordsjø

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
1/3-8	undersøkelse	011	Norske Shell Amoco Norge*			
2/6-5	undersøkelse	008	Saga			olje
2/8-15	undersøkelse	006	Amoco Norge	3 725	senkritt	tørr
3/7-6	undersøkelse	147	Norske Shell	4 097	senjura	tørr
7/12-12 S	undersøkelse	019 A	BP Norge	4 010	trias	tørr
9/2-6 S	undersøkelse	114	Statoil	3 600	mellomjura	olje

*) Boreoperatør

Tabell 1.7.5.b

Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt vertikalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
15/12-10 S	undersøkelse	038	Saga	3 078	trias	olje
16/10-3	undersøkelse	101	Norsk Agip	2 810	trias	tørr
24/12-3 S	undersøkelse	204	Statoil	2 726	kritt	olje
25/10-6 S	undersøkelse	168	Statoil	4 280	mellomjura	tørr
25/10-7 S	undersøkelse	028 P	Esso Norge	2 557	kritt	tørr
25/11-21 A	avgrensning	169	Norsk Hydro	1 775	tertiær	olje

Tabell 1.7.5.c

Letebrønner boret i Oseberg- og Trollområdet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
30/5-2	avgrensning	034	Norske Shell Norsk Hydro*	4 052	tidligjura	gass/kond/ olje
30/8-1 SR	undersøkelse	190	Norsk Hydro	4 741	tidligjura	gass/kond
30/8-2	undersøkelse	190	Norsk Hydro	2 383	kritt	tørr
30/11-5	undersøkelse	035	Norske Shell			
31/2-19 S	undersøkelse	191	Norsk Hydro	3 647	jura	tørr
32/4-1	undersøkelse	205	Phillips Petroleum	3 162	grunnfjell	tørr
35/4-1	undersøkelse	194	Norsk Hydro			
35/10-2	undersøkelse	173	Statoil	4 652	tidligjura	gass
35/11-8 S	undersøkelse	090	Norsk Hydro	3 598	tidligjura	gass/olje
36/4-1	undersøkelse	196	BP Norge	2 716	grunnfjell	tørr
36/7-1	undersøkelse	153	Norsk Hydro	2 819	grunnfjell	gass/olje

*) Boreoperatør

(30/11-5 og 35/4-1) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet. En av brønnene, 30/8-1 SR, er midlertidig forlatt.

Brønn 30/8-1 SR er boret like vest av Osebergfeltet. Den ble første gang påbegynt i november 1994, og ble midlertidig avsluttet i februar 1995 av hensyn til miljø- og fiskeriinteresser i området. Det var da påvist gass/kondensat i bergarter av mellomjura alder (Brentgruppen). Brønnen ble gjenåpnet i november 1995. Det ble nå påvist gass/kondensat også på et dypere stratigrafisk nivå (Statfjordformasjonen) av tidligjura alder. Det nederste reservoaret ble formasjonstestet, men testen var ikke vellykket. Det øverste reservoaret er ikke formasjonstestet.

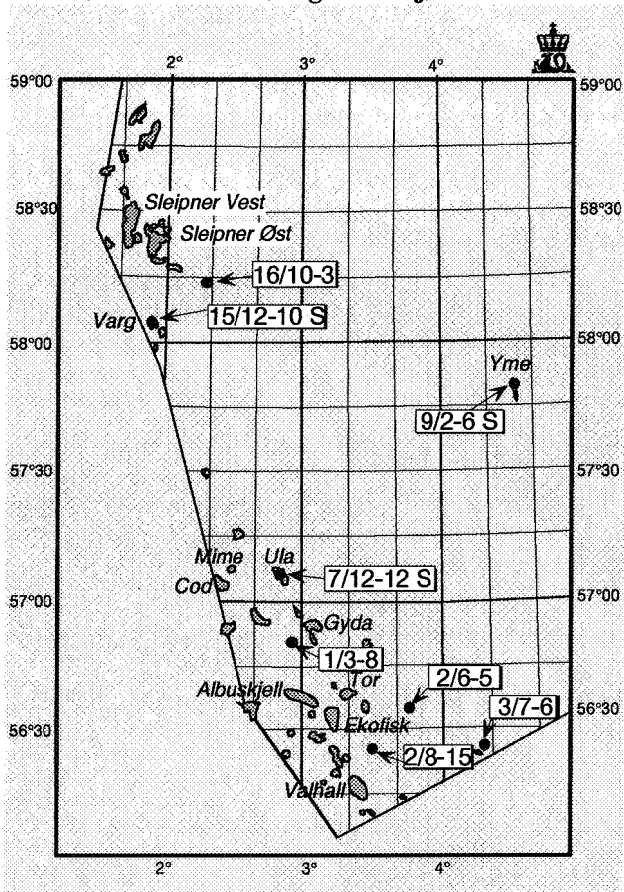
Avgrensingsbrønn, 30/5-2, ble boret for å avgrense

gass/kondensatfunnet som ble gjort i brønn 30/8-1 S. Den var et samarbeidsprosjekt mellom rettighetshaverne i utvinningstillatelse 034 (blokk 30/5) og utvinningstillatelse 190 (blokk 30/8). Resultatene var positive og viser at funnet strekker seg inn i blokk 30/5.

Brønn 35/10-2 er boret nordvest for Trollfeltet. Brønnen påtraff gass i sandsteinlag av mellomjura alder. Dette er sannsynligvis et relativt lite gassfunn, og det er ikke produksjonstestet.

Det ble påvist hydrokarboner i 35/11-8 S og 36/7-1, begge nord for Trollfeltet. Brønn 35/11-8 S påviste olje og gass i bergarter av senjura alder. Det ble foretatt to tester i oljesonen med en maksimal strømningsrate på 700

Figur 1.7.5.a
Letebrønner boret i sørlige Nordsjø



Sm³ olje per dag og et gass/olje-forhold på 110 Sm³/Sm³ gjennom en 19,05 mm dyse. Brønn 36/7-1 ble boret mellom Troll og 35/3-2 Agatfunnet. Brønnen påtraff olje og gass i bergarter av senjura alder. Det er foretatt en formasjonstest i oljesonen, med en maksimal strømningsrate på 1 025 Sm³ olje per dag og et gass/olje-forhold på 167 Sm³/Sm³ gjennom en 25,4 mm dyse.

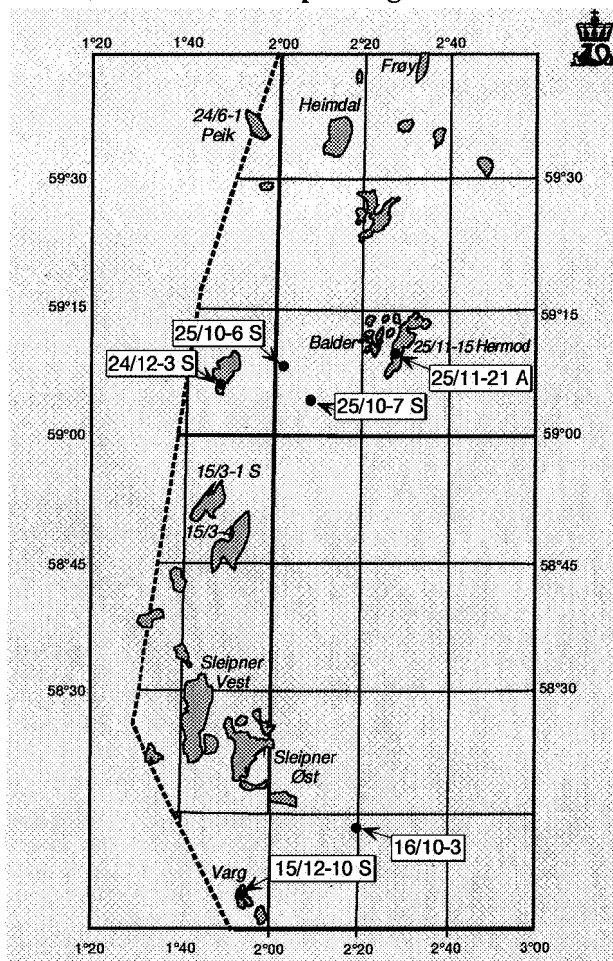
Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

Det ble avsluttet fire letebrønner i dette området i 1996 (tabell 1.7.5.d). Tre av disse er undersøkelsesbrønner og en er avgrensingsbrønn. Det ble gjort funn i alle undersøkelsesbrønnene. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (33/6-2) og en avgrensingsbrønn (34/11-3) påbegynt, men ikke avsluttet ved årsskiftet.

Brønn 34/7-25 S ble boret sørøst for Tordisfeltet. Den påviste gass/olje i overjura sandsteiner. Brønnen ble testet, og produksjonen ble målt til 1050 Sm³ olje per dag og 106 000 Sm³ gass per dag gjennom en 15,9 mm dyseåpning. Gass/olje-forholdet er 101 Sm³/Sm³. Dette bekrefter at reservoaregenskapene er gode.

Brønn 34/11-2 S ble boret øst for Gullfaksfeltet. Den påviste gass/kondensat i sandsteiner av mellomjura alder. To produksjonstester ble utført. Den nedre ga maksimal strømming på 125 000 Sm³ gass og 125 Sm³ kondensat per dag gjennom en dyseåpning på 14,3 mm. Gass/olje-for-

Figur 1.7.5.b
Letebrønner boret i Sleipner- og Balderområdet



holdet var 1 000 Sm³/Sm³. Den øverste av testene ga maksimal strømming på 175 000 Sm³ gass og 85 Sm³ kondensat gjennom en 12,7 mm stor dyseåpning. Gass/olje-forholdet var 2 060 Sm³/Sm³.

Undersøkelsesbrønnen 33/9-19 S og sidestegbrønnen 33/9-19 A er boret på den nordøstlige forlengelsen av Statfjord Nord-strukturen. Strukturen som strekker seg inn i blokk 34/7, utvinningstillatelse 089, ble boret i et samarbeid mellom de to utvinningstillatelsene. 33/9-19 S påviste olje i sandstein av mellomjura alder.

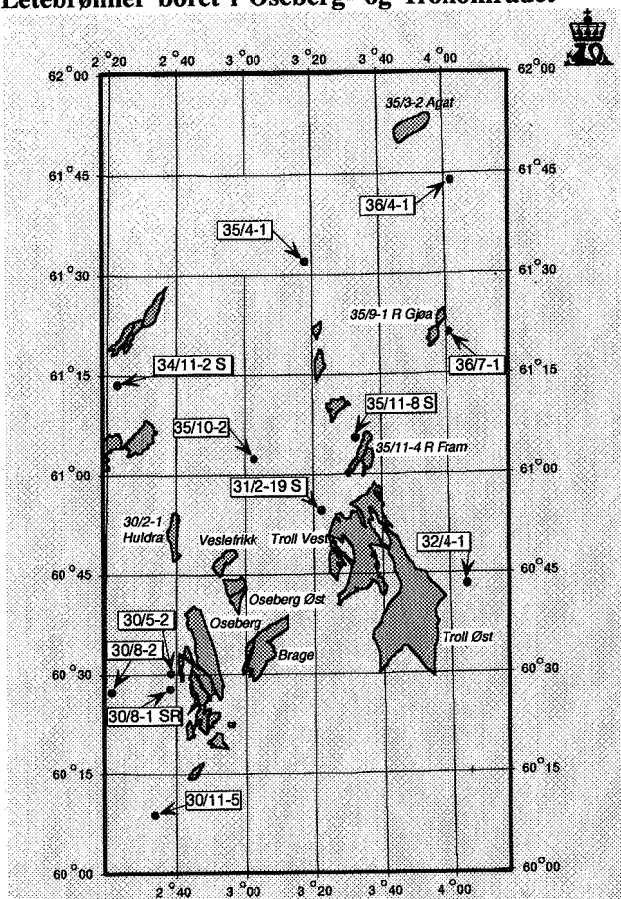
Norskehavet

Åtte letebrønner ble avsluttet nord for den 62. breddegrad i 1996 (tabell 1.7.5.e).

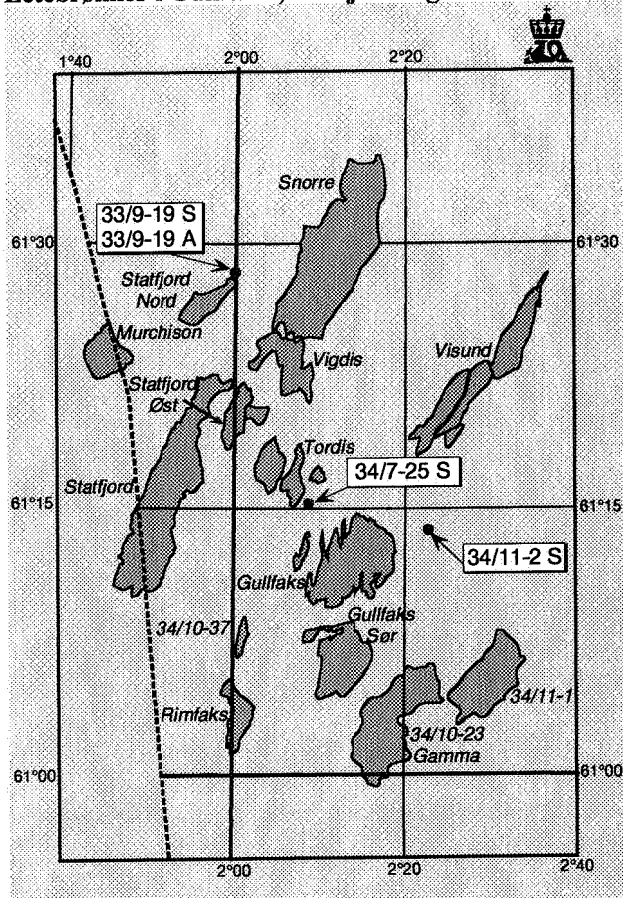
Tre av brønnene er undersøkelsesbrønner. I tillegg er en undersøkelsesbrønn (6406/2-3) påbegynt og en avgrensingsbrønn (6505/12-11 SR) er gjenåpnet for testing. Disse er ikke avsluttet ved årsskiftet. Det er ikke gjort nye funn av hydrokarboner i området i 1996. (Funnbrønnen 6406/2-1 R er registrert som funn i 1995.) Fire av avgrensingsbrønnene, (6406/2-2, 6506/11-4 S, 6506/11-5 S, 6506/12-11 S) er midlertidig forlatt og plugget.

Avgrensingsbrønn 6406/2-2 ble boret sør på samme struktur hvor det tidligere var gjort et større funn med

Figur 1.7.5.c
Letebrønner boret i Oseberg- og Trollområdet



Figur 1.7.5.d
Letebrønner i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet



Tabell 1.7.5.d
Letebrønner i Gullfaks-, Statfjord- og Snorreområdet

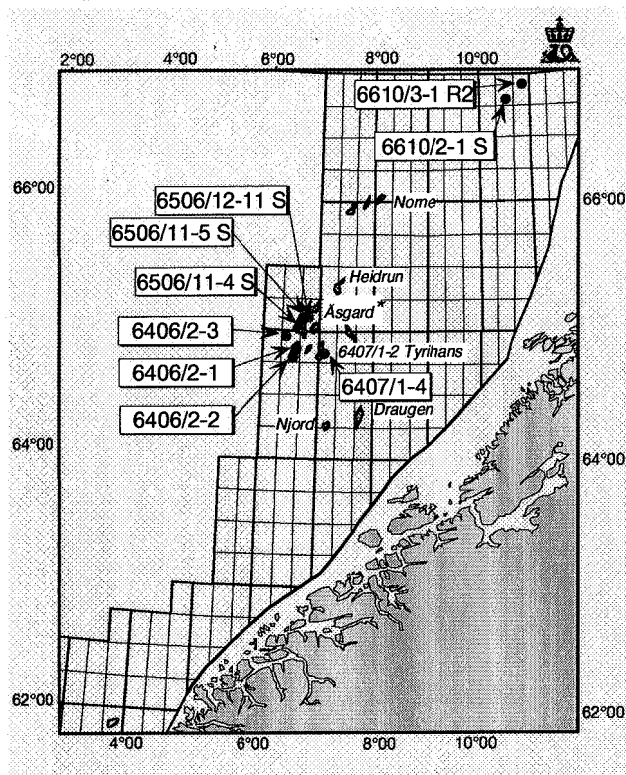
Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
33/6-2	undersøkelse	206	Mobil			
33/9-19 S	undersøkelse	037	Statoil	3 037	tidligjura	olje
33/9-19 A	avgrensning	037	Statoil	3 032	tidligjura	olje
34/7-25 S	undersøkelse	089	Saga	2 573	tidligjura	gass/olje
34/11-2 S	undersøkelse	193	Statoil	4 742	tidligjura	gass/kond
34/11-3	avgrensning	193	Statoil			

Tabell 1.7.5.e
Letebrønner boret i Norskehavet

Letebrønn	Type brønn	Utvinnings- tillatelse	Operatør	Totalt dyp (MSL)	Totalt dyp (alder)	Status
6406/2-1 R	undersøkelse	199	Saga	5 790*	tidligjura	gass/kond
6406/2-2	avgrensning	199	Saga	5 327	tidligjura	gass/kond
6406/2-3	undersøkelse	199	Saga			
6407/1-4	avgrensning	073	Statoil	3 805	mellom jura	olje
6506/11-4 S	avgrensning	Samordnet Åsgard	Statoil	5 088	tidligjura	gass/olje
6506/11-5 S	avgrensning	Samordnet Åsgard	Statoil	4 768	tidligjura	
6506/12-11 S	avgrensning	Samordnet Åsgard	Statoil	5 246	tidligjura	olje
6506/12-11 SR	avgrensning		Ferdig boret tidligere, åpnet for testing i 1996			
6610/2-1 S	undersøkelse	177	Statoil	2 558	trias	tørr
6610/3-1 R2	undersøkelse		(permanent tilbakeplugging)			

* Til nå den dypeste brønnen på sokkelen

Figur 1.7.5.e
Letebrønner boret i Norskehavet



* Åsgard omfatter 6506/12-1 Smørbukk, 6506/11-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard

brønn 6406/2-1 R. Det ble påvist gass og kondensat på flere nivåer slik som i funnbrønnen 6406/2-1 R. To av reservoarnivåene ble produksjonstestet. Fra den beste sonen ble det produsert 1 037 000 Sm³ gass og 575 Sm³ kondensat per dag gjennom en dyseåpning på 27 mm. Resultatene fra 6406/2-2 er positive og viser at funnet er større enn tidligere antatt. Nytt anslag er ca 125 millioner Sm³ utvinnbare oljeekvivalenter.

Avgrensningsbrønnene 6506/11-4 S, 6506/11-5 S og 6506/12-11 S ble alle boret nedflaks på Smørbukkkunnet og påviste gass og kondensat i flere nivåer. De ga verdifull informasjon med henblikk på videreutviklingen av Åsgardfeltet. Disse brønnene skal senere konverteres til injeksjons- og produksjonsbrønner.

Avgrensningsbrønnen 6407/1-4 på Tyrhans Nordfunnet påviste gass og olje. Produksjonstest i oljesonen ga 250 Sm³ olje per dag gjennom en dyseåpning på 12,7 mm. Gass/olje forholdet er på 120 Sm³/Sm³.

Barentshavet

Ingen brønner er boret i 1996.

Svalbard

Det har ikke vært utført leteboring på Svalbard i 1996.

1.8 TRANSPORTSYSTEM FOR OLJE OG GASS

1.8.1 EKSISTERENDE TRANSPORTSYSTEM

De ulike transportsystemer for gass og olje/kondensat fra norsk kontinentalsokkel er vist i figur 1.8.1. 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.	58,25000 %
Elf Petroleum Norge AS	10,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,00000 %
Mobil Development Norway AS	7,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	5,00000 %
A/S Norske Shell	5,00000 %
Norske Conoco A/S	2,75000 %
Saga Petroleum ASA	2,00000 %
Total Norge AS	2,00000 %

Statoil er operatør for drift av systemet som omfatter:

- rikkassledning 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-, Veslefrikk-, Snorre- og Bragefeltene tilknyttet Statpipesystemet oppstrøms av Kårstøanlegget. Videre er Sleipner blitt knyttet opp mot Statpipe ved en stikkledning til Draupner.

Kårstø

Den første nordsjøgassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Leveringen av tørrgass fra terminalen begynte i oktober 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 25 millioner Sm³ per dag. Denne kapasitet vil være fullt utnyttet ut 1997.

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

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

Gasstransport, Norpipe

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra 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 58,9 millioner Sm³ per dag.

Norpipe Gas

Eierfordeling

Phillips Petroleum Company Norway	15,89000 %
Fina Production Licences AS	12,90000 %
Norsk Agip AS	8,62000 %
Elf Petroleum Norge AS	5,04000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,43000 %
Total Norge AS	2,36000 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	50,00000 %
Elf Rex Norge AS	0,56000 %
Saga Petroleum ASA	0,30000 %

Norsea Gas A/S, Emden

Eierfordeling

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

Phillips Petroleum Norsk AS er operatør på vegne av Phillipsgruppen.

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

Etzel gasslager

Eierfordeling

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

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

Gasstransport Frigg

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

Eierfordeling

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

Rørledningen er 50 % norskeid. En del britiske felt er koplet til den norske Friggørledningen via MCP-01. I den perioden da innretningen var bemannet, ble mengdene fra de britiske feltene målt på MCP-01. Etter avmanningen blir mengdene fra de britiske feltene målt på den enkelte innretning.

St. Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg rettighetshaverne og de britiske Frigg rettighetshaverne (Elf UK 66 2/3 %, Total UK 33 1/3 %). Total Oil Marine UK er operatør.

Zeepipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	70,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	8,00000 %
A/S Norske Shell	7,00000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	6,00000 %
Elf Petroleum Norge AS	3,29850 %
Saga Petroleum ASA	3,00000 %
Norske Conoco A/S	1,70150 %
Total Norge AS	1,00000 %

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

Fase I, medregnet terminal i Zeebrugge ble ferdigstilt i 1993. Kapasitet uten kompresjon vil være ca 12,6 milliarder Sm³ per år.

Fase II omfatter to ledninger fra Kollsnes til henholdsvis Sleipner R og Draupnerinnretningen. Innvendig diameter 966 mm (ytre diameter 40"). Ledningen til Sleipner R, fase II-A ble satt i drift i 1996 og ledningen til Draupner, fase II-B, blir satt i drift i 1997.

Statoil er operatør.

Europipe

Eierfordeling

(som for Zeepipe)

Rørledningen går fra Draupner(16/11E) 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.

NorFra

NorFra er en 814 km lang rørledning med en indre diameter på 1016 mm (ytre diameter 42") mellom Draupner (16/11E) og Dunkerque i Frankrike. Rørledningen har en initiell kapasitet på 11,4 milliarder Sm³ per år. Gassleveransene er planlagt å starte 1. oktober 1998.

Eierfordeling

SDØE	60,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	9,71000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	6,47000 %
Saga Petroleum ASA	5,18000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	3,88000 %
Mobil Development Norway AS	3,88000 %
Total Norge AS	2,91000 %
Elf Petroleum Norge AS	2,14000 %
Norsk Agip AS	1,94000 %
A/S Norske Shell	1,29000 %
Neste Petroleum AS	1,29000 %

Statoil er operatør for byggefasen. Departementet vil utpeke operatør for driftsfasen på et senere tidspunkt.

Haltenpipe

En 245 km lang rørledning med en indre diameter på 381 mm (ytre diameter 16") for transport av gass fra Heidrun til Tjeldbergodden. Rørledningen har en kapasitet på 2-2,5 milliarder Sm³ per år. Rørledningen vil bli satt i drift tidlig i 1997. Eierne er de samme som for Heidrun og Statoil 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 tilkoplek Norpipe, og startet produksjon i oktober 1995. Videre blir Fulmar, Clyde, Auk og Gannet koplek til Judy og Joanne ledningen i 1996.

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

Teesside

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 Transport System (OTS)

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Stureterminalen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en indre diameter på 670 mm (ytre diameter 28") og har en designkapasitet på ca 95 000 Sm³ per dag. Ved tilsetning av friksjonshemmende middel er kapasiteten økt 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. Deltakerne i selskapet er rettighetshaverne i Osebergfeltet. Norsk Hydro er operatør for rørledningen og terminalen. OTS ble tatt i bruk ved produksjonsstart for Oseberg. Veslefrikk, Brage, Frøy og Lille-Frigg er senere tilknyttet OTS.

Troll Oljerør

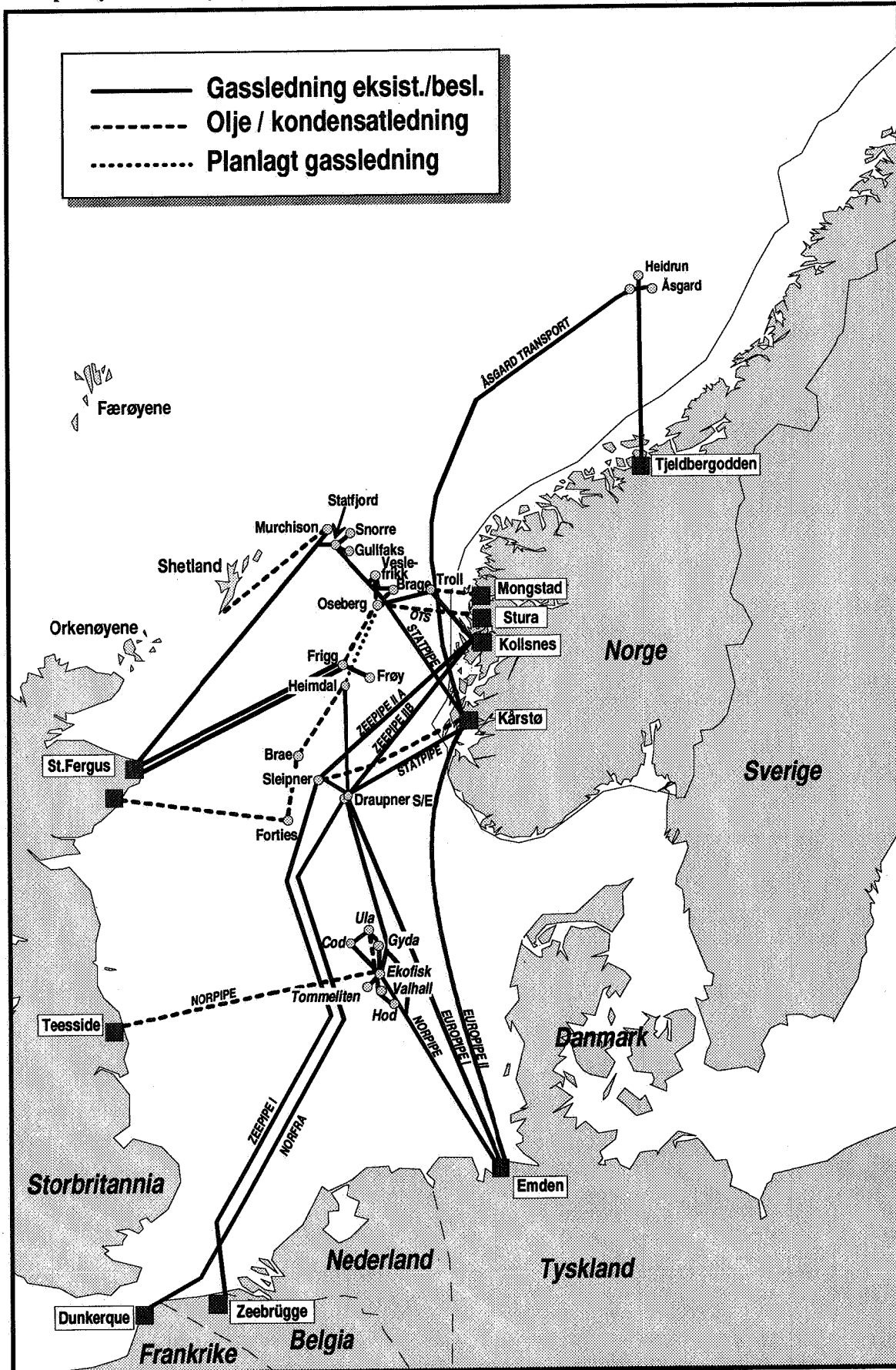
Eierfordeling

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

Troll oljerør transporterer oljen fra den Norsk Hydro opererte Troll olje innretningen til Mongstad terminalen. Indre diameter er 381 mm (ytre diameter 16").

Statoil er operatør for ledningen som ble satt i drift sommeren 1995.

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



Frostpipe

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	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. Produksjonsstart var våren 1994.

1.8.2 PLANLAGTE TRANSPORTSYSTEM

Åsgard Transport

Åsgard Transport vil bli en 745 km lang rørledning med en indre diameter på 1 016 mm (ytre diameter 42") for transport av gass fra Åsgard og andre felt på Haltenbanken til Kårstø. Rørledningen vil ha en kapasitet på 17,5 - 18,5 milliarder Sm³ per år. Rørledningen er planlagt satt i drift 1. oktober 2000.

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s	60,50000 %
SDØE	46,95000 %
Saga Petroleum ASA	9,00000 %
Norsk Agip AS	7,90000 %
Total Norge AS	7,65000 %
Mobil Development Norway AS	7,35000 %
Neste Petroleum AS	5,00000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	2,60000 %

Europipe II

Europipe II vil bli en 653 km lang rørledning med en indre diameter på 1 016 mm (ytre diameter 42") for transport av gass fra Kårstø til Emden. Rørledningen vil ha en kapasitet på 20,8 milliarder Sm³ per år og planlegges satt i drift 1. oktober 1999.

Eierfordeling

SDØE	60,00000 %
Den norske stats oljeselskap a.s	0,01000 %
Norsk Hydro Produksjon AS	4,72000 %
Saga Petroleum ASA	10,63000 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	7,68000 %
Mobil Development Norway AS	1,18000 %
Total Norge AS	5,90000 %
Elf Petroleum Norge AS	0,00600 %
Norsk Agip AS	2,36000 %
A/S Norske Shell	1,18000 %
Neste Petroleum AS	3,66000 %
Norske Conoco A/S	66,00000 %

Statoil er operatør for utbyggingsfasen. Departementet vil utpeke operatør for driftsfasen på et senere tidspunkt.

1.9 PETROLEUMSØKONOMI

Petroleumssektoren er i stadig vekst og utvikling. Sektoren bidrar vesentlig til den totale verdiskapning i Norge. Sektorens andel av bruttonasjonalprodukt har de siste årene ligget på ca 13 %. For 1996 er andelen økt til 16 %, noe som i all hovedsak skyldes den høye oljeprisen. I 1997 og 1998 antas andelen å bli redusert noe.

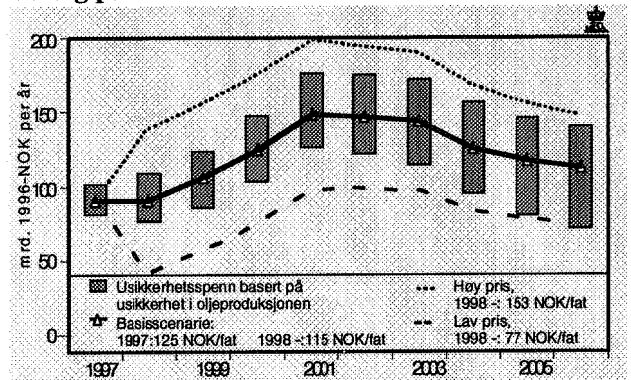
Petroleumssektoren utgjør også en stor og økende andel av den totale eksporten fra Norge. Andelen har de siste årene ligget på ca 33 %, mens den økte til 39 % i 1996. Andelen antas å bli redusert noe de nærmeste årene.

Aktivitetsnivået på norsk sokkel fører til sysselsetting både til havs og på land. Nærmere 73 000 var i 1996 sysselsatt i petroleumsett virksomhet i Norge.

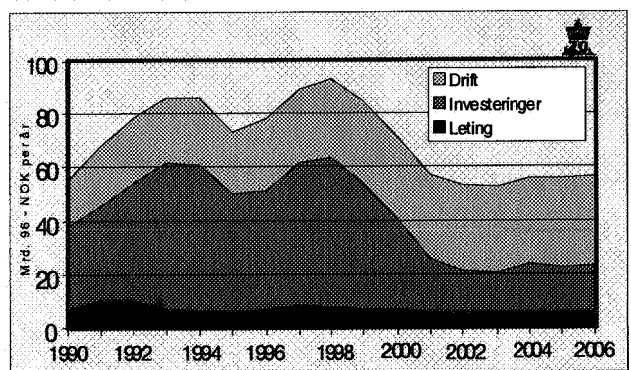
Petroleumsvirksomheten skaper store inntekter til rettighetshaverne og staten. Netto kontantstrøm fra virksomheten (totale inntekter fra salg av petroleumprodukter minus totale kostnader forbundet med denne virksomheten) utgjorde ca 100 milliarder kroner i 1996. Statens del av netto kontantstrøm (skatter, avgifter, netto kontantstrøm fra statens direkte økonomiske engasjement, utbytte fra Statoil) er anslått til vel 70 milliarder kroner i 1996.

Anslag for framtidig kontantstrøm vil kunne variere betydelig som følge av usikkerhet knyttet til produksjon og prisutvikling på olje og gass. Dette kan rent beregnings-teknisk vises ved hjelp av enkle sensitivitetsanalyser. Det går fram av figur 1.9.a at den framtidige kontantstrømmen vil være svært følsom for endringer i oljeproduksjonen og en vedvarende endring i oljeprisen.

Figur 1.9.a
Anslag på netto kontantstrøm norsk sokkel 1997-2006



Figur 1.9.b
Totale kostnader norsk sokkel 1990-2006



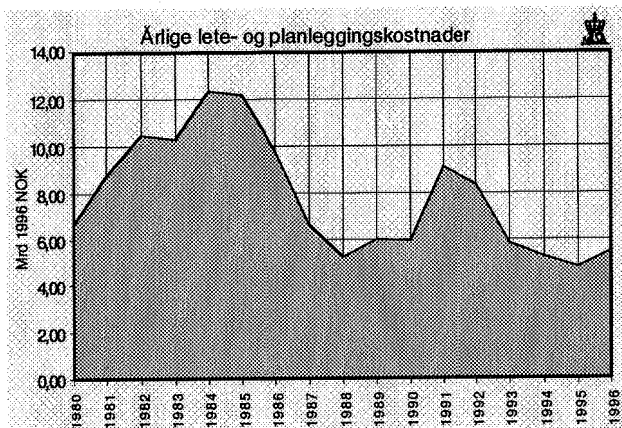
Det går fram at aktiviteten innenfor petroleumssektoren i årene framover vil gå over fra utbyggingsrelaterte oppgaver til oppgaver knyttet til drift av felt og rør. Figur 1.9.b viser fordelingen av kostnader på leting, drift og investeringer i perioden 1990-2006.

1.9.1 LETE- OG PLANLEGGINGS-AKTIVITET

I 1996 ble det påbegynt 30 letebrønner, mens antallet letebrønner i 1995 var 36. Det ble i 1996 påbegynt 21 undersøkelses- og ni avgrensingsbrønner. Tilsvarende tall for 1995 var henholdsvis 22 og 14. Gjennomsnittlig i perioden 1966 - 1996 har antallet påbegynte undersøkelses- og avgrensingsbrønner vært henholdsvis 20 og åtte.

Figur 1.9.1.a viser utgiftene til lete- og planleggingsvirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevalueringer og administrasjon. I følge Oljedirektoratets innrapporterte tall, beløper samlede letetekostnader i årene 1980 - 1996 seg til ca 132 milliarder 1996-kroner.

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



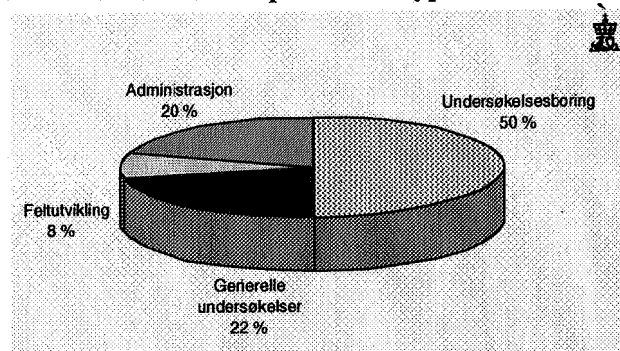
Nedenfor vises lete- og planleggingskostnadene for 1996 fordelt på ulike kostnadstyper. Beløpene er basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 1.9.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftene.

Lete- og planleggingskostnader	Millioner kroner
Leteboring	2 721
Generelle undersøkelser	1 207
Feltevalueringer	432
Administrasjon ¹⁾	1 096
Totalt	5 456

¹⁾ Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

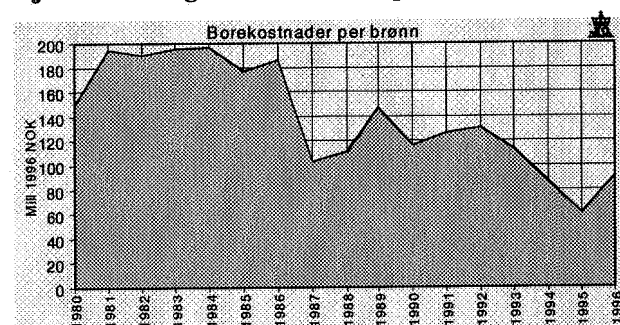
I 1996 utgjør andelen letetekostnader til leteboring 50 %, mens tilsvarende tall for 1995 er 45 %. Andelen utgifter til generelle undersøkelser er 22 % i 1996 og 14 % i 1995. Generelle undersøkelser omfatter blant annet inn-samling av seismikk.

Figur 1.9.1.b
Letetekostnader fordelt på kostnadstyper



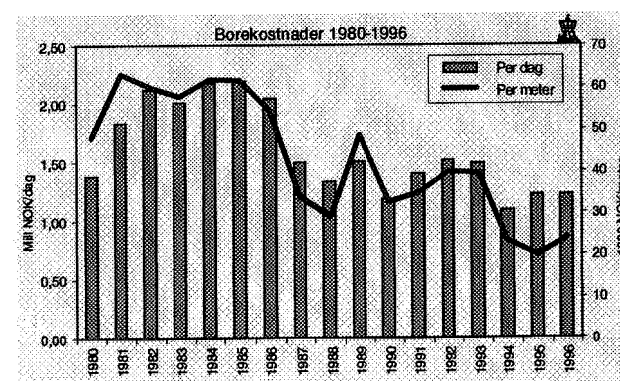
Figur 1.9.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn, det vil si undersøkelses- og avgrensingsbrønner. For 1996 ble det boret for rundt 2,7 milliarder kroner, og kostnaden per brønn er beregnet til ca 91 millioner kroner. Dette er en økning i forhold til 1995 da det ble boret for rundt 2,1 milliarder kroner, noe som utgjorde rundt 61 millioner kroner per brønn.

Figur 1.9.1.c
Gjennomsnittlige borekostnader per letebrønn



Figur 1.9.1.d viser gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1996.

Figur 1.9.1.d
Gjennomsnittlig borekostnad per dag og per meter boret i årene 1980 - 1996



1.9.2 AKTIVITETSNIVÅ MOT 2006

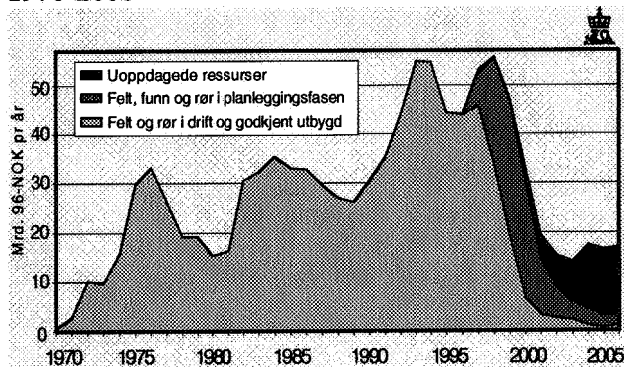
Oljedirektoratet har sett nærmere på det forventede totale aktivitetsnivået på norsk sokkel fram mot 2006. Det anslås at total petroleumproduksjon kan øke mot et nivå på ca 290 millioner Sm³ o.e. i 2001, for deretter å reduseres noe. Det er knyttet en viss usikkerhet til forventet produksjon framover. Spesielt vil den framtidige olje- og gassprisutviklingen påvirke den langsiktige produksjonsutviklingen.

Anslag på totalt investeringsnivå i perioden 1970-2006 er vist i figur 1.9.2.a. Investeringsnivået nådde en topp i 1993 og 1994 med investeringer på ca 55 milliarder 1996-kroner hvert år. Årene deretter sank investeringsomfanget noe, men anslås å nå opp i samme størrelsesorden i 1998. Deretter anslås det at investeringene vil synke til under 20 milliarder kroner fra 2001. Investeringer knyttet til ressurser som i dag er i planleggingsfasen samt uoppdagede ressurser, utgjør det meste av forventet investeringsnivå mot 2006. Det er stor usikkerhet knyttet til anslagene på investeringskostnader, spesielt for uoppdagede ressurser. Endringer i framtidige olje- og gasspriser vil få betydning for anslaget for framtidig investeringsnivå.

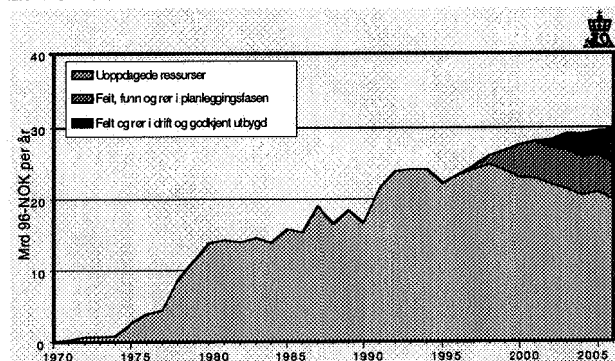
Figur 1.9.2.b viser anslag på utviklingen i de totale driftskostnader på norsk sokkel fram mot 2006. Driftskostnadene inkluderer CO₂-avgifter og forsikringer. Det er stor usikkerhet knyttet til anslagene på driftskostnader, spesielt for uoppdagede ressurser. Forbedret ressursutnyttelse, større grad av samordning av driftsrelaterte oppgaver, felles bruk av infrastruktur og utvikling av ny kostnadseffektiv teknologi er viktige utfordringer for å redusere driftskostnadene på norsk sokkel. Dette vil kunne forlenge feltenes økonomiske levetid.

Figur 1.9.2.c viser anslag på utviklingen i driftskostnader per produsert enhet for felt i drift. Mange av feltene som er i produksjon nå, produserer på platånivå slik at virksomheten er inne i en periode med relativt lave driftskostnader per produsert enhet. Etter hvert som produksjonen fra feltene går over i nedtrappingsfasen, vil driftskostnader per produsert enhet øke.

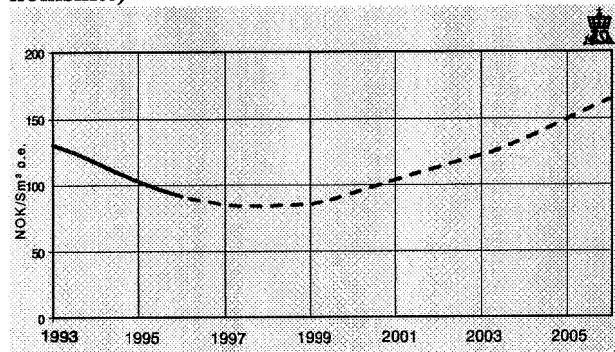
Figur 1.9.2.a
Investeringer i felt, funn og rør på norsk sokkel 1970-2006



Figur 1.9.2.b
Driftskostnader for felt, funn og rør på norsk sokkel 1970-2006



Figur 1.9.2.c
Driftskostnader per produsert enhet for felt i drift. Tariffkostnader er ikke medregnet. (Glidende gjennomsnitt)



1.9.3 STATENS DIREKTE ØKONOMISKE ENGASJEMENT

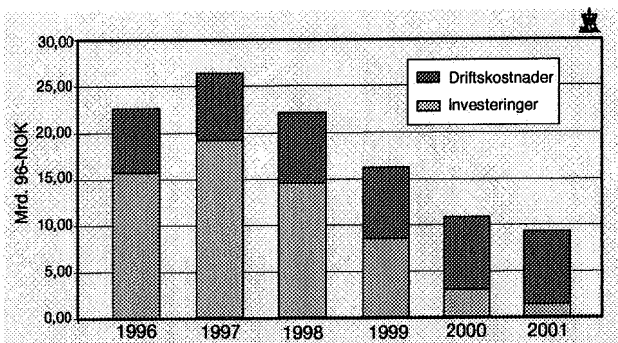
Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) i petroleumsvirksomheten ble opprettet med virkning fra 1985.

Historisk har hovedprinsippet vært at betalingsstrømmene knyttet til den samlede statlige deltagelse i utvinningstillatelser ble delt i en Statoil andel (20 %) og en SDØE andel (30 %). Dette prinsippet er imidlertid endret noe de senere år. I 15. konsesjonsrunde ble det også tildelt blokker uten SDØE deltagelse. 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 1996-2001 er anslått til 152 milliarder kroner (udiskontert, faste 1996-kroner). Dette omfatter investeringer i felt i produksjon og felt godkjent utbygd, samt i rørledninger i drift og godkjent utbygd. SDØEs andel utgjør om lag 41 %.

Figur 1.9.3
SDØE andel av kostnader



Samlede driftskostnader i perioden er anslått til 142 milliarder kroner. Kostnadene omfatter påløpte driftskostnader og CO₂-avgifter, men er ekskludert tariffene. SDØEs samlede andel av disse investerings- og driftskostnadene utgjør om lag 107 milliarder kroner. SDØEs andel utgjør om lag 32 %. Fordelingen over tid framgår av figur 1.9.3.

Av samlet forventet produksjon ventes SDØE å stå for om lag 49 % av både olje- (inkludert kondensat) og gassproduksjon i samme periode.

Statens direkte investeringer i oljevirksomheten har de senere år hatt en høy avkastning. Økningen er en følge av at SDØE er på vei over fra en oppbyggings- til en driftsfasen. SDØEs netto kontantstrøm forventes å øke ytterligere de nærmeste årene. På sikt anslås SDØEs netto kontantstrøm å utgjøre over halvparten av statens inntekter fra petroleumsvirksomheten.

Et av hovedmålene 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 glide-skala i favør av SDØE, har staten hentet inn størst mulig andel av felts nåverdi.

1.9.4 RÅOLJEMARKEDET

Verdens oljeproduksjon (eksklusiv NGL) er for 1995 anslått til ca 63,4 millioner fat per dag (Kilde: Oil and Gas Journal (OGJ) desember 1996). Dette tilsvarer knapt 3,7 milliarder Sm³ per år, og innebærer en stigning på 2,5 % fra 1995 til 1996. Produksjonen fra OPEC-landene økte med 2,8 %, det vil si noe over 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 1996 knapt 5 % av verdensproduksjonen. Norges produksjon økte i følge OGJ med ca 11 % i 1996, og var i 1996 17 % høyere enn den britiske produksjonen, som økte med knapt 3 %. Oljedirektoratets egne tall viser en noe større økning for norsk oljeproduksjon (+12,1 %). OPECs markedsandel var vel 40 %.

Verdens påviste oljeressurser var ved utgangen av 1996 i følge OGJ 162 milliarder Sm³, opp vel 1 milliard fra 1995.

Dette utgjør 44 års produksjon på 1996-nivå. Veksten fant i all hovedsak sted i OPEC, der særlig Iran og Irak økte ressursanslagene. Anslaget for ressurser utenfor OPEC er stort sett uendret, med størst økning for Norge, og en reduksjon for andre ikke-OPEC-land under ett. Vurdert ut fra ressursanslagene vil framtidens største oljeproduiserende områder være OPEC og Midt-Østen.

Ved inngangen av 1996 var prisen på Brent Blend-olje 17-18 dollar per fat. Oljeprisen steg deretter markert fra februar til midten av april. Lave lagre kombinert med kaldt vær bidro til å forklare oppgangen. Utover høsten steg oljeprisen ytterligere. Dette medførte at gjennomsnittlig normpris for norskprodusert olje ble knapt 21 dollar per fat; målt i kroner vel 135 kroner. Til sammenlikning var prisen i 1995 for norskprodusert olje i gjennomsnitt ca 108 kroner per fat (ca 17 dollar).

1.9.5 GASSMARKEDET

All norsk eksport av gass går i dag til Vest-Europa. Norge eksporterte i 1996 gass til Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Spania og Østerrike. Figur 1.9.6.c viser fordeling av gassalg på ulike kjøperland.

I 1996 utgjorde eksporten fra Norge 38,1 milliarder Sm³ (41,5 MJ/Sm³), en økning på ca 10,5 milliarder 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. Også andre selskap har vært trukket inn ved forhandlingene av enkelte gassalgskontrakter. GFU forhandler fram kontrakter med kjøpere av norsk gass. Rettighetshaverne i en utvinnings-tillatelse har imidlertid mulighet til å avsette gassen på egenhånd. Innenfor rammen av den eksisterende gassorganiserings opprettet myndighetene Forsyningsutvalget (FU) i 1993. Utvalget som består av de største ressurs-eierne på norsk sokkel, skal ha en rådgivende funksjon overfor Nærings- og energidepartementet i spørsmål knyttet til utbygging og forvaltning 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 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 % opsjonene, som ga kjøperne rett, men ikke plikt å motta leveranser utover basisvolumene. Etter at disse opsjonene er innfridd, utgjør disse salgene 40,8 milliarder Sm³ per år på platå.

Nyere forpliktelser

I 1992 ble Electrabel-kontrakten (Belgia) inngått. I 1993 ble det inngått to nye kontrakter for 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 enighet med britiske myndigheter.

Nye salg

Det har i løpet av 1996 pågått forhandlinger og samtaler med mulige kjøpere i en rekke land. En kontrakt med det italienske selskapet SNAM på 6 milliarder Sm³ gass årlig med mulighet for utvidelse til 8 milliarder Sm³ og en kon-

trakt på 3 milliarder Sm³ per år med det tsjekkiske selskapet Transgas kan være nær forestående.

Salg av norsk gass til det skandinaviske markedet har hittil ikke vært økonomisk interessant. Det samme gjelder salg av nedkjølt gass (LNG).

Det er et potensial for at Norges totale gassalg på sikt kan nå 80 milliarder Sm³ per år. Figur 1.9.5 viser forpliktete og mulige nye salg. Forpliktete volumer er fordelt mellom feltkontrakter, tildelte volumer og ikke-tildelte volumer. Det er Nærings- og energidepartementet som tilde-ler volumer etter råd fra Oljedirektoratet og Forsyningsutvalget.

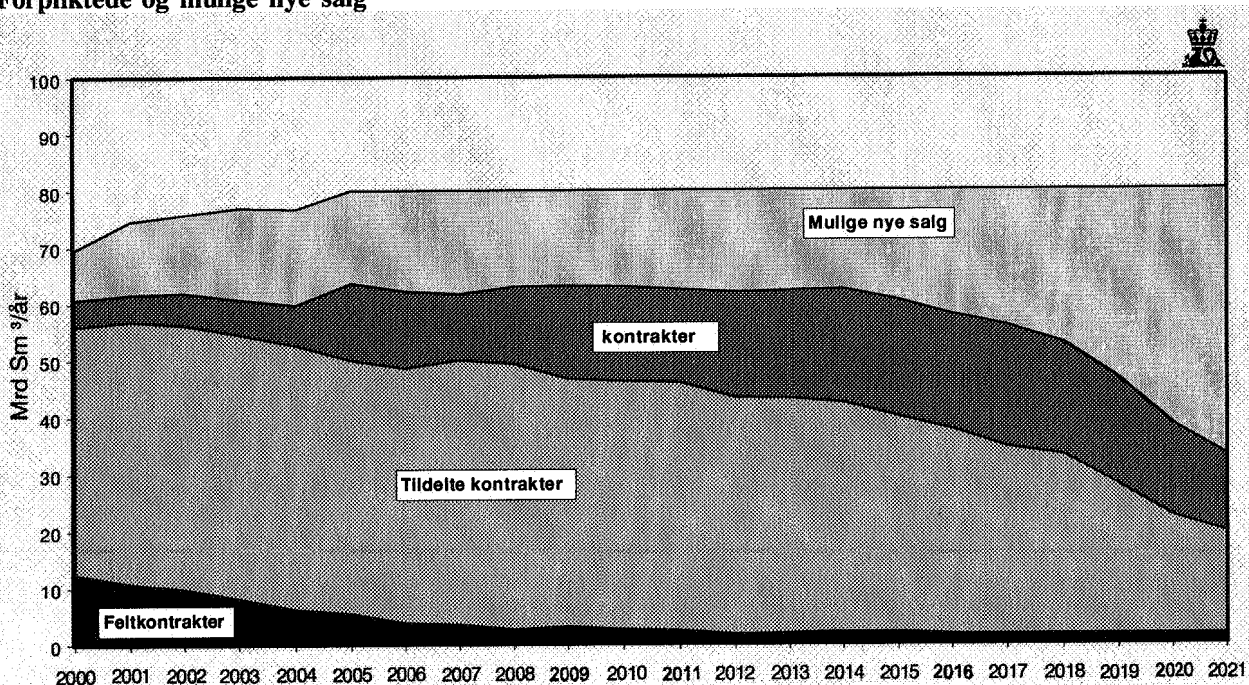
Bruk av gass i Norge

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

Det viktigste norske gassmarkedet finnes nå på kontinentalsokkelen. De største kjøperne er Oseberg og Ekofisk. På Oseberg injiseres gassen for å oppnå økt utvinning av olje. Ekofisk kjøper gass fra flere felt, til brensel og andre formål. 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 1996 brukt 15,9 milliarder Sm³ gass til injeksjon og 2,8 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 er det også ilandført gass til Kollsnes (Hordaland) og Tjeldbergodden (Møre og Romsdal).

Stortinget godkjente i februar 1992 at Heidrun skal levere ca 0,7 milliard Sm³ gass årlig til en metanolfabrikk

Figur 1.9.5
Forpliktete og mulige nye salg



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.

I 1994 etablerte Statkraft, Statoil og Norsk Hydro et felles selskap, Naturkraft. Naturkraft har i 1996 fått konsesjon for utbygging og drift av to gasskraftverk. Kraftverkene skal etableres på Kårstø og Kollsnes. Samlet forbruk av gass i gasskraftverkene vil bli 0,9 milliard Sm³ gass per år.

1.9.6 SALG AV PETROLEUM FRA NORSK KONTINENTALSOKKEL

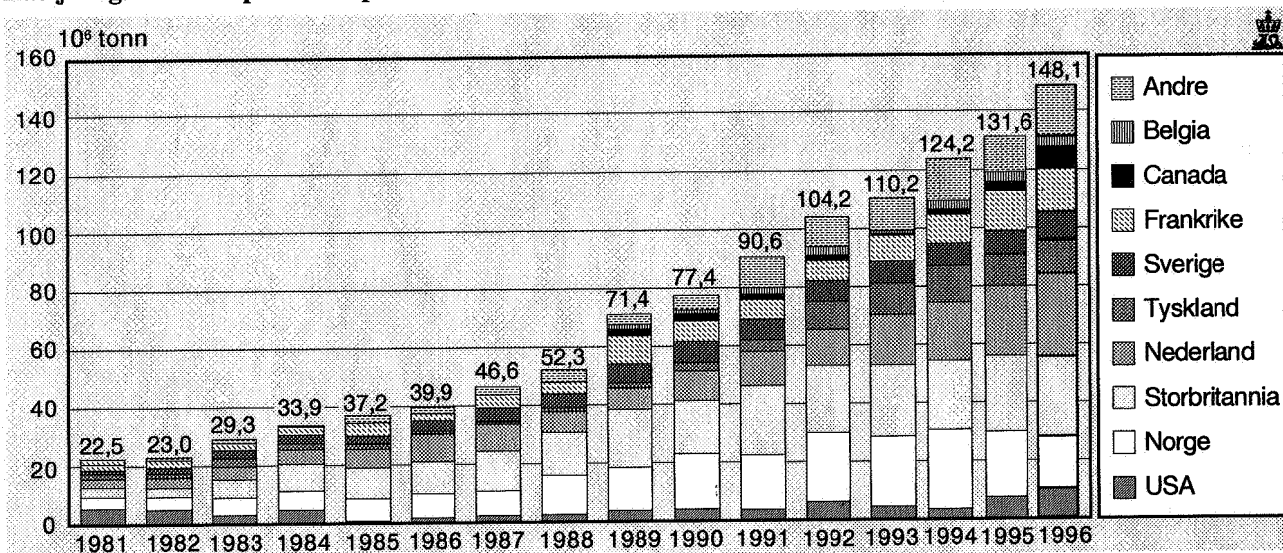
Det ble i 1996 solgt 148,1 milliarder tonn råolje fra norsk kontinental sokkel. Dette representerer en økning på 12,5 % i forhold til 1995. Nederland var den største mottaker

med 28,4 % av skipningene, Storbritannia mottok 27,2 %, Norge 18,1 %, Frankrike 15,4 % og Tyskland 11,7 %. I 1996 mottok Norge 22,4 %, en nedgang i forhold til 1995. Figur 1.9.6.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1981 -1996.

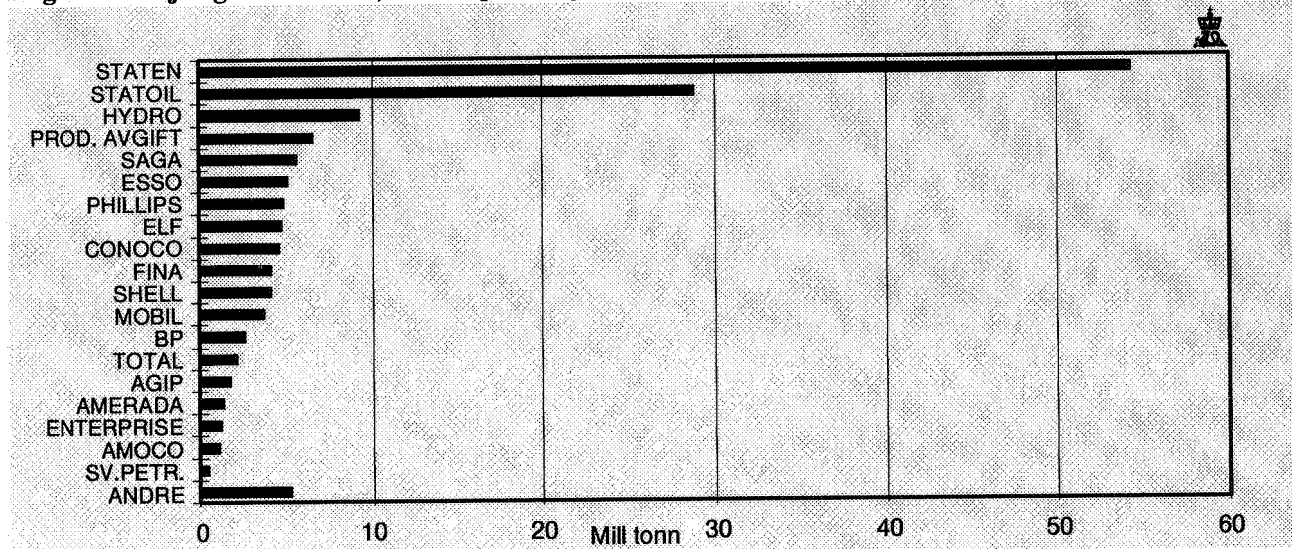
Fram til 1988 er Belgia og Kanada med under gruppen andre. Salg av NGL (inkludert kondensat) fra norsk sokkel nådde i 1996 opp i 7,1 millioner tonn. Dette er 0,6 millioner tonn mer enn i 1995. Figur 1.9.6.b viser salget av råolje og NGL i 1996, fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte 38,1 milliarder Sm³ gass i 1996. Dette er en oppgang på 38,0 % i forhold til 1995. Det ble solgt 14,6 milliarder Sm³ til Tyskland, 1,7 milliarder Sm³ til Storbritannia, 10,6 milliarder Sm³ til Frankrike, 4,3 milliarder Sm³ til Nederland, 5,1 milliarder Sm³ til Belgia, 1,4 milliarder Sm³ til Spania og 0,3 milliarder Sm³ til Østerrike, jf figur 1.9.6.c. Figur 1.9.6.d viser gassalget fordelt på rettighetshavere. Salg under TGSA-kontraktene

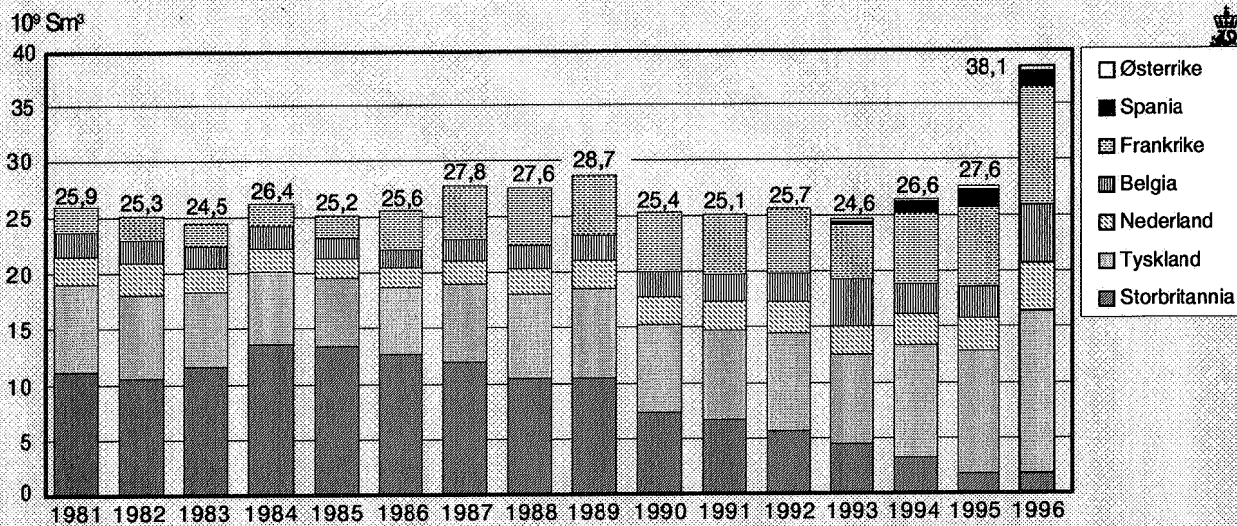
Figur 1.9.6.a
Råoljesalget fordelt på land i perioden 1981 -1996



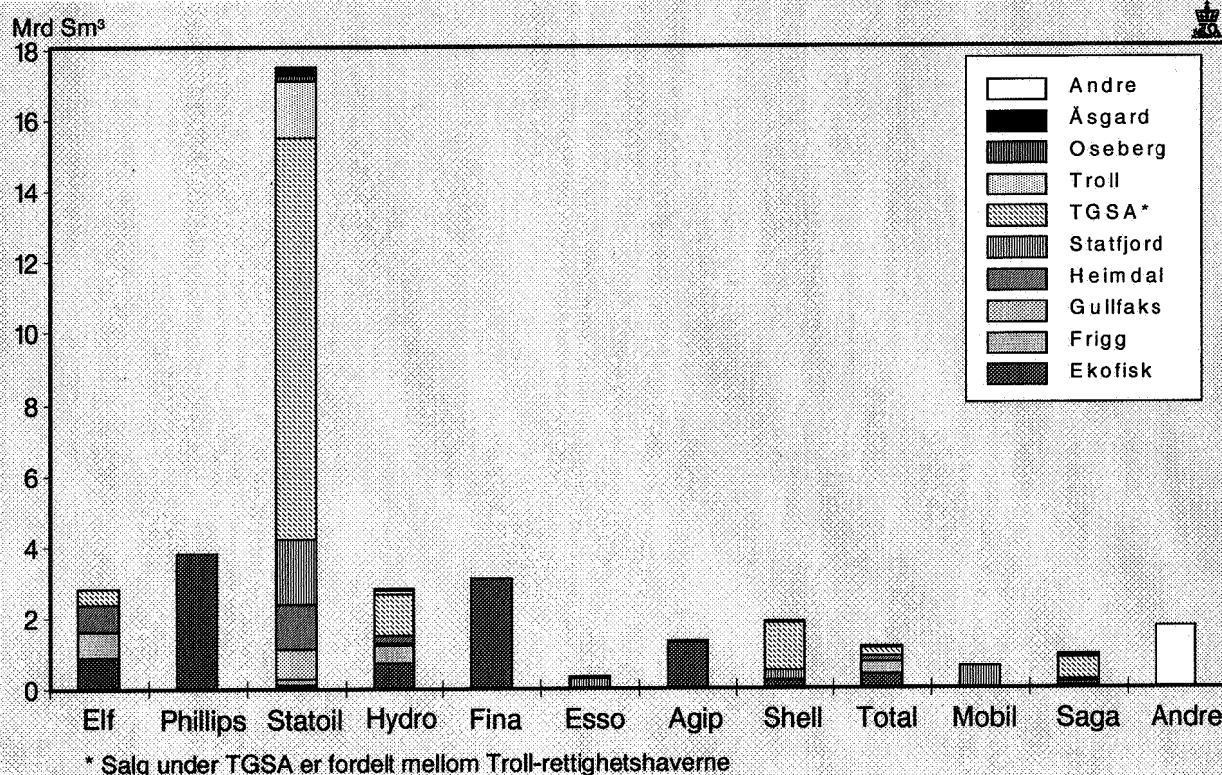
Figur 1.9.6.b
Salget av råolje og NGL i 1996, fordelt på rettighetshavere



Figur 1.9.6.c.
Salg av gass fordelt på land



Figur 1.9.6.d
Solgt gass per rettighetshaver i 1996



er fordelt mellom Troll-rettighetshaverne. I kolonnen «andre» er det ikke skilt ut selskaper, da denne inneholder tall fra flere små felt og det ville bli svært unøyaktig å tegne disse inn.

1.9.7 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift. Produksjonsavgift beregnes etter be-

stemmelsene i petroleumsloven. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produsert petroleum ved utvinningssrådets avskjningspunkt. Ettersom prisen på petroleumsproduktene normalt ikke fastsettes på avskjningspunktet, vil i praksis beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

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.

Tabell 1.9.7.a
Totalt innbetalt produksjonsavgift i 1995 og 1996 (millioner NOK)

Produkt	Felt/område	1995	1996
Olje	Ekofiskområdet, Ula og Valhall	1 500,4	1 766,8
	Staffjord	2 610,5	2 457,6
	Murchison	8,3	13,2
	Heimdal	*-7,8	6,2
	Oseberg	934,9	1 164,9
	Gullfaks	807,7	864,7
NGL	Ekofiskområdet	22,2	21,5
	Valhall	4,8	4,3
	Ula	2,9	1,9
	Murchison	1,0	0,1
	Heimdal	**-0,8	0,1
SUM		5 884,1	6 301,3

* Refusjon av transportkostnader for avgiftsolje for tidligere år

** Tilbakebetalt produksjonsavgift for gass for tidligere år

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.

Total produksjonsavgift

Fra rettighetshaverne på norsk sokkel er det i 1996 innbetalt kroner 6 301 343 399,- i produksjonsavgift til Oljedirektoratet. Tabell 1.9.7.a viser fordelingen på de ulike petroleumprodukt for 1995 og 1996. Figur 1.9.7 viser innbetalt produksjonsavgift 1987 - 1996.

Produksjonsavgift olje

Det er i 1996 innbetalt kroner 6 273 398 061,- i produksjonsavgift for olje fra Ekofiskområdet, Ula, Valhall, Staffjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks, se tabell 1.9.7.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 månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumspriserådet. På tross av at mottatt kvantum avgiftsolje er redusert med over 14 % i 1996 på grunn av lavere

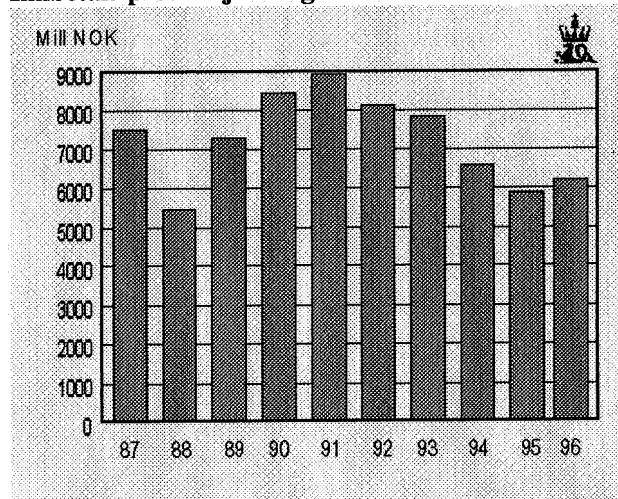
produksjon på de felt hvor det er produksjonsavgift, har produksjonsavgiften på olje likevel økt med 7,2 % som en følge av betydelig høyere oljepriser i 1996 enn i 1995.

Produksjonsavgift NGL

Det er i 1995 innbetalt kroner 27 945 338,- i produksjonsavgift for NGL. Tabell 1.9.7.c viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist. Avregningen for NGL har foregått etter kontraktspriser

Figur 1.9.7
Innbetalt produksjonsavgift 1987-1996



Tabell 1.9.7.b
Innbetalt produksjonsavgift for olje (NOK)

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1996
Ekofiskområdet, Ula og Valhall	791 717 859	975 048 942	1 766 766 801
Staffjord	1 249 839 752	1 207 802 191	2 457 641 943
Murchison	4 897 026	8 322 780	13 219 806
Heimdal	0	6 240 267	6 240 267
Oseberg	490 664 951	674 198 113	1 164 863 064
Gullfaks	427 532 440	437 133 740	864 666 180
SUM	2 964 652 028	3 308 746 033	6 273 398 061

sett 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 reduksjon i innbetalt avgift på NGL fra 1995 til 1996 på vel 7 %.

Tabell 1.9.7.c
Innbetalt produksjonsavgift for NGL (NOK)

Felt/område	1. halvår	2. halvår	Totalt 1996
Ekofiskområdet			
Phillipsgruppen	11 044 130	10 177 433	21 221 563
Amocogruppen (Tor)	15 401	67 345	82 746
Dyno/Methanor	171 685		171 685
Sum	11 231 216	10 244 778	21 475 994
Valhall	1 633 579	2 719 636	4 353 215
Ula	1 237 842	664 835	1 902 677
Murchison	26 892	40 387	67 279
Heimdal		146 173	146 173
Sum alle felt	14 129 529	13 815 809	27 945 338

1.9.8 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1996 innkrevd kroner 1 258 005 634,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelseter som vist i tabell 1.9.8.

Oljedirektoratet har refundert kroner 98 751 176,- i arealavgift i 1996. Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgiftsoppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

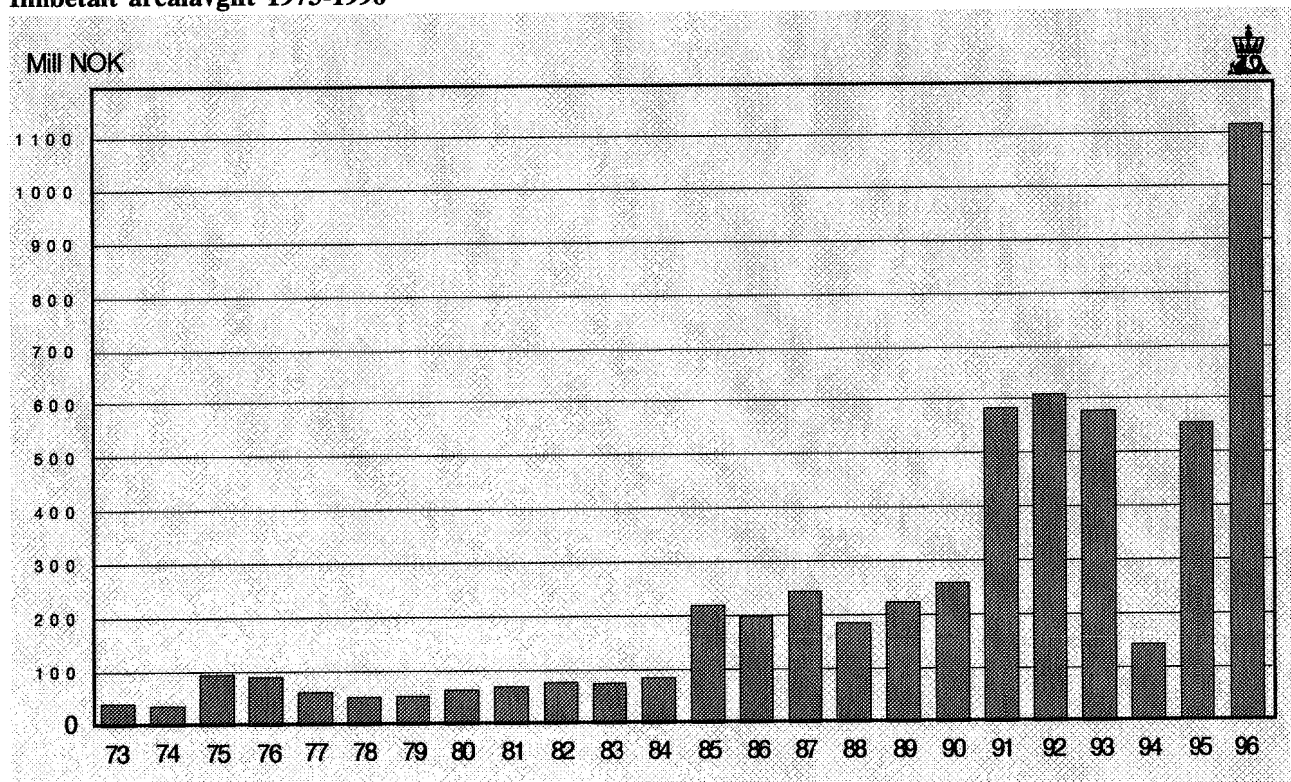
Figur 1.9.8.a viser netto innbetalt arealavgift 1973 - 1996. For 1996 er det en økning fra 1995 på over 600 millioner kroner. Årsaken til dette er at utvinningstillatelseter tildelt i henhold til 1972-resolusjonen og petroleumsloven, betalte inn arealavgift for 1996 den 2. januar 1996 og for 1997 den 31. desember 1996.

Produksjons- og arealavgiften for 1996 utgjorde 33 % av totalt innbetalte skatter og avgifter fra petroleumsvirksomheten. Avgiftens andel har variert over tid. Høyest andel hadde vi i 1989 med 53 %. Figur 1.9.8.b viser totalt innbetalte skatter og avgifter 1980 - 1996.

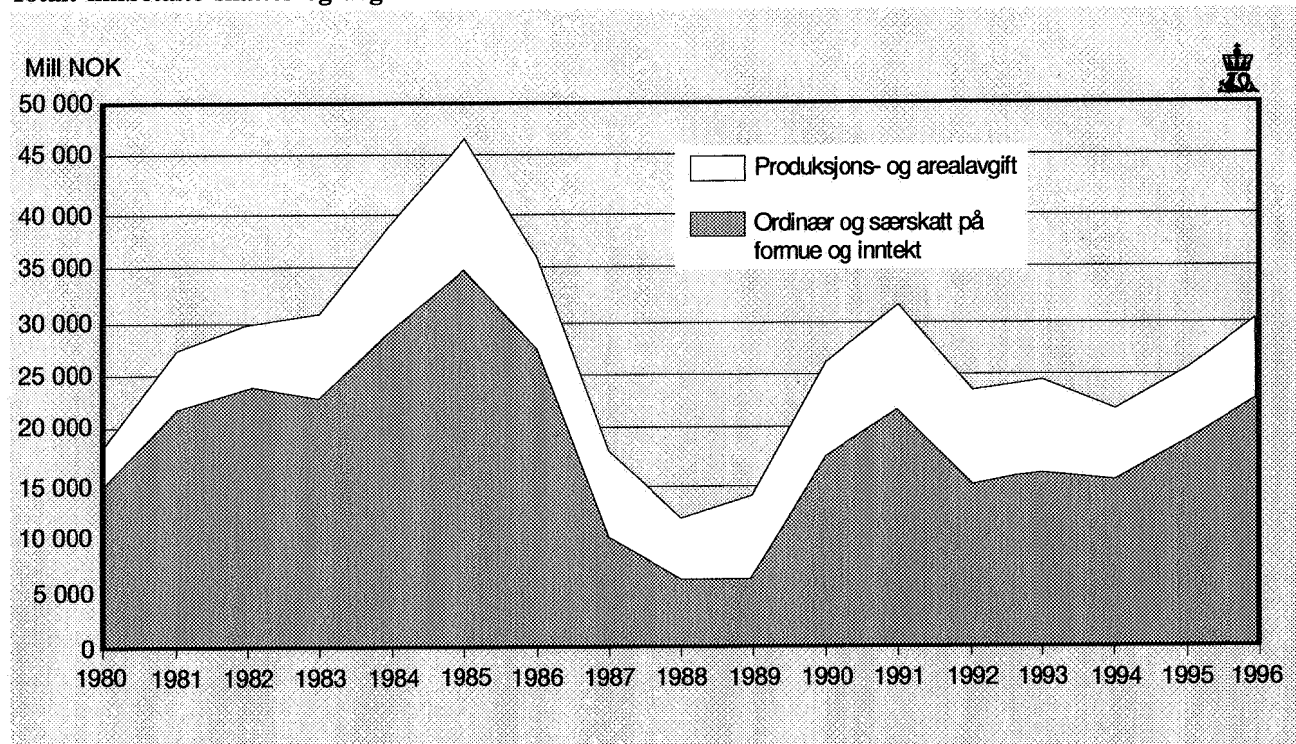
Tabell 1.9.8
Arealavgift fordelt på utvinningstillatelseter

Utvinningstillatelseter tildelt per år	NOK
1965	59 286 556
1969	48 563 066
1971	4 899 904
1973	70 956 000
1975	57 591 000
1976	147 744 000
1977	41 652 000
1978	84 807 000
1979	244 560 864
1981	135 465 897
1982	46 922 250
1983	71 153 589
1984	77 653 168
1985	83 442 780
1986	20 005 236
1987	9 443 096
1988	24 372 601
1989	8 897 210
1991	9 390 287
1992	439 028
1995	10 760 102
Totalt	1 258 005 634

Figur 1.9.8.a
Innbetalt arealavgift 1973-1996



Figur 1.9.8.b
Totalt innbetalte skatter og avgifter



1.9.9 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 myndighet 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 eller ren CO₂ som slippes ut til luft på innretning som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum. Avgiften er også pålagt norske innretninger 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 1995 og 1996 satt til henholdsvis 0,83 og 0,85 kroner per Sm³ gass og kroner 0,83 og 0,85 per liter diesel. Den innbetales halvårsvis med tre måneders betalingsfrist (per 1.oktober og 1.april påfølgende år) av operatøren for de enkelte felt og installasjoner. Tabell 1.9.9 viser totalt innbetalt avgift i 1996. Avgiften er fordelt på de enkelte felt og transportsystemer. Korrigeringer som gjelder tidligere halvår er medregnet. Det ble totalt innbetalt kroner 2 787 225 474,- i 1996.

Tabell 1.9.9
Innbetalt CO₂-avgift i 1. og 2. halvår 1996 (NOK)

Felt:	1.halvår	2.halvår	Totalt 1996
Ekofiskområdet	361 601 016	363 984 714	725 585 730
Friggområdet	19 673 063	16 264 241	35 937 304
Gullfaks A+B+C	164 375 997	163 736 950	328 112 947
Yme		19 092 737	19 092 737
Gyda	19 755 632	18 259 430	38 015 062
Heimdal	18 834 322	25 603 001	44 437 323
Hod	76 692	72 165	148 857
Murchison	7 815 174	9 734 643	17 549 817
Odin	29 382	110 840	140 222
Oseberg A+B+C	137 139 240	144 970 050	282 109 290
Brage	30 147 260	34 047 600	64 194 860
Sleipner	57 132 610	51 379 604	108 512 214
Statfjord A+B+C	227 099 559	218 149 628	445 249 187
Ula	26 862 837	25 769 661	52 632 498
Valhall	36 910 237	38 626 651	75 536 888
Veslefrikk	28 507 097	27 458 520	55 965 617
Snorre	43 507 999	48 314 379	91 822 378
Draugen	25 845 564	27 453 959	53 299 523
Troll A		24 004 238	24 004 238
Troll B	24 992 130	37 060 000	62 052 130
Heidrun	64 937 382	63 087 145	128 024 527
Transportsystemer:			
Norpipe	49 305 367	75 005 458	124 310 825
Statpipe	7 536 293	2 955 007	10 491 300
Sum	1 352 084 853	1 435 140 621	2 787 225 474

2. Sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning

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 petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fag-etater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

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.

Prinsippet 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 bedriftens styringssystemer.

Det systemrettede tilsyn består av systemrevisjoner som understøttes av verifikasjoner. Systemrevisjonene har til hensikt å fastslå om styringssystemer er etablert og at de fungerer som forutsatt. 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.

2.1 RAMMESETTING

Generelt

Oljedirektoratet har også i 1996 foretatt årlig oppdatering av regelverket. Oppdateringen har omfattet innarbeidelse av relevante deler av EØS-avtalen på elektroområdet samt mindre justeringer eller presiseringer i regelverket for øvrig. Direktoratet har opprettholdt et stort engasjement med hensyn til oppfølging av pågående standardiseringsarbeid av betydning for petroleumsvirksomheten samt oppfølging av EØS-avtalen.

Overordnet regelverk

Oljedirektoratet har i 1996 bistått Kommunal- og arbeidsdepartementet med å revidere de departementale forskriftene under petroleumsloven. Direktoratet har således ved årsskiftet oversendt til departementet forslag til eksterne høringsutkast til nye forskrifter om:

- sikkerhet i petroleumsvirksomheten,
- styring av egen aktivitet for å etterleve myndighetskrav i petroleumsvirksomheten (internkontroll),
- refusjon av utgifter i forbindelse med tilsyn med petroleumsvirksomheten.

Høringsutkastene er harmonisert med den nye petroleumsloven og innarbeider brukererfaring samt relevante Norsok-anbefalinger.

Ny regelverksstruktur for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

Oljedirektoratet har oversendt et forslag til Kommunal- og arbeidsdepartementet om en ny regelverksstruktur for regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten.

Forslaget innebærer at det blir utarbeidet fire nye tematiske forskrifter innenfor områdene styring, dokumentasjon, teknologi og operasjon. Disse fire forskriftene vil blant annet ta opp i seg de 14 gjeldende tematiske forskriftene for området sikkerhet og arbeidsmiljø. Forslaget innebærer videre at det nye regelverket utarbeides med sikte på å kunne tre i kraft ved årsskiftet 1999/2000.

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

Forslaget må ses i sammenheng med det arbeid som er igangsatt for å vurdere om hele eller deler av Oljedirektoratets tekniske veiledninger kan innarbeides i eksisterende eller nye industristandarder.

Forslaget som er sendt til departementet, har vært diskutert på generelt grunnlag med arbeidstaker- og næringsorganisasjonene i møter i Ekstern Referansegruppe for Regelverksutvikling (ERR). Medlemmene i ERR har gitt sin generelle tilslutning til de tanker som ligger bak forslaget om en ny regelverksstruktur.

Forslaget om en ny regelverksstruktur må videre sees i lys av de muligheter omleggingen vil skape med hensyn til:

- ytterligere forenkling av det samlede sokkelregelverket,
- målet om å videreutvikle regelverket innenfor områdene styring og bruk, mens den mer teknisk-faglige normeringen i større grad gjennomføres av standardiseringsorganisasjonene i et organisert samarbeid mellom næring og myndigheter,
- å kunne sette ytterligere fokus på utvikling av og arbeide mer konsentrert med områder som i dag ikke er tilstrekkelig eller helhetlig regulert eller samordnet i det samlede sokkelregelverket,
- bedre tilrettelegging for tverrfaglighet i og samordning av saksbehandling i henhold til den etablerte tilsynsordningen for sokkelvirksomheten,
- bedre tilpasning av regelverksstrukturen til strukturen i EØS-regelverket for på den måten også å tilrettelegge

bedre for innarbeidelse av EØS-avtalen og senere eventuelle tillegg til denne i det samlede sokkelregelverket.

Det er alminnelig enighet mellom Oljedirektoratet og partene som er representert i ERR, at den ekstra bruken av ressurser som må påregnes på kort sikt som følge av utarbeidelse og iverksettelse av det nye regelverket, vil bli mer enn oppveid ved den rasjonaliseringsgevinst som vil bli oppnådd på lengre sikt. Næringen har således gitt sin støtte til det videre arbeidet.

Norsok-standarder

I kapittel 5.1 redegjøres det for forslaget fra Norsok om å innarbeide hele eller deler av det materielle innholdet i Oljedirektoratets tekniske veiledninger i sine standarder.

2.2 TILSYNSVIRKSOMHET

Tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten er i all hovedsak gjennomført i samsvar med prioriterte satsingsområder for 1996.

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.

Forhold som har innvirkning på utarbeidelsen av direktoratets tilsynsplan, er blant annet:

- signaler fra Kommunal- og arbeidsdepartementet,
- operatørens aktivitetsplaner,
- innspill fra koordinerte og bistandsgivende etater,
- nytt og endret regelverk,
- erfaringer med operatørselskapene, ulykker og hendelser,
- utviklingstrender innenfor teknologi og organisasjon.

Utgiftene for tilsyn mot det enkelte operatørselskapet faktureres det enkelte selskap etter gebyrer som er fastsatt ved forskrift. I 1996 ble det utført gebyrrelevant arbeid i 60 000 timeverk. Volumet av tilsynsvirksomheten har vært noenlunde konstant gjennom flere år, til tross for at den samlede aktivitet på sokkelen stadig øker. Gjennom effektiviseringstiltak har Oljedirektoratet likevel kunnet opprettholde et forsvarlig tilsyn med virksomheten.

2.2.1 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 regel-

verkskrav 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 1996 ble det gitt til sammen 115 samtykker, mot 105 året før. Samtykkene som ble gitt i 1996, fordeler seg slik på de forskjellige samtykkekategoriene (tilsvarende tall for 1995 i parentes):

2	(4)	samtykker til undersøkelse
24	(21)	samtykker til leteboring
9	(8)	samtykker til detaljprosjektering
11	(12)	samtykker til fabrikkasjon
16	(16)	samtykker til installering
27	(21)	samtykker til bruk
8	(10)	samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
4	(1)	samtykke til fjerning av innretning
14	(12)	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.

2.2.2 PRIORITERTE SATSINGSOMRÅDER

I 1996 har Oljedirektoratet prioritert tilsynsaktiviteter under følgende satsingsområder:

- Nye utbyggingsprosjekter
- Aldrende innretninger
- Næringens styring og måloppnåelse innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Nye utbyggingsprosjekter

Oljedirektoratet ser det som viktig å prioritere tilsyn med operatørselskapenes styring med sine aktiviteter i de tidligste fasene i utbyggingsprosjektene, hvor det blir tatt beslutninger som får avgjørende betydning for sikkerhet og arbeidsmiljø i driftsfasen. Myndighetene ønsker å stimulere til nytenkning både innenfor teknologi og organisasjon, og har blant annet gjennom utformingen av regelverket søkt å legge til rette for dette. Utbyggingsløsninger som tidligere er uprøvd på norsk sokkel, kan imidlertid innebære nye utfordringer knyttet til sikkerhet og arbeidsmiljø, og Oljedirektoratet prioriterer derfor tilsyn med operatørens vurderinger og beslutningsprosesser knyttet til slike utbygginger.

Tilsyn under dette satsingsområdet har derfor i hovedsak vært rettet mot utbyggingsprosjektene Varg (Saga),

Åsgard A og B (Statoil) og Balder (Esso). Alle disse utbyggingene er flyttbare produksjonsinnretninger med skipsskrog, med unntak av Åsgard B, som bygges ut med en halvt nedsenkbar flyttbar produksjonsinnretning. Utbyggingprosjektene har befunnet seg i ulike prosjektfaser og hatt ulike framdriftsplaner, slik at tilsynet har omfattet både prosjektering og fabrikkasjon.

Den flyttbare produksjonsinnretningen som skal benyttes på Balder, ble imidlertid bygget på «spekulasjon», det vil si at innretningen ble prosjektert og fabrikkasjonen påbegynt før eieren inngikk kontrakt med operatør om bruken av innretningen. Det ble av den grunn ikke ført tilsyn i prosjekteringsfasen og tidlig i fabrikkasjonsfasen. Etter at Esso overtok ansvaret for innretningen, har det imidlertid vært gjennomført flere tilsynsaktiviteter mot prosjektet.

I tillegg til gjennomført tilsyn har det vært avholdt statusmøter og andre møter med prosjektene. I statusmøtene har Oljedirektoratet lagt vekt på å få fokus på sikkerhet og arbeidsmiljø. Direktoratet har ved behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) identifisert mulige avvik fra regelverket og har i statusmøtene satt søkelys på operatørens håndtering av disse.

Generelt har Oljedirektoratet registrert at alle prosjektene på en tilfredsstillende måte har lagt til rette for å dra nytte av tidligere driftserfaring og for arbeidstakermedvirkning, blant annet gjennom verneombudsfunksjonen og arbeidsmiljøutvalgene.

Felles for alle disse utbyggingprosjektene er at operatørselskapene har satt seg ambisiøse mål når det gjelder gjennomføringstid og økonomi. Gjennomgående er det Oljedirektoratets inntrykk at selskapene gjennom sine egne tilsynsaktiviteter følger opp forhold som direktoratet påpeker, og at disse korrigeres innen fastsatte tidsfrister. I tillegg demonstrerer selskapene at resultatene fra direktoratets tilsyn benyttes aktivt i erfaringsoverføring mellom selskapene for å unngå at feil gjentas. Etter initiativ fra Oljedirektoratet er det blitt avholdt erfaringsoverføringsmøter mellom selskapene.

De største problemene har vært knyttet til Balderprosjektet. Modifikasjonsarbeider på innretningen som var nødvendige som følge av mangler både i forhold til regelverket og til operatørens egne krav, har ført til at produksjonsstart er blitt forsinket.

Aldrende innretninger

Stadig flere innretninger er nå inne i eller nærmer seg slutten på sin produksjonsfase. I denne fasen vil operatørselskapene søke å redusere driftskostnadene, for derved å kunne forlenge produksjonen og dermed bedre ressursutnyttelsen. Samtidig medfører dette ofte at både innretning og utstyr blir benyttet ut over den opprinnelig planlagte levetid. Oljedirektoratet prioriterer derfor tilsyn med at rettighetshavernes beslutninger gjennomføres på en måte som opprettholder forsvarlig sikkerhet og arbeidsmiljø i denne fasen.

Tilsyn under dette satsingsområdet har omfattet Phillips, med særlig fokus på innretningene Ekofisk 2/4 T, C

og FTP, Statoil (Statfjord A) og Elf (Frigg TCP-2 og DP-2).

Erfaringene fra dette tilsynet er varierende. På enkelte områder registrerer Oljedirektoratet at det har skjedd en positiv utvikling med hensyn til forbedring av systemer for styring av vedlikeholdsaktiviteter. På andre områder registreres imidlertid avvik i forhold til selskapets egne krav til vedlikehold, og at tiltak som er iverksatt på bakgrunn av direktoratets tidligere tilsyn, ikke har gitt forventet effekt. Det er også overfor ett selskap funnet kritikkverdige forhold som blant annet har sammenheng med manglende oppfølging, f.eks. når det gjelder håndtering av alarmsignaler om manglende overtrykk som skal sikre mot gassinntrengning i kontrollrom og lignende. Selskapet er gitt flere pålegg i denne forbindelse, og er informert om at sterkere virkemidler kan bli nødvendige om påleggene ikke blir effektivt etterkommet.

Oljedirektoratet har for øvrig tatt initiativ til et møte mellom de berørte operatørselskapene for å legge til rette for en bedre erfaringsoverføring om problemstillinger knyttet til aldring og vedlikeholdsstyring.

Næringens styring og måloppnåelse innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Oljedirektoratets utøvelse av forvaltningsoppgavene innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø er basert på en forutsetning om at operatørselskapene innretter sin virksomhet slik at den sikrer en systematisk etterlevelse av regelverkets krav (internkontroll). Direktoratet har i 1996 prioritert tilsynsaktiviteter med sikte på å påvirke industrien til å sette seg konkrete og ambisiøse mål og iverksette tiltak på spesielle områder som er viktige for sikkerheten og arbeidsmiljøet.

Således er det under dette satsingsområdet gjennomført systemrevisjoner mot utvalgte operatørselskaper, der operatørens mål og tiltak for å nå disse ble fulgt opp på områdene personskader, arbeidsbetingede sykdommer og fallende gjenstander.

I tillegg til dette er det mot samtlige operatørselskaper blitt gjennomført tilsyn rettet mot operatørens egen tilsynsvirksomhet. Dette har omfattet vurderinger av hvilke prioriteringer selskapene legger til grunn for planlegging og gjennomføring av sitt tilsyn, samt ved å gjennomgå selskapenes interne tilsynsrapporter å vurdere fokus, omfang og resultater av tilsynet. I flere tilfeller har Oljedirektoratet valgt å delta i operatørens eget tilsyn på enkelte områder som en del av grunnlaget for å ta stilling til operatørens utførelse av tilsynsaktiviteter.

Arbeidet under dette satsingsområdet har også bestått i løpende vurdering av uønskede hendelser og tilsynsresultater opp mot de mål for sikkerhet og arbeidsmiljø som den enkelte operatør har definert for sin virksomhet, samt hvordan operatørene selv vurderer og følger opp disse.

Oljedirektoratet registrerer det som positivt at denne typen tilsyn ofte synes å ha medført et økt ledelsesengasjement som har bidratt til konkrete forbedringer når

det gjelder organisering, utførelse, rapportering og oppfølging av selskapenes tilsynsvirksomhet. Flere selskaper har gitt uttrykk for at direktoratets oppfølging av operatørens eget tilsyn oppfattes som konstruktivt og nyttig.

Oljedirektoratet har også registrert at temaer som mål for sikkerhet og arbeidsmiljø, målstyring og internt tilsyn har fått mer oppmerksomhet i enkelte lisensmøter og rettighetshavernes oppfølging av operatøren. I enkelte tilfeller har partnerne deltatt aktivt i operatørens eget tilsyn.

Tilsynet har videre gitt Oljedirektoratet bedre innsikt i operatørens fortløpende oppfølging av egen måloppnåelse og på måten større avvik blir fulgt opp, gjennom eksempelvis opplysnings-/motivasjonskampanjer eller egne tilsynsaktiviteter.

2.3 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 utvinningsbrønner. 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 flagglovgevingen 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 mm for flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten. Anbefalingene ligger til departemental behandling.

Oljedirektoratet har i 1996 videreført et internt arbeid med å utrede de 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.

2.4 PERSONSKADER

2.4.1 Innledning

Oljedirektoratet mottar fortløpende rapporter om personskader på faste og flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten. Avhengig av omstendighetene dreier det seg enten om varsling eller melding om slike skader.

Varsling

Ved dødsulykker, alvorlige personskader og andre alvorlige hendelser av betydning for sikkerheten, skal direktoratet varsles umiddelbart. Formålet med den øyeblikkelige varslingen er at direktoratet så raskt som mulig skal kunne vurdere behov for tiltak og videre oppfølging. 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 skal alle personskader som medfører medisinsk behandling eller fravær inn i neste 12 timers skift, meldes til Oljedirektoratet. Det er den enkelte arbeidsgiver for ansatte i petroleumsvirksomheten som skal rapportere skadene. Rapporteringen danner grunnlag for statistikk som blant annet gjengis i årsberetningen.

Regelverket krever også at operatørselskapene skal ha oversikt over ulykker og hendelser på egne innretninger. Det statistiske grunnlagsmaterialet som blir registrert i Oljedirektoratet på bakgrunn av den enkelt arbeidsgivers meldeplikt, sammenholdes derfor årlig med oversikter fra operatørselskapene, slik at underrapportering og eventuell feilregistrering kan rettes opp. For 1996 førte denne gjennomgangen til en etterrapportering på ca 14 % av det totale antall personskader som er med i denne framstillingen. Kontrollen førte også til at 100 innmeldte skader ble omklassifisert til førstehjelpstilfeller eller nestenulykker, som ikke er med i oversikten 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 som selskapene i ettertid selv har vurdert å

oppfylle kriteriene for rapportering. I 1996 ble det således rapportert inn 14 skader som inntraff i 1995. Disse skadene er inkludert i årets statistikk.

En rapporteringsordning så omfattende som denne, har flere mulige feilkilder og direktoratet registrerer fortsatt 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.

2.4.2 DØDSULYKKER

Innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde i petroleumsvirksomheten inntraff det ingen ulykker med dødelig utgang i 1996. Dessverre inntraff det imidlertid tre dødsulykker om bord på fartøyer i forbindelse med aktiviteter som har tilknytning til petroleumsvirksomheten.

En person mistet livet under arbeid på dekk på beredskapsfartøyet «Normand Mjølne» under forberedelse til en løfteoperasjon mellom fartøyet og flotellet «Polycrown». Ulykken skjedde mens fartøyet var i ferd med å bakke inntil flotellet. Personen som forulykket skulle ta imot en postsekk som ble firt ned med kran fra flotellet. Det var to containere på dekket, hvorav den ene var løsgjort for en forestående løfteoperasjon. En kraftig sjø som slo innover dekk, skyllet den løse containeren bortover dekket slik at mannen ble klemt mellom de to containerne og døde av skadene han ble påført.

På ankerhåndteringsfartøyet «Far Minara» mistet en person livet mens fartøyet var i ferd med å trekke opp en ankerbøye for et rørleggingsfartøy. Hivet heftet seg fast i dekkspaltene akter. En matros som var plassert i området, meldte fra om dette, men på grunn av treghet i systemet stanset ikke vinsjen umiddelbart. Dette medførte at kroken glapp taket, ble slynget forover dekk med stor kraft og traff den forulykkede i hodet.

En person mistet livet på rørleggingsfartøyet LB 200. Været var slik at fartøyet rullet en del. Et rør som var feilplassert, løsnet og rullet mot en person som holdt på med slipearbeid på et annet rør. Personen ble klemt mellom de to rørene og døde senere av skadene.

Disse ulykkene føyer seg til flere dødsulykker de to til tre siste årene på fartøyer som utfører oppgaver i grenseområdet til petroleumsvirksomheten. Aktiviteter om bord på fartøyer omfattes av maritimt regelverk, og disse ulykkene blir derfor ikke tatt med i det statistiske materialet for petroleumsvirksomheten. Etersom ulykkene har inntruffet i forbindelse med aktiviteter tilknyttet petroleumsvirksomheten, vil Oljedirektoratet likevel gripe tak i problemstillingene for å sørge for at det blir satt i gang tiltak for å hindre flere slike ulykker. Oljedirektoratet har blant annet innledet et samarbeid med Sjøfartsdirektoratet for å vurdere mulige felles tiltak. Det er videre innledet samarbeid med Norges Rederiforbund, Oljeindustriens landsforening og enkelte operatørselskaper om denne problemstillingen.

2.4.3 PERSONSKADER PÅ FASTE INNRETNINGER

Oljedirektoratet har for 1996 registrert 552 personskader på faste innretninger, mot 590 i 1995. Sammenholdt med at antall arbeidstimer er redusert med 3,5 %, innebærer dette at den totale skadefrekvensen er noe redusert. Operatørselskapenes oversikter viser videre at ca 25 % av skadene i 1996 medførte fravær, mens de øvrige bare krevde enklere medisinsk behandling. Foregående år har andelen fraværsskader vært ca 30 %. Dette kan tyde på at det inntreffer færre alvorlige skader og at det er blitt en økt innrapportering av mindre alvorlige skader. Det er rapportert om 37 fritidsskader i 1996 mot 32 i 1995. Dette er hovedsakelig skader i forbindelse med trimaktiviteter.

Tabeller og figurer - faste innretninger

Tabell 2.4.3.a viser en oversikt over personskader per million arbeidstimer på faste innretninger for perioden 1987-1996. Tallene inkluderer også flyttbare innretninger som har fast broforbindelse til faste innretninger, som inngår i produksjonsaktivitetene og som dermed regnes som faste. For statistikk fra perioden før 1987 viser Oljedirektoratet til tidligere årsberetninger. Tabellene er også endret slik at skadefrekvensen nå angis som skader per million timer og ikke per 1000 årsverk som tidligere. Skadefrekvensen må heller ikke forveksles med forskjellige former for fraværsskadefrekvens da den er basert på skader som er rapporteringspliktige til Oljedirektoratet, det vil si både fraværsskader og skader med medisinsk behandling.

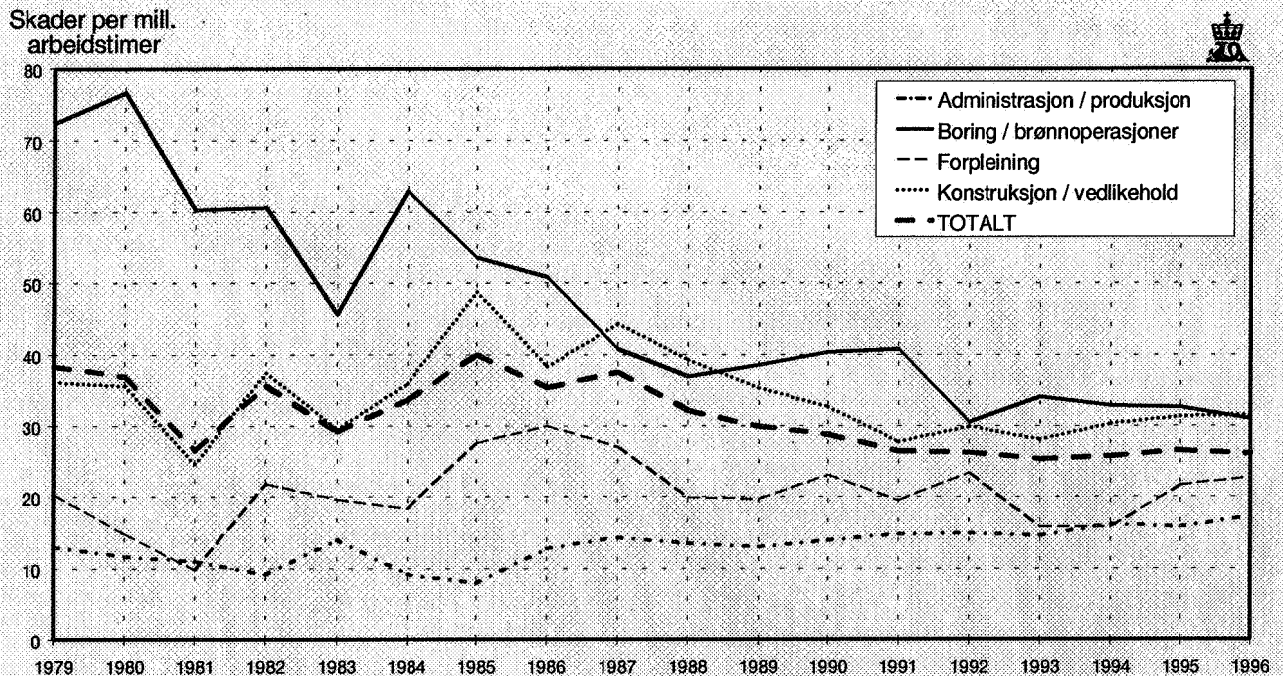
Figur 2.4.3.a viser utviklingen av personskadefrekvensen i skader per million arbeidstimer for de forskjellige hovedaktivitetene de siste ti årene. Boring og konstruksjon/vedlikehold har hatt en liten reduksjon, mens administrasjon/produksjon og forpleining har hatt en mindre økning i skadefrekvens siste året.

Den største prosentvise økningen i skadefrekvens på faste innretninger fra 1995 til 1996 finnes i gruppen entreprenøransatte i forpleining, mens skadefrekvensen fremdeles er høyere for operatøransatte. Skadene innenfor forpleining er hovedsakelig kutt- og klemskader på hendene i forbindelse med håndtering av kjøkkenutstyr samt en del bløtdelskader på ben og føtter på grunn av gjenstander som mistes eller sparkes borti. Det inntraff også tre alvorlige

Tabell 2.4.3.a
Skadde/døde per million arbeidstimer på faste innretninger (1987-96)

År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per mill. arbeidstimer	Antall døde
1987	22.169.458	831	37,5	0
1988	19.876.727	638	32,1	0
1989	19.935.637	597	29,9	1
1990	19.862.093	671	33,8	1
1991	22.263.572	589	26,5	0
1992	22.203.041	583	26,3	0
1993	25.411.735	642	25,3	2
1994	21.642.463	654	25,7	1
1995	21.902.897	590	26,9	1
1996	21.123.869	652	26,1	0
Totalt/snitt	216.284.082	6147	28,4	6

Figur 2.4.3.a
Personskadefrekvens i perioden 1979 - 96 på faste innretninger



skader innenfor forpleining forårsaket av glatte gulv, som medførte en bruddskade og to tilfeller av hjernerystelse. Forpleining bidrar med ca 9,8 % av totalt antall arbeidstimer på faste innretninger. I 1996 stod forpleining for 8,5 % av skadene og hadde en skadefrekvens på 22,8 skader per million arbeidstimer, mot 22,0 året før.

Det har vært en forholdsvis stor reduksjon i arbeidstimer på ca 16 % innenfor konstruksjon og vedlikehold siste år. For entreprenøransatte har reduksjonen i arbeidstimer vært på hele 24 %. Konstruksjon og vedlikehold stod dermed for 37,1 % av arbeidstimerne i 1996 mot 42,6 % i 1995. Andelen av skader er også redusert fra 50,2 % til 44,7 % i 1996. Den totale skadefrekvensen for konstruksjon og vedlikeholdsaktivitetene har følgelig gått litt ned, på tross av en ganske betydelig økning i skadefrekvensen for gruppen entreprenøransatte. Andelen av alvorlige skader innenfor konstruksjon og vedlikehold er halvert. De vanligste skadetyperne i denne gruppen er sår-, kutt- og klemskader. Hendene er den mest utsatte kroppsdelen. Det har også vært en relativ økning i frekvensen av øyeskader blant denne personellgruppen.

Boring og brønnoperasjoner stod i 1996 for ca 22 % av arbeidsmengden og ca 26 % av skadene. Dette er omtrent som for foregående år. Skadefrekvensen var 31,0 skader per million time, som er den nest laveste direktoratet har registrert for denne kategorien. De fleste skadene i 1996 er kutt- og klemskader i forbindelser med

håndtering av verktøy og utstyr. 50 % av alle skadene og samtlige alvorlige skader på personell innenfor boring og brønnoperasjoner fant sted på boredekk.

Funksjonen administrasjon/produksjon har den laveste skadefrekvensen med 17,2 skader per million arbeidstimer. Dette er en liten økning i forhold til 1995. Ulykker i forbindelse med håndtering av verktøy er også her den hyppigste forekommende ulykkeshendelsen. Det er i tillegg forholdsvis mange hendelser hvor skadede har støtt mot gjenstander som rør, stillaser og lignende, noe som kan skyldes at denne personellgruppen forholdsvis ofte beveger seg i områder med vanskelig adgang.

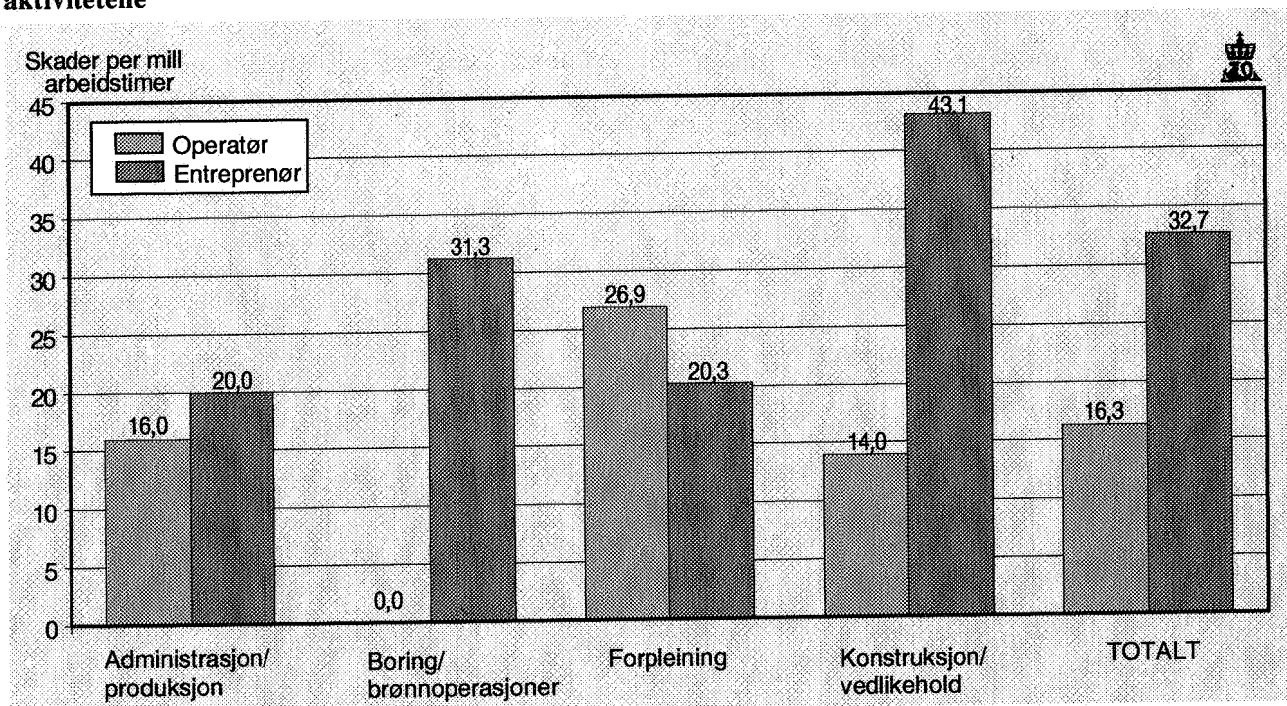
Figur 2.4.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte for 1996 innenfor hovedaktivitetene.

Tabell 2.4.3.b viser fordeling av skader, arbeidstimer og skadefrekvens per million arbeidstimer for operatør- og entreprenøransatte de siste ti årene. Entreprenørselskapene står for ca 60 % av det totale antall arbeidstimer på faste innretninger, mens 75 % av skadene rammer denne gruppen.

Tabell 2.4.3.c viser fordeling av ulykkestyper på de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser siste år mot akkumulerte verdier for de fem foregående år. Oljedirektoratet henviser til tidligere årsberetninger for tall som viser akkumulerte verdier siden registreringen startet i 1979.

Figur 2.4.3.b

Personskadefrekvens 1996 på faste innretninger, fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor hovedaktivitetene



Tabell 2.4.3.b

Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger (1987- 1996)

FUNKSJON		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	
Administrasjon/ produksjon	Arbeidstimer	2.727.504	3.199.820	3.383.588	3.641.508	3.813.992	4.028.388	4.202.484	4.869.852	4.737.668	4.497.590	Operatør
	Skader	972.036	731.848	473.928	806.000	683.488	594.828	776.984	754.416	1.065.532	2.053.363	Entreprenør
	Skadefrekvens	35,3	23,1	14,1	22,1	18,0	15,3	18,4	15,5	21,9	45,7	e
	Skadefrekvens	16,1	14,7	13,0	13,7	13,9	13,4	14,0	15,6	15,2	16,0	e
Boring / brønnoperasjoner	Arbeidstimer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	operatør
	Skader	2.526.004	3.035.396	3.430.336	3.267.524	3.609.268	3.772.080	4.175.080	4.268.576	4.676.412	4.670.118	entreprenør
	Skadefrekvens	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	e
	Skadefrekvens	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	e
Forpleining	Arbeidstimer	103	112	132	132	147	115	142	140	152	148	operatør
	Skader	40,8	36,9	38,5	40,4	40,7	30,5	34,0	32,8	32,5	31,3	e
	Skadefrekvens	33,0	11,9	5,5	20,4	18,0	22,7	14,9	13,7	26,8	26,9	e
	Skadefrekvens	26,6	21,8	25,1	24,3	20,2	23,8	16,2	17,0	18,8	20,3	e
Konstruksjon / vedlikehold	Arbeidstimer	3.934.892	3.867.188	3.838.172	3.810.768	3.999.372	4.088.032	4.342.728	3.199.820	3.149.848	3.137.696	operatør
	Skader	10.128.196	7.286.240	6.830.044	6.288.412	7.898.800	7.542.548	9.570.444	6.365.768	6.183.632	4.704.639	entreprenør
	Skadefrekvens	25,7	18,8	17,8	16,5	19,7	18,5	22,0	20,2	19,6	14,9	e
	Skadefrekvens	12,5	13,2	18,2	16,5	16,3	19,6	9,0	15,0	14,3	14,0	e
TOTALT	Arbeidstimer	6.813.924	7.403.916	7.769.840	8.090.628	8.533.928	8.864.388	9.347.988	8.801.520	8.595.184	8.414.655	operatør
	Skader	15.355.912	12.475.268	12.165.764	11.761.152	13.727.792	13.339.300	16.063.580	12.741.248	13.307.060	12.709.204	entreprenør
	Skadefrekvens	22,5	16,7	15,7	14,5	16,1	15,1	18,1	15,5	15,5	15,1	e
	Skadefrekvens	14,4	13,8	15,1	15,6	15,4	17,0	11,8	15,2	15,8	16,3	e

Tabell 2.4.3.c

Arbeidsulykker 1991-95 og 1996 på faste innretninger. Skadehendelse/Yrke

Skadehendelse	År	Yrke																TOTALT	%			
		Administrasjon	Borekksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrument-tekniker	Kokk	Kranlører	Maler/ sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Plattearbeider/isolator	Portegger	Service-tekniker	Sillasbygger			Sveiser	Tårnmann	Andreuspesifisert
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1991-95	22	86	17	22	24	118	7	9	8	17	51	24	21	29	28	36	24	14	2	559	18,9%
	1996	1	10	2	3	8	7	1	1	1	2	8	4	2	6	4	4	4			68	12,3%
Brann Eksplosjon ol	1991-95		1				1					3		2	2			1			10	0,3%
	1996																				0	0,0%
Fall til lavere nivå	1991-95	5	8	2	12	4	26	2	1	5	16	11	15	8	7	13	8	4	1		148	5,0%
	1996	1	3		3	3				1	1	4	1		3		1				21	3,8%
Fall på samme nivå	1991-95	6	8	1	6	17	19	4	3	4	6	10	9	6	7	7	8	8	1	1	131	4,4%
	1996	1	3		5			1	1	2	2	4	1	1	3	2	1				27	4,9%
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1991-95	15	16	6	18	11	35	7	1	6	12	23	16	11	12	17	15	11	2	1	235	7,9%
	1996	3	1		2	2	7	1		1	1	4	3	2	2	4	3				37	6,7%
Fallende gjenstander	1991-95	3	15	2	7	7	30	3	3		12	11	3	8	2	13	20	13	1	1	154	5,2%
	1996	1	3	2	2	3	3	1	1	2		5	1	3	2	4	1	3			37	6,7%
Annen kontakt med gjenstand i ro	1991-95	15	8	4	33	12	33	15	2	4	19	34	28	26	20	12	30	19	9	1	324	11,0%
	1996	6	1		9	2	5	4	1	3	2	8	4	2	1	5	6	2			61	11,0%
Håndteringsulykker	1991-95	11	23	6	30	27	45	12	24	13	21	62	13	34	34	26	27	32	10		450	15,2%
	1996	9	14	3	16	10	16	1	4	2	6	23	9	7	11	5	7	13	2		158	28,6%
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1991-95	2	5		7	11	18	2	1	2	17	10	15	4	6	9	4	11	2	1	127	4,3%
	1996		1		1	1	1			1	1	4	4		2	2	1				16	2,9%
Overbelastning av kroppsdeler	1991-95	19	15	5	10	15	28	11	8	5	9	34	23	11	16	11	21	6	3	1	251	8,5%
	1996	4	3		4	2	4	1		1	1	6	4	1	1	3	3	1	1		40	7,2%
Splinter, sprut	1991-95	9	21	4	17	10	42	3	3	4	76	40	17	45	60	12	13	135	5	1	517	17,5%
	1996	4	1		3	2	10				10	8		8	12	3	7	14	1		83	15,0%
Elektrisk strøm	1991-95				2												1				3	0,1%
	1996																				0	0,0%
Ekstreme temperaturer	1991-95	1			5	9	1		7	1	1	5	4	2	4		2	5		1	48	1,6%
	1996											1		1							2	0,4%
Annet	1991-95																				0	0,0%
	1996	1			1	1															3	0,5%
TOTALT	1991-95	108	206	47	169	147	396	66	62	52	206	294	167	178	199	148	185	269	48	10	2957	100,0%
	1996	31	40	7	40	39	56	10	8	14	26	74	32	26	36	36	33	40	4	1	553	100,0%
%	1991-95	3,7%	7,0%	1,6%	5,7%	5,0%	13,4%	2,2%	2,1%	1,8%	7,0%	9,9%	5,6%	6,0%	6,7%	5,0%	6,3%	9,1%	1,6%	0,3%	100,0%	
	1996	5,6%	7,2%	1,3%	7,2%	7,1%	10,1%	1,8%	1,4%	2,5%	4,7%	13,4%	5,8%	4,7%	6,5%	6,0%	7,2%	0,7%	0,2%	100,0%		

2.4.4 PERSONSKADER PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

Det har vært betydelig høyere aktivitet med flyttbare innretninger i 1996 enn i 1995, idet antall arbeidstimer er økt med ca 77 %. Det er registrert 171 personskader i 1996 mot 94 i 1995, noe som gir en skadefrekvens på flyttbare innretninger som er noe høyere enn i 1995. Det skjedde ingen dødsulykker på flyttbare innretninger i 1996 og andelen av alvorlige skader er omtrent som i 1995. Direktoratet har registrert sju fritidsskader for 1996, mot tre i 1995.

Rapporteringen skal foregå etter de samme kriterier fra faste og flyttbare innretninger. Oljedirektoratet erfarer imidlertid fremdeles varierende kjennskap til rapporteringskriteriene for flyttbare innretninger. Det er også vanskelig å oppnå samme nøyaktighetsgrad på arbeidstimetallet for flyttbare innretninger som for de faste innretningene. Arbeidstimerapporteringen fra operatørene er sammenholdt med riggdøgn registrert i direk-

toratet og justert i samråd med operatørselskapene. Oljedirektoratet anser derfor at tallene for de siste årene gir et temmelig korrekt bilde av forholdene på flyttbare innretninger.

Tabeller og figurer - flyttbare innretninger

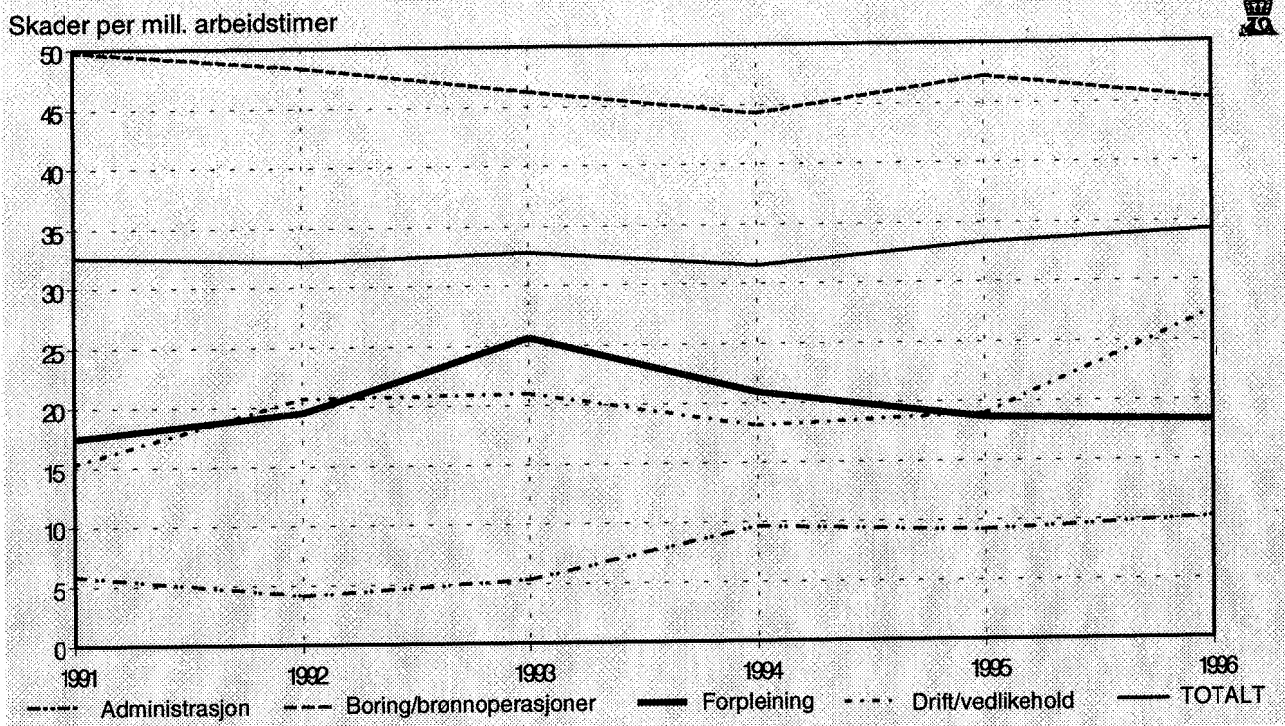
Tabell 2.4.4 viser blant annet en oversikt over personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger i de siste ti årene.

Tabell 2.4.4.a

Skadde/forulykkede per million arbeidstimer (1989-96) på flyttbare innretninger

År	Arbeidstimer	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per mill. arbeidstimer	Antall døde
1989	3584740	92	25,7	2
1990	4326907	139	32,1	1
1991	4878152	159	32,6	0
1992	4380013	141	32,2	0
1993	4205431	138	32,8	2
1994	3513753	111	31,6	0
1995	2821541	94	33,3	0
1996	4969985	171	34,3	0
Totalt/snitt	27712637	874	31,5	5

Figur 2.4.4
Skadefrekvens 1991-96 innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger



Figur 2.4.4 viser skadefrekvenser for hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de seks siste årene. Bore- og brønnaktivitetene står for ca 56 % av arbeidsmengden og ca 74 % av skadene. Dette førte til en reduksjon i skadefrekvens på ca 3 skader per million arbeidstimer. Fremdeles er sår- og klemskader i forbindelse med løfteoperasjoner og håndtering av utstyr på boredekk den hyppigst forekommende skadetyper innenfor boring og brønnoperasjoner på flyttbare innretninger. Nesten 60 % av innrapporterte skader på personell tilknyttet boring og brønnoperasjoner har inntruffet på boredekk. Hendene er den mest utsatte kroppsdel, mens det har vært en reduksjon i skader på føtter og bein i forhold til 1995.

Innenfor vedlikehold og drift på flyttbare innretninger har det vært en markant økning i skadefrekvensen, men totalt antall skader i denne kategorien er likevel bare 29.

Det dreier seg hovedsakelig om klemskader og øyeskader forårsaket av splinter og sprut. Begge skadetyper inntreffer ofte i forbindelse med feil bruk av håndverktøy kombinert med mangelfullt verneutstyr. Endringene i skadefrekvens i forpleining og administrasjon på flyttbare innretninger fra 1995 til 1996 er små og antall skader innenfor disse aktivitetene er få, til sammen bare 15 i 1996.

På flyttbare innretninger står operatøransatte bare for ca 7 % av arbeidsmengden, og denne er hovedsakelig av administrativ karakter. Det er ikke rapportert om skader på operatøransatte forbindelse med arbeid på flyttbare innretninger i 1996.

Tabell 2.4.4.b viser en kryssreferanse over fordelingen av ulykkestyper for de forskjellige yrkeskategoriene. Tabellen viser tall for 1996 sammenholdt med akkumulerte tall for de fem foregående årene.

Tabell 2.4.4.b

Arbeidsulykker 1991-95 og 1996 på flyttbare innretninger. Skadehendelse / yrke

Skadehendelse	ÅR	Yrke															TOTALT	%			
		Administrasjon	Boredekksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Kokk	Kranførere	Maler / sandblåser	Mekaniker/motormann	Operatør	Plattearbeider/isolator	Perfegger	Service-tekniker	Sillasbygger			Sveiser	Tårnmann	Andre/uspesifisert
Kontakt med objekter, maskindel i bevegelse	1991-95	3	84	15	1	2	57		2		8	3			18		3	15	3	214	33,3%
	1996	1	14	2	1		7				2	3			1		1	2		34	19,9%
Brann Eksplosjon ol	1991-95						1													1	0,2%
	1996																			0	0,0%
Fall til lavere nivå	1991-95	3	5	1	1	1	7				1		1		3		5	3		31	4,8%
	1996	1	2	2			2				2				1			1		11	6,4%
Fall på samme nivå	1991-95	3	4	1	1	1	8	1	3		2				5			1		30	4,7%
	1996		1	1			2										2	1		7	4,1%
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	1991-95	4	13	5			6	2	3		1			1	11			8		54	8,4%
	1996		3		1		3		1						1	1				10	5,8%
Fallende gjenstander	1991-95		14	3		1	8	1	3		2			6	1	2	2			43	6,7%
	1996	1	2						1							2	2			6	3,5%
Annen kontakt med gjenstand i ro	1991-95	2	6	3	2	2	5	2			1	1		7			2	6		39	6,1%
	1996	2	6	1	1		1		1				1	3						16	9,4%
Håndteringsulykker	1991-95	4	39	3	1	5	11	8	1		6			8		3	7			96	15,0%
	1996	1	14	4	1	2	6	2			5	1		2	1	1	2	1	1	44	25,7%
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind.	1991-95	2	6		1	1	2				1			1	2	1		2		19	3,0%
	1996					1					3			4						8	4,7%
Overbelastning av kroppsdeler	1991-95	3	18	5	2	2	10		2		1			11				8		62	9,7%
	1996	1	8	1			3		2		1	1		3			2			22	12,9%
Splinter, sprut	1991-95	3	10	1	3		7	1	1	1	4			2		7	3			43	6,7%
	1996				1	1	1	1		1	2	1	1	1		3				13	7,6%
Elektrisk strøm	1991-95																1			1	0,2%
	1996																			0	0,0%
Ekstreme temperaturer	1991-95		1			2		2			1						1			8	1,2%
	1996																			0	0,0%
Annet	1991-95			1																1	0,2%
	1996																			0	0,0%
TOTALT	1991-95	27	200	38	12	17	122	17	15	1	28	4	1	3	73	2	23	56	3	642	100,0%
	1996	7	50	11	5	4	25	3	5	1	15	6	1	3	15	2	10	7	1	171	100,0%
%	1991-95	4,2%	31,2%	5,9%	1,9%	2,6%	19,0%	2,6%	2,3%	0,2%	4,4%	0,6%	0,2%	0,5%	11,4%	0,3%	3,6%	8,7%	0,5%	100,0%	
	1996	4,1%	29,2%	6,4%	2,9%	2,3%	14,6%	1,8%	2,9%	0,6%	8,8%	3,5%	0,6%	1,8%	8,8%	1,2%	5,8%	4,1%	0,6%	100,0%	

2.4.5 OPPSUMMERING

Den totale skadefrekvensen ser ut til å ha stabilisert seg på et nivå i overkant av 25 skader per million arbeidstimer. Den største faktiske økningen i skadefrekvens fra 1995 til 1996 har skjedd innenfor drifts- og vedlikeholdsaktiviteter på flyttbare innretninger. Det har også vært en forholdsvis stor økning i skadefrekvens for entreprenøransatte innenfor vedlikehold og konstruksjon på faste innretninger. Oljedirektoratet finner ikke utviklingen urovekkende, blant annet fordi det ser ut til at andelen av alvorlige skader er redusert i forhold til mindre alvorlige skader med enkel medisinsk behandling.

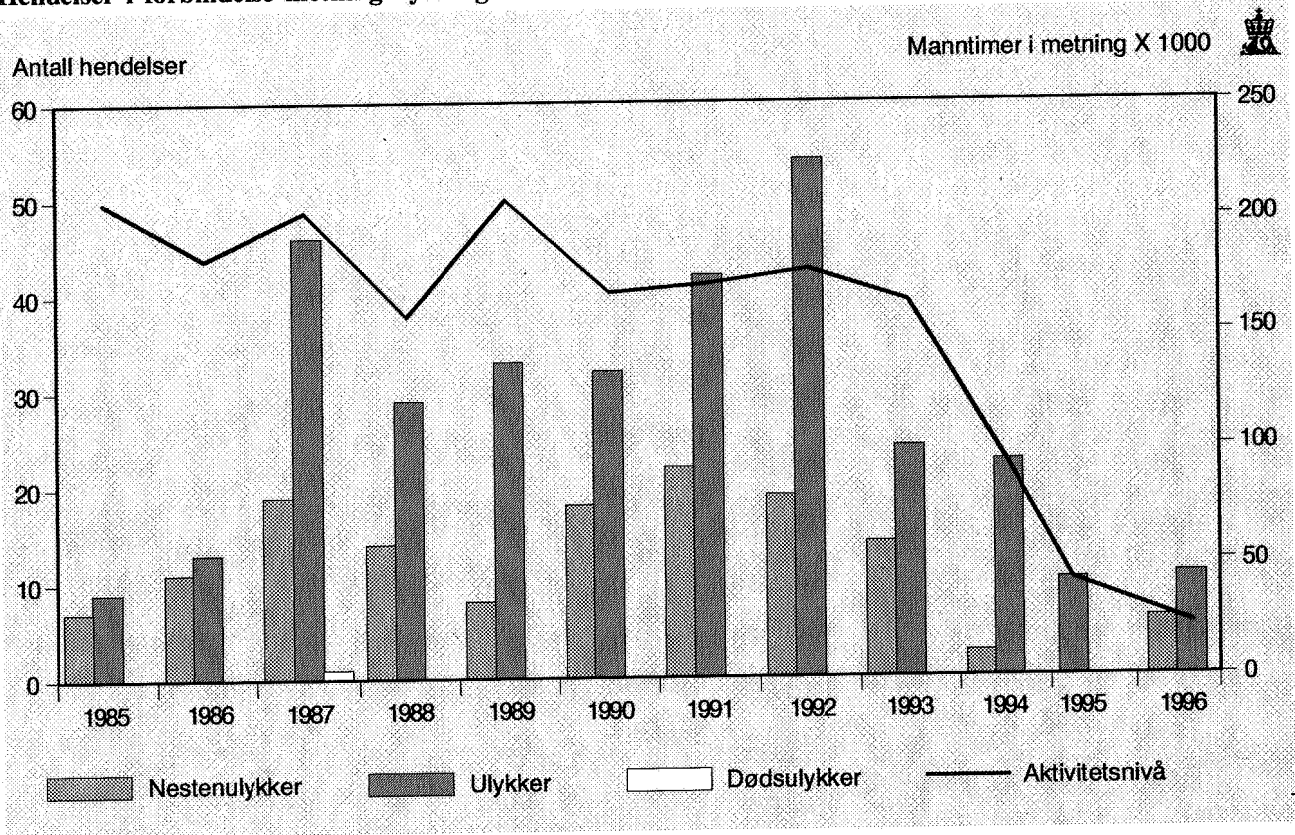
1996 forløp uten ulykker med dødelig utgang på faste og flyttbare innretninger i operasjon på norsk sokkel. Imidlertid inntraff tre tragiske dødsulykker på fartøy i tilknytning til petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet synes utviklingen er bekymringsfull og ønsker å se nærmere på hvordan direktoratet kan bidra til å hindre flere slike dødsulykker.

Beskrivelsen av hendelsene og årsakene til disse på skademeldingene viser at andelen ulykker i forbindelse med håndtering av verktøy og utstyr har økt fra ca 19 % i 1995 til ca 27 % i 1996. De vanligste årsaksfaktorer er feil bruk av verktøy og utstyr kombinert uheldig plassering i forhold til verktøy og utstyr som brukes i arbeidet. Dette ser ut til ofte å være kombinert med utilstrekkelig vern og uoppmerksomhet. Skader på grunn av snubling, skliing, øyeskader fra splinter og sprut og skader forårsaket av bevegelige gjenstander og maskindeler utgjør i 1996 en mindre andel enn i 1995.

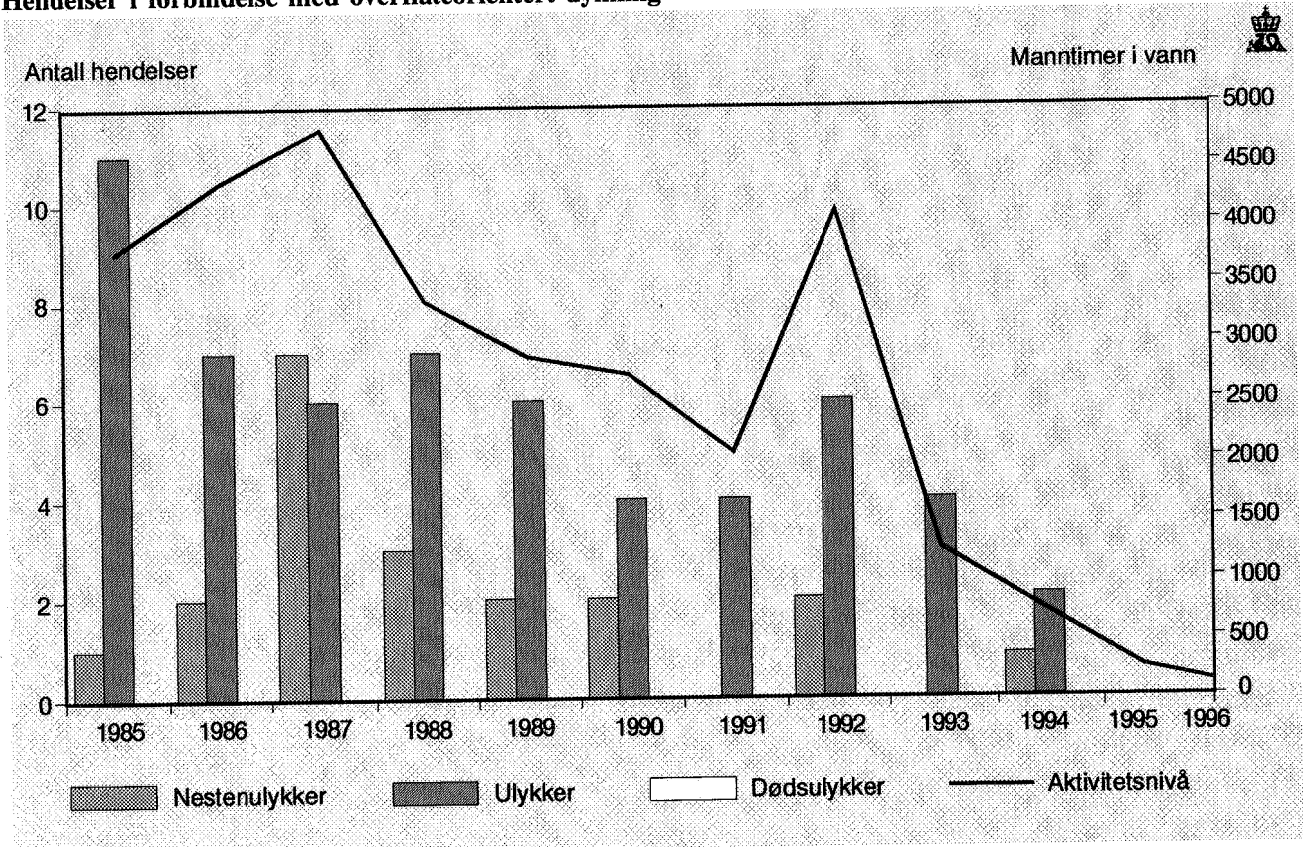
Skadebildet er svært likt året før. Klem- og sårskader på hender og fingre er fortsatt den vanligste skadetyper. De mest utsatte yrkesgruppene er boredekksarbeidere, hjelparbeidere og mekanikere, som hver står for ca 12 % av totalt antall skader.

Oljedirektoratet er godt fornøyd med samarbeidet med operatørselskapene i forbindelse med gjennomgang av skaderegistreringene for 1996. Det har vist seg at denne

Figur 2.4.6.a
Hendelser i forbindelse metningsdykking



Figur 2.4.6.b
Hendelser i forbindelse med overflateorientert dypking



gjennomgangen er nyttig for begge parter og bidrar til en konstruktiv dialog om rapporteringsordningen. Dette medvirker til å skape felles forståelse for rapporteringsrutiner og kriterier. Det er fremdeles varierende kunnskap i næringen og spesielt har det vist seg at det i enkelte prosjekter og nye organisasjonsenheter ikke er tilstrekkelig kjennskap til rutiner for rapportering til myndighetene.

2.4.6 SKADEOVERSIKT FOR DYKKEAKTIVITETER

Figurene 2.4.6.a og 2.4.6.b viser en oversikt over antall hendelser som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1985-1996 i forbindelse med dykkeaktiviteter. Hendelsene er inndelt i kategoriene nestenulykke, ulykke og dødsulykke. Ulykke er her definert som 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 2.4.6.a fremgår det at antall ulykker med personskader ved metningsdykking er tilnærmet uendret i 1996 i forhold til året før. Ytre øregangsinfeksjoner er den dominerende skadetyper. Dette kan ha sammenheng med en antatt bedret rapportering.

I 1996 har det i likhet med de to foregående år ikke vært rapportert tilfeller av trykkfallsyke eller andre alvorlige ulykker ved dykking i petroleumsvirksomheten.

2.5 ARBEIDSBETINGEDE SYKDOMMER

Arbeidsmiljølovens krav om melding av tilfeller av arbeidsbetingede sykdommer følges stadig mer aktivt opp av operatør- og entreprenørselskapene. Oljedirektoratet har også i 1996 ført tilsyn med selskaperes oppfølging av meldingsplikten

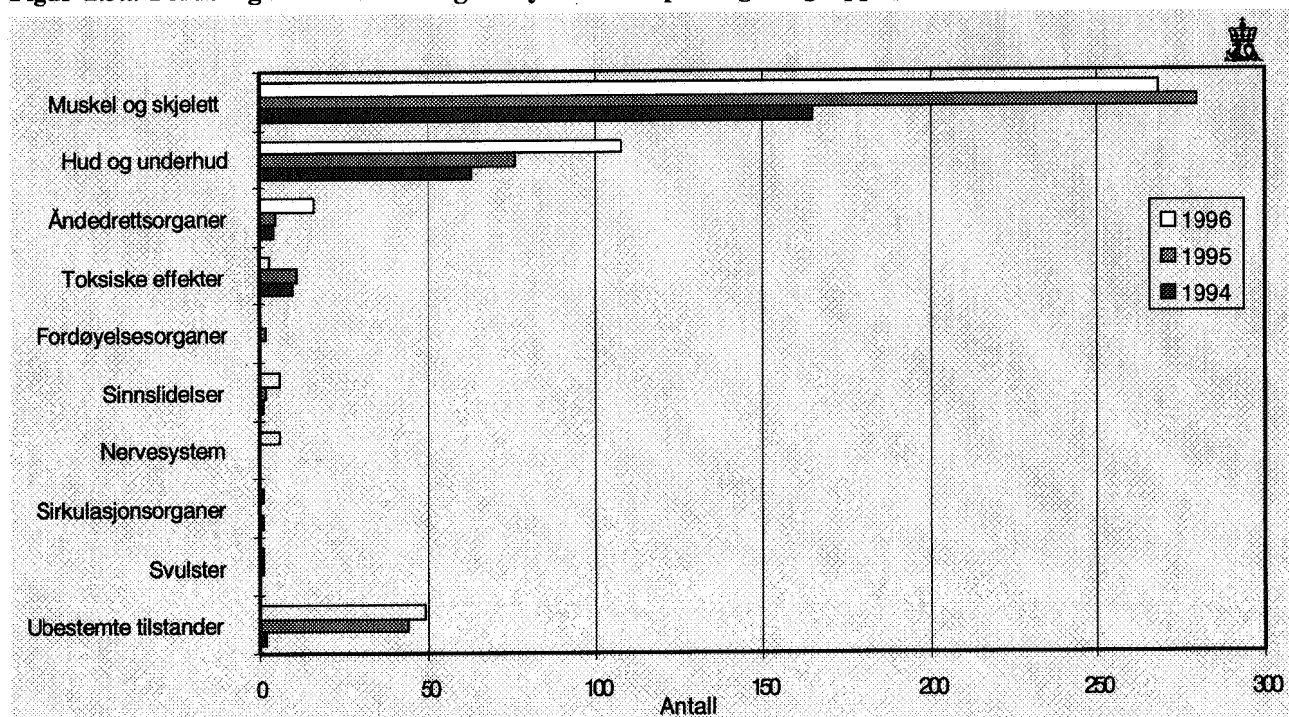
Forekomst av arbeidsbetingede sykdommer kan være en indikator på kvaliteten på arbeidsmiljøet. Oljedirektoratet har i de siste årene arbeidet for at selskapene skal etablere dette som en arbeidsmiljøindikator, og bruke denne aktivt i det forebyggende verne- og miljøarbeidet. Det er derfor positivt at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

I 1996 mottok direktoratet 697 meldinger om arbeidsbetinget sykdom. Dette er en økning på 51 % fra 1995, og gir en melfrekvens på 4,3 tilfeller per 100 årsverk. En stor del av denne økningen er tilfeller av støvindusert hørselstap. Et annet bidrag til økningen er en utveksling av meldinger med Arbeidstilsynet i 7. distrikt for arbeidstakere som arbeider både på land og sokkel.

Dersom hørselsskader på grunn av støy (236 tilfeller) holdes utenfor, blir frekvensen av andre sykdommer 2,9 tilfeller per 100 årsverk. Dette er vesentlig høyere enn det som er blitt rapportert for landindustrien. Direktoratet antar likevel at kan det fremdeles være en viss underreportering, ettersom det kommer få meldinger fra enkelte selskaper med mange ansatte.

Figur 2.5.a viser diagnosegruffordelingen av arbeidsbetingede sykdommer registrert i perioden 1993-1996, i henhold til ICD-klassifikasjon. I denne statistikken er tilfeller av støvindusert hørselstap tatt ut.

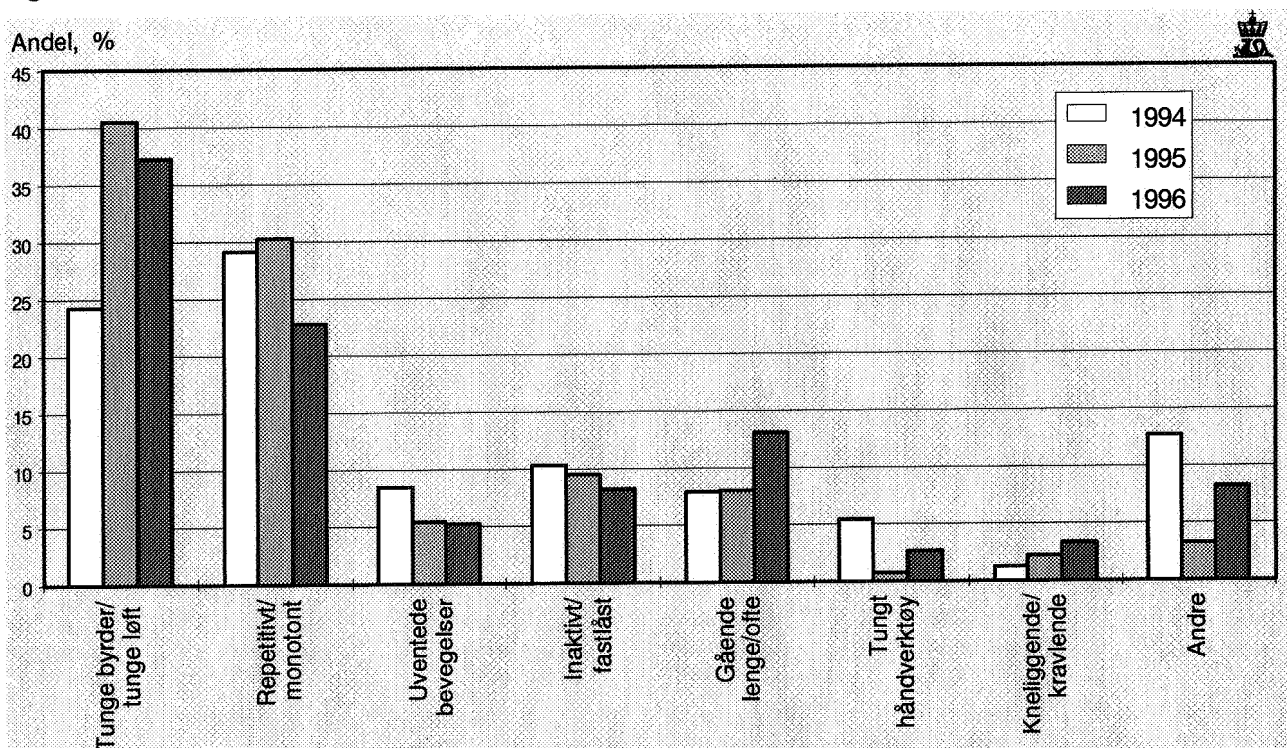
Figur 2.5.a Fordeling av arbeidsbetingede sykdommer på diagnosegrupper, 1994-96



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. Siden det totale antallet meldinger er gått opp, betyr dette at andelen av belastningslidelser er redusert i forhold til foregående år. Eksponeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene, er oppsummert i figur 2.5.b. I denne figuren er det tatt med data for 1994 -1996, som er den tiden vi har hatt det nåværende kodesystem for belastning.

len av belastningslidelser er redusert i forhold til foregående år. Eksponeringen som er angitt som årsak til disse belastningslidelsene, er oppsummert i figur 2.5.b. I denne figuren er det tatt med data for 1994 -1996, som er den tiden vi har hatt det nåværende kodesystem for belastning.

Figur 2.5.b Belastende arbeidsstillinger fordelt på ulike eksponeringsfaktorer



Av figuren framgår det at håndtering av tunge byrder og tunge løft har vært angitt som den viktigste årsaken til sykdommer i muskel-skjelettsystemet i 1996, og at denne andelen var tilnærmet uendret i forhold til foregående år. En annen viktig årsak til denne typen lidelser er repetitiv monotont arbeid. Begge disse eksponeringskategoriene er angitt som årsak til blant annet senebetennelser og muskelsmerter. Andelen tilfeller av slitasjeforandringer i kne og hofter som er tilskrevet mye gange på hardt underlag, er relativt stor, og har økt fra året før. Dette kan ha sammenheng med en generell aldring av arbeidstokken på sokkelen. Uventede bevegelser og inaktiv/fastlåst arbeid har ofte resultert i ryggplager (lumbago/ischias).

Hudlidelser er en annen stor diagnosegruppe, og antallet tilfeller i denne gruppen økte i 1996 i forhold til 1995. Denne gruppen domineres av arbeidstakere som har fått eksem på hendene etter å ha vært i kontakt med oljebasert boreslam. En del tilfeller er også tilskrevet andre organiske forbindelser, inkludert epoxy, mens andre tilfeller i denne gruppen er antatt å skyldes uorganiske forbindelser som ulike metaller og brønnskjemikalier. Eksempelvis hos forpleiningsansatte er ofte tilskrevet kontakt med vaskemidler og andre kjemikalier som brukes av denne

gruppen arbeidstakere. Et høyt og økende antall tilfeller hudlidelser tilsier at forebyggende innsats på dette området er viktig.

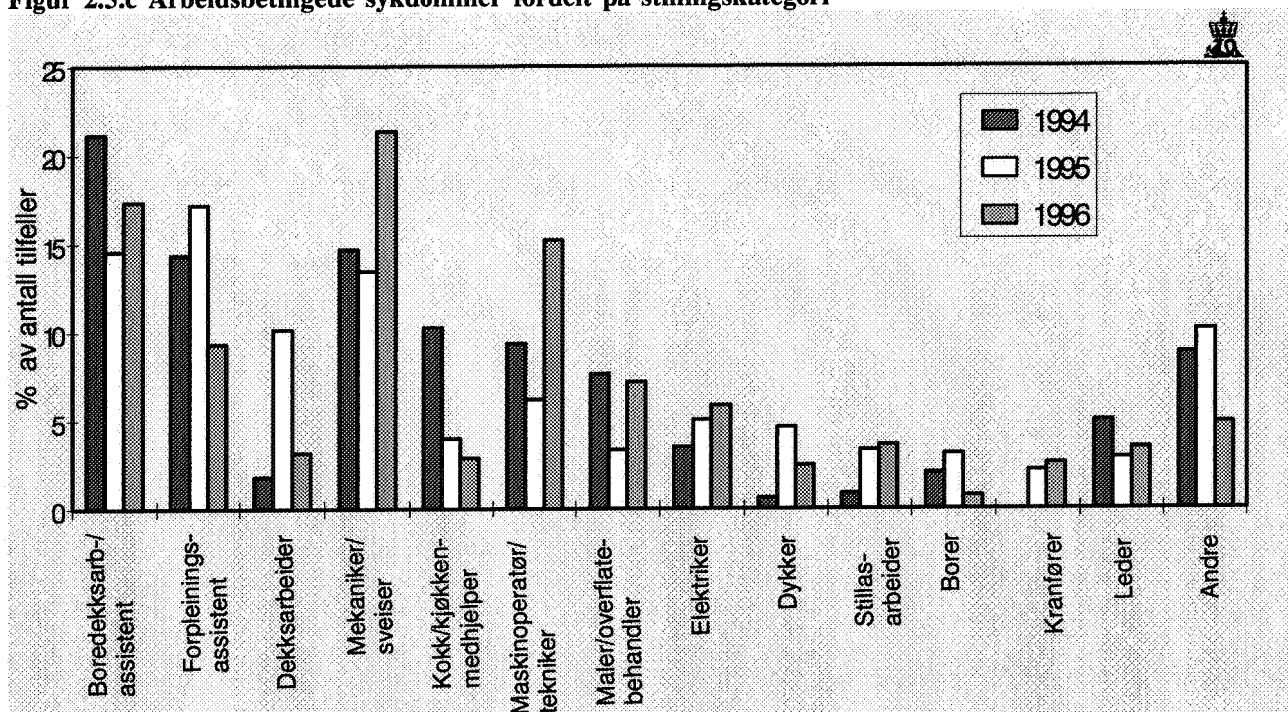
Sykdommer i åndedretsorganene er astma og bronkitt, og tilfeller av luftveisirritasjon som skyldes luftbårne irritanter som f.eks. oljedamp og sveiserøyk. Diagnosegruppen som toksiske effekter, er en samling av ulike symptomer oppstått etter eksponering for kjemikalier.

Ubestemte tilstander omfatter ulike symptomer som skyldes eksponering for uheldige arbeidsmiljøfaktorer, men som er vanskelige å klassifisere som sykdom. Her inngår også søvnforstyrrelser som skyldes to-skiftarbeid i form av såkalt svingskift. I gruppen sinnslidelser finnes tilfeller av nevrosor betinget av psykiske belastninger i arbeidsmiljøet.

I 1996 ble det også registrert tre tilfeller av sykdom betinget av asbestpåvirkning i tidligere arbeidsforhold. Inkludert i denne gruppen er ett tilfelle av lungehinnekraft.

De stillingskategoriene som var utsatt for arbeidsbetingede sykdommer, er angitt i figur 2.5.c. Ettersom det ble sendt inn relativt mange meldinger for arbeidstakere i ledende stillinger, er disse skilt ut som egen kategori.

Figur 2.5.c Arbeidsbetingede sykdommer fordelt på stillingskategori



Ut fra figuren kan det synes som om arbeidere innenfor boring var utsatt, men i betraktning av at denne funksjonen utførte over 29 % av antall årsverk, er andelen tilfeller vesentlig lavere enn det som kunne ventes. Andelen meldinger for gruppen forpleiningsarbeiderne var lavere enn i 1995 og tilsvarte om lag antallet årsverk for denne gruppen. I 1996 var det en klar økning av rapporterte tilfeller i gruppen konstruksjon og vedlikehold. Gruppen utførte 34 % av antall årsverk, men stod for 52 % av meldte sykdomstilfeller. Denne utviklingen vil bli fulgt opp i tilsynsarbeidet.

2.6 ARBEIDSMILJØ

2.6.1 PROSJEKTERING AV NYE INNRETNINGER

Oljedirektoratet har 1996 gjennomført en rekke tilsynsaktiviteter for å undersøke hvordan næringen forholder seg til *Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet* ved prosjektering og fabrikasjon av nye innretninger. Det er særlig lagt vekt på hvordan aktørene gjennom sine styringssystemer sikrer at krav til arbeidsmiljøet blir fulgt opp i alle faser av prosjektene.

I 1996 er NORSOKs arbeidsmiljøspesifikasjon blitt tatt i bruk som kravgrunnlag for nye utbyggingsprosjekter. Spesifikasjonen representerer en utdyping og konkretisering av prosjektrelevante krav i forskriften. Oljedirektoratet har registrert at det ofte er uklarheter omkring status for denne spesifikasjonen i prosjektens kravdokumentasjon. Det framkommer ikke alltid hvorvidt dokumentet er styrende eller bare veiledende, om hele eller bare deler av spesifikasjonen er styrende og det tas forbehold om enkeltbestemmelser uten at dette underlegges

avviksbehandling. Oljedirektoratet har også merket seg at videreføring av kravene til entreprenør og underentreprenør ikke alltid er fullstendige og konsistente. Det er likevel klart at NORSOK-standardene sammen med *Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet* har bidratt til at selskapenes kravspesifikasjon på arbeidsmiljøområdet har blitt vesentlig forbedret.

Ved prosjektering av nye innretninger skal det gjennomføres arbeidsmiljørelaterte analyser, studier og vurderinger, dels for å konkretisere funksjonskrav, dels for sikre at målsatte krav blir oppfylt. Oljedirektoratet har erfart at selskapene i økende grad bruker ressurser til å gjennomføre slike studier, men har registrert flere svakheter i selskapenes tilnæringsmåter med hensyn til

- identifikasjon av problemområder, kritisk utstyr, innkjøpspakker og prosesser
- definering av behov for og omfang av studier
- klarhet og utdyping i beskrivelse av studiene, ansvarsforhold og kompetansebehov
- bevissthet omkring riktig innfasing av studier
- avklaring av hvordan anbefalinger gitt i studiene skal håndteres
- vurdering av entreprenørens evne til å gjennomføre studier

For å oppnå best mulig nytteeffekt av arbeidsmiljørelaterte studier, er det nødvendig at selskapene aktivt og kritisk vurderer behovet for og omfanget av studier i forhold til problemstillinger knyttet til valg av utbyggingskonsept og tekniske løsninger.

Gjennomføring av arbeidsmiljørelaterte analyser, studier og oppfølging av arbeidsmiljøforhold knyttet til design og leveranser krever personell både med generell innsikt og spesialkompetanse på arbeidsmiljøområdet. Kom-

petansen finnes i operatørselskapene og i større prosjekteringselskaper, men kapasiteten er ikke tilstrekkelig. Oljedirektoratet er også bekymret for kompetansen i leverandørindustrien og spesielt blant de utenlandske aktørene, som har mindre tradisjoner på dette området. Bekymringen forsterkes av det forhold at nye gjennomføringsmodeller og kontraktsstrategier medfører betydelig økning i arbeidsomfanget på entreprenørsiden. Operatørselskapene har i denne situasjonen et særskilt ansvar for å påse at entreprenørene i tillegg til systemer også har kompetanse tilgjengelig. Frittstående konsulenter brukes i økende grad ved gjennomføring av studier. Oljedirektoratet har i denne sammenheng sett at formidlingen av resultater til prosjektorganisasjonen, koordinering og oppfølging av anbefalinger ikke alltid har vært tilstrekkelig.

2.6.2 IVERKSETTING AV FORSKRIFT OM SYSTEMATISK OPPFØLGING AV ARBEIDSMILJØET PÅ FLYTTBARE INNRETNINGER

For flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten er det stort sett etablert gode systemer for å iverksette *Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet*. Næringen er godt kjent med kravene i forskriften og det er utarbeidet mål og program for oppfølging av arbeidsmiljøet. Norges Rederiforbund og Arbeidsgiverforeningen for skip og offshoreinnretninger har utarbeidet retningslinjer for systematisk oppfølging av arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten. Disse retningslinjene inngår vanligvis i selskapenes spesifikke krav til arbeidsmiljø på flyttbare innretninger. Retningslinjene er imidlertid noe svake på ergonomisiden, slik at selskapene bør supplere sine kravspesifikasjoner med spesifikke ergonomiske krav som er tilpasset den enkelte innretning.

Selskapenes kartlegging av arbeidsmiljøet på den enkelte innretning skjer i henhold til etablerte prosedyrer og avdekker svakheter og områder hvor det er behov for forbedringstiltak, ut fra selskapenes spesifikke krav til arbeidsmiljø. På mange innretninger er en nå i ferd med å prioritere tiltak etter gjennomført kartlegging. Oljedirektoratet vil understreke at det er viktig å balansere ressursene som brukes til kartlegging i forhold til de ressurser som blir satt av til oppfølgingsiltak. Så langt er ressursene i stor grad brukt på kartlegging. De største utfordringene på arbeidsmiljøet er på områdene støy, ergonomi, kjemikalier, samt tilrettelegging av arbeidet, herunder arbeidstakermedvirkning.

Det er påvist mangler ved selskapenes systemer for avviksbehandling av arbeidsmiljøforhold. Oljedirektoratet har mottatt søknader om samtykke som ikke har beskrevet noen avvik fra arbeidsmiljøregelverket, mens direktoratets tilsyn har avdekket betydelige avvik. Gjennom tilsyn rettet mot flyttbare innretninger har direktoratet registrert at resultater av kartleggingsaktivitet ikke er blitt behandlet i selskapets avviksbehandlingssystem.

Arbeidstidsbestemmelsene blir etterlevd på en god måte på de enkelte flyttbare innretninger i petroleumsvirksomheten.

Felles stedlig arbeidsmiljøutvalg på flyttbare innretninger ser ut til å begynne å fungere i samsvar med intensjonene. Det har vært en del uklarheter og uheldig organisering av felles stedlig arbeidsmiljøutvalg på den enkelte innretning, men dette er i ferd med å bedre seg.

Kjemikalier

Oljedirektoratet har gjennom flere år registrert at yrkeshygieniske datablader for helsefarlige kjemikalier ikke har tilstrekkelig kvalitet og har sett eksempler på uheldige konsekvenser av dette. Operatørselskapene har hver for seg brukt store ressurser til kvalitetssikring av datablader samt til å opprette databaser for å skaffe seg oversikt over bruken av kjemikalier. Nytteverdien av dette arbeidet målt i reduksjon av risiko synes ikke å stå i forhold til innsatsen som er nedlagt. Oljedirektoratet har i veiledningen til *Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet* pekt på behovet for et samarbeid i industrien når det gjelder kvalitetssikring av yrkeshygieniske datablader. Det synes klart at det er et stort potensial både for kvalitetsheving og rasjonalisering på dette området.

Oljeindustriens Landsforening har i 1996 etablert en godkjenningsordning for datablader. Ordningen innebærer at operatørselskapene stiller krav til leverandørene om å levere yrkeshygieniske datablader som er kvalitetskontrollert av en instans som kan dokumentere tilstrekkelig kompetanse og systemer. Ordningen skal innføres i 1997, og Oljedirektoratet forventer at ordningen vil medføre en bedring av kvaliteten på databladene, noe som kan gjøre dem bedre egnet som vurderingsgrunnlag i forbindelse med valg av kjemikalier. Godkjenningsordningen kan også bidra til å gi et bedre grunnlag for risikovurderinger og forebyggende tiltak. Oljedirektoratet ser behov for og ønsker en sterkere vektlegging av risikobasert innsats på kjemikalieområdet.

Støy

Støy er et vesentlig arbeidsmiljøproblem i driften av innretningene i petroleumsvirksomheten. I løpet av året har Oljedirektoratet arrangert et seminar på dette området med bred deltakelse fra næringen. De sentrale bestemmelsene om støy er blitt utdypet i et brev til næringen.

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet stiller krav om å minimalisere eksponering for støy, både med utgangspunkt i støyens hørselsskadelige virkning og andre uheldige virkninger av betydning for helse og sikkerhet. Forskriftens krav om at det skal utarbeides spesifikke krav til arbeidsmiljøet, innebærer at det må utarbeides områdevis krav til støynivå både i forbindelse med prosjektering av nye innretninger og i forbindelse med modifikasjoner og drift av eksisterende innretninger. Selskapenes krav til eksisterende innretninger må ikke nødvendigvis være de samme som ved prosjektering av nye.

I tilknytning til prosjektering av nye innretninger vil

en eventuell overskridelse av forskriftens områdevises støygrenser med mer enn 3 dBA, innebære at det må søkes til Oljedirektoratet om at kravet fravikes. Direktoratet har en restriktiv holdning til å fravike forskriften dersom mulighetene for en kostnadseffektiv bekjempning av støy ikke er utnyttet i prosjekteringen. Kostnadene med støybekjempingstiltak er erfaringsvis vesentlig høyere hvis arbeidet må gjøres som modifikasjoner på et senere tidspunkt.

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet stiller krav om at ingen skal utsettes for hørselsskadelig støy. Primært skal dette oppnås med tekniske tiltak, sekundært med organisatoriske tiltak. Ideelt skal et støyproblem med andre ord ikke løses ved bruk av personlig verneutstyr, som hørselsvern. Oljedirektoratet er likevel innforstått med at det i en del områder vil være nødvendig å basere seg på bruk av hørselsvern for å kunne innfri kravet om at ingen arbeidstaker skal utsettes for hørselsskadelig støyeksposering. Dette gjelder særlig for eksisterende innretninger. Ved prosjektering av nye innretninger vil muligheten for å finne teknisk/økonomisk gode fysiske løsninger være langt bedre. Ut fra det relativt store omfanget av innrapporterte tilfeller av hørselsskade som skyldes støy, har Oljedirektoratet understreket betydningen av at personlig verneutstyr vedlikeholdes regelmessig og at hørselsvern benyttes under hele oppholdet i område med høyt støynivå.

Oljedirektoratet forutsetter at selskapene foretar en helhetlig prioritering med hensyn til tekniske støybekjempingstiltak på bakgrunn av en kartlegging av støynivået i de ulike områdene på innretningen sammenholdt med selskapenes spesifikke krav til støynivå, supplert med målinger av støyeksposering for personer som i særlig grad arbeider i områder med hørselsskadelig støynivå. Det foregår for tiden en omfattende aktivitet i selskapene på dette området, både på flyttbare og faste innretninger.

Sikkerhetsmessig forberedelse av arbeidet

Det stilles strenge krav til sikkerhetsmessig planlegging av arbeid på innretningene. Sentralt i dette arbeidet står selskapenes prosedyrer for arbeidstillatelse/sikkerhetsklarering og sikkerhetsmessig forberedelse av arbeidet (sikker-jobb-analyse). Det gjøres stort sett et godt arbeid på dette området. Ut fra viktigheten av god sikkerhetsmessig planlegging av arbeidet, har Oljedirektoratet likevel hatt særlig fokus på praktiseringen av sikker-jobb-analyse, med sikte på å bidra til ytterligere bedring av kvaliteten av prosedyrer og praktisering.

Forskrift om systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet krever at det skal utarbeides retningslinjer for når og hvordan sikker-jobb-analyse skal utføres, og at arbeidstakere som skal delta i det forestående arbeidet skal medvirke i gjennomføring av analysen. Oljedirektoratet har erfart at det kan være behov for nærmere presiseringer i selskapenes prosedyrer og en mer entydig forståelse av begrepet sikker-jobb-analyse, særlig i forhold til jobber der dekkende prosedyrer/rutiner allerede er etablert. Di-

rektoratet har påpekt at analysen bør beskrive farer, mulige konsekvenser og vernetiltak for hvert enkelt trinn i arbeidsprosessen. Det er registrert en noe ulik praksis i næringen med hensyn til å angi risiko i form av sannsynlighet og konsekvens som del av sikker-jobb-analysen. Direktoratet har fremhevet at det viktigste må være å gjøre sikker-jobb-analysen til et brukervennlig verktøy som blir benyttet for å bevisstgjøre den enkelte på mulige risikomomenter og sikkerhetstiltak knyttet til det planlagte arbeidet, uten nødvendigvis å kvantifisere risikoen.

Oljedirektoratet har understreket at det bør være en fast ordning at sikker-jobb-analysen gjennomgås på et møte for alle involverte før jobben settes i gang. Dersom arbeidet går over flere skift, bør det holdes et slikt møte for hvert skift.

Oljedirektoratet har også anbefalt at sikker-jobb-analyse underlegges en ordning med tidsbegrenset oppbevaring på tilsvarende måte som for arbeidstillatelse/sikkerhetsklarering. Når det gjelder gjenbruk av analyser, har direktoratet understreket at dette forutsetter en ny gjennomgang for å forsikre seg om at det er blitt tatt hensyn til eventuelle endringer i forutsetningene.

Høytrykkspyling («vannjetting»)

De siste årene har det skjedd flere ulykker i forbindelse med bruk av vannjettingsutstyr, det vil si utstyr for høytrykkspyling eller ultrahøytrykkspyling. Oljedirektoratet har innhentet opplysninger fra selskapene om omfanget av slikt arbeid, risikoforhold og skadeforebyggende tiltak.

Opplysningene som er innhentet, viser at vannjetting brukes i stadig større grad. Dette gjelder særlig såkalt ultrahøytrykkspyling som erstatning for sandblåsing. Skadene som er registrert er av alvorlig karakter, og det knytter seg betydelige sikkerhets- og arbeidsmiljøproblemer til bruk av dette utstyret. Kun et fåtall av operatørselskapene har sørget for at det er foretatt detaljert vurdering av sikkerhetsmessige og arbeidsmiljømessige forhold.

Fra direktoratets side er det blitt presisert at det må etableres sikkerhets- og arbeidsmiljømessige krav til selve utstyret og bruken av dette. Det er behov for å foreta nærmere vurderinger av både selve utstyret og tilhørende personlig verneutstyr, for å komme fram til forbedringer med sikte på sikrere og bedre arbeidsmiljøforhold.

Ekstraordinær innkvartering

Regelverket for petroleumsvirksomheten har som hovedregel at det skal være like mange senger i boligkvarteret på innretningen som det antall personer som bor der, det vil si at en og samme seng ikke kan brukes både om natten av en person som går vanlig dagskift og om dagen av en annen person som går nattskift. Hovedregelen er altså at såkalt «hot-bedding» ikke er tillatt.

Oljedirektoratet har i den senere tid fått stadig flere søknader om fravik fra regelverket for slik ekstraordinær innkvartering. I de tilfeller slike søknader er blitt innvilget, har de viktigste forutsetninger vært at slik innkvartering bare blir benyttet i et begrenset omfang i en særlig

vanskelig tidsbegrenset situasjon, at bare enmannslugarar blir benyttet til slik innkvartering, og at det settes inn ekstra bemanning i forpleiningen.

I de spesielle situasjonene som har vært behandlet, har det realistiske alternativet oftest vært å bli innkvartert på en annen innretning, med helikoptertransport fram og tilbake for hvert skift. Slik «shuttling» med helikopter betraktes av mange som en dårligere løsning enn «hot-bedding» i enmannslugar, både ut fra en velferdsmessig og sikkerhetsmessig synsvinkel.

Arbeidskonflikter

Det har vært fire arbeidskonflikter på sokkelen i 1996, som til dels har vært vanskelige å håndtere, også for Oljedirektoratet.

Oljedirektoratet har blant annet vurdert sikkerhetsmessige forutsetninger i forbindelse med midlertidig stans av boreoperasjoner, blant annet i tilknytning til regelverkets krav om at det til enhver tid skal være to testbare barrierer, noe som kan etterleves flere måter. Det har vært omfattende diskusjoner om hvilken tid som er nødvendig for å stanse operasjonene på en forsvarlig måte og etablere sikkerhetsbemanning ved en arbeidskonflikt.

Det har også vært behandlet saker om hvem som skal være med i sikkerhetsbemanningen ved en arbeidskonflikt. Det forhold at det ofte vil være relativt få arbeidstakere som er omfattet av plassfratredelse, har i noen tilfeller ført til at sakene har vært vanskelig å håndtere. Det er blitt stilt spørsmål ved om det likevel kan være sikkerhetsmessig forsvarlig å fortsette operasjoner selv om enkelte arbeidstakere er i konflikt. Oljedirektoratets behandling av sakene har vært basert på konkrete vurderinger i hver enkelt tilfelle.

2.7 BEREDSKAP

Aksjonsutvalget for staten (AKU) ble oppløst med virkning fra 15. februar 1996. AKU ble erstattet av to samarbeidsavtaler; mellom Statens forurensningstilsyn og Oljedirektoratet, og mellom Statens forurensningstilsyn, Sjøfartsdirektoratet og Kystdirektoratet.

Koordineringsavtalen mellom Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn forutsetter at det skal holdes en årlig felles øvelse mellom de to etater. Øvelsen skal sikre at de to etater ved fare- og ulykkesituasjoner som berører dem begge er i stand til å ivareta statens ansvar og oppgaver på en koordinert og effektiv måte. Øvelsen har fått navnet MYNDEX og ble gjennomført både i 1995 og i 1996.

2.8 BORING

2.8.1 OVERSIKT OVER BORE- OG BRØNNAKTIVITETER

I 1996 ble det påbegynt til sammen 30 letebrønner på norsk sokkel, en nedgang på seks i forhold til 1995.

Geografisk er letebrønnene fordelt med 24 i Nordsjøen

og seks i Norskehavet. Det ble ikke heller ikke i 1996 påbegynt nye letebrønner i Barentshavet.

Når det gjelder utvinningsboring, ble det i 1996 boret til sammen 141 brønner, mot 109 i 1995. Av disse ble 57 boret fra flyttbare innretninger.

2.8.2 HENDELSER MED TAP AV BRØNNKONTROLL

Det kan ofte være små marginer mellom kontrollerte brønnoperasjoner og tap av brønnkontroll. I 1996 inntraff to hendelser hvor det ble nødvendig å stenge inn brønnen og iverksette nødprosedyrer for å gjenvinne kontroll. I begge tilfellene lot det seg imidlertid gjøre å gjenvinne kontroll over brønnene uten at det oppsto skade på personer, miljø eller utstyr.

Hvert år benytter både operatørselskaper og entreprenører store ressurser for å gjøre personell og innretninger i stand til å håndtere kritiske brønnkontrollsituasjoner. Utstyret blir underlagt grundig vedlikehold og kontroll, mens personellet gjennomgår regelmessige kurs og øvelser innenfor brønnkontroll.

De to hendelsene har vist at det er rom for forbedringer både med hensyn til utstyr og opplæring av personell. På utstyrssiden er det viktig at skjærventilen, når den blir aktivert, kutter og stenger som forutsatt. I tillegg må det oppnås bedre kontroll med hvor denne stenger i forhold til rørskjøtene. I ett av tilfellene ble skjærventilen aktivert ved en rørskjøt og kunne således ikke kutte strengen.

Hendelsene har også avdekket mangler med hensyn til forståelse av brønnkontrollproblemene. Det er viktig at operatørene, entreprenørene, brønnkontrollskolene og myndighetene holder en nær kontakt for å sikre at opplæringen er hensiktsmessig, relevant og tilstrekkelig.

2.8.3 BORING PÅ STORE HAVDYPP

Oljedirektoratet har i 1996 gitt prioritet til arbeid med og å identifisere og ta stilling til de spesielle faglige utfordringene slik virksomhet representerer. Arbeidet danner grunnlag for å sikre at regelverket er dekkende for lete- og produksjonsvirksomhet på store havdyp samt styrke direktoratets kompetanse i forbindelse med tilsynet med selskapenes virksomhet på store havdyp. Gjennom arbeidet har direktoratet også ønsket å stimulere operatørselskapene til å engasjere seg i problemstillingene i forkant, slik at aktivitetene kan bli gjennomført på en forsvarlig og kostnadseffektiv måte.

Boring på store vandyp medfører operasjonelle problemer på grunn av den store avstanden mellom overflateinnretningen og selve borehullet, noe som kompliserer hydraulisk kommunikasjon og styring med utstyret på havbunnen og i borehullet. Det store dypet skaper også et problem i forhold til de fleste tilgjengelige leteinnetninger ved behovet for økt bæreevne for økte mengder stigerør og borevæsker, samt for innretningens evne til å holde posisjonen.

Hydratdannelse er et fenomen som vil gi særlige ut-

fordringer på store havdyp. Hydrater er en kjemisk forbindelse som dannes av vann i hydrokarbongass under påvirkning av høyt trykk, og opptrer som en islignende substans. Hydratene kan tilstoppe stigerøret, og ellers skape funksjonsvansker for utstyr i brønnen. Det finnes også naturlig dannede hydrater i de øvre lag av havbunnen som kan påvirke forløpet av ras som kan medføre fare for skader på brønnen med tilhørende utstyr.

Særlig på Vøringplatået, hvor det er tildelt utvinnings-tillatelser i 15. tildelingsrunde, forekommer også store strømhastigheter og kompliserte strømforhold. Dette medfører blant annet økte belastninger på forankringssystemer og stigerør.

Beredskapsmessig må det tas særskilt hensyn til at dyptvannsområdene på norsk sokkel også har større avstand til land enn det som til nå vært tilfelle. De nevnte utfordringene blant annet ved økt behov for bæreevne, medfører at det i dag er et begrenset antall egnede boreinnretninger tilgjengelig. Dette er et forhold som må vurderes med tanke på et mulig behov for boring av avlastningsbrønn dersom det skulle oppstå et brønnkontrollproblem.

En rekke av de utfordringene som er identifisert med tanke på boreaktiviteter, vil også være relevante i produksjonsfasen.

Innenfor de problemområder som er identifisert, har Oljedirektoratet i 1996 gjennomført en rekke aktiviteter for å utvikle kunnskap og erfaring for å kunne ivareta forvaltningsoppgavene i forbindelse med petroleumsaktiviteter på store havdyp.

Direktoratet har blant annet gjennomført en møteserie med operatørene hvor en har diskutert valg av områder og aktuelle problemstillinger, samt metode/samarbeidsprosjekter for å kunne sikre en samordnet felles oppfølging. Så langt har selskapene gitt uttrykk for at det er positivt at Oljedirektoratet kommer i dialog på et tidlig tidspunkt i forhold til aktiviteter på store havdyp.

2.9 NATURDATA

Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt fører Oljedirektoratet tilsyn med innsamlingen av naturdata (strøm, bølger, vind osv) på utvalgte innretninger på norsk kontinentalsokkel. Bistandsordningen fungerer meget tilfredsstillende og bidrar til et effektivt tilsyn med denne aktiviteten.

I 1996 har det vært innhentet naturdata fra følgende innretninger: Ekofisk, Yme, Sleipner, Frigg, Gullfaks, Draugen, Heidrun, Transocean Arctic, Deepsea Bergen og Polar Pioneer.

Naturdatainnsamling fra Ymefeltet startet i 1996. Det er videre gjort forberedelser til å samle inn naturdata fra Norge, når produksjonen starter der i 1997.

Oljedirektoratet har også i 1996 samlet inn naturdata på Vøringplatået, utenfor Vesterålen og på Tromsøflaket. Det er samlet inn data om bølgehøyde, bølgeretning, strøm, og værforhold. Måleprogrammet er blitt gjennomført av

firmaet Oceanor i Trondheim. Disse målingene har nå pågått i 20 år, og hadde i 1996 en kostnadsramme på 3,1 millioner kroner.

2.10 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

2.10.1 KOLLISJONER

I 1996 er det rapportert om tre kollisjoner mellom fartøyer og innretninger. Alle kollisjonene kan betraktes som mindre og skadene var små.

De siste 16 årene er det registrert til sammen 36 kollisjoner mellom konstruksjoner og fartøyer. Dette gir en hyppighet på ca tre kollisjoner per 100 år og innretning. Hendelsene er noenlunde jevnt fordelt gjennom denne perioden, og det er dermed ikke noen klar trend til økning i antall hendelser, selv om antall innretninger har økt betydelig i perioden.

Bare to av kollisjonene ble forårsaket av et ikke-autorisert fartøy, det vil si fartøy som ikke var klarert for å bevege seg innenfor innretningens sikkerhetssone. Det har i 1996 ikke vært rapportert om tilfeller av drivende gjenstander hvor det har vært umiddelbar fare for kollisjon med innretninger.

Det ble i 1994 innledet et samarbeid med myndigheter i Nederland og Storbritannia for å sammenlikne og standardisere beregningene av kollisjonsrisiko. Arbeidet ble videreført i 1996 og vil fortsette i 1997. Erfaringene med kollisjoner på norsk sokkel er i stor grad de samme som på britisk side, selv om frekvensen og antallet er noe lavere. Det som er særegent ved det norske materialet er en høyere forekomst av kollisjon mellom lastetankskip og lastebøyer. Årsaken til disse kollisjonene har sammenheng med bruken av dynamiske posisjoneringssystemer.

2.10.2 KONSTRUKSJONER PÅ STORE VANNDYP

Strømforhold

Målinger som er gjort på Vøringplatået, viser at strømhastighetene er høye fra overflaten og helt ned til havbunnen på 1 500 meters dyp. Undersøkelser er imidlertid bare gjort på noen få målesteder, og det er behov for flere målinger for å skape grunnlag for beregning av belastninger på strukturer, forankringssystemer og stigerør.

De største strømhastighetene som er målt på Vøringplatået er høye og kan sammenliknes med strømhastigheter i Trollområdet. I tillegg til de mekaniske påkjenningene på innretninger og utstyr, vil høye strømhastigheter kunne virke inn på presisjonen i operasjonene og krever således særlige tiltak for å kompensere for dette. Sterk strøm øker videre faren for kollisjoner mellom innretninger og fartøyer.

Posisjoneringssystemer

Posisjoneringssystemet er av stor betydning for å holde en innretning på plass, slik at operasjonene kan gjennomføres forsvarlig og uten at det oppstår skade på stigerør og annet utstyr. Oljedirektoratet har under gjennomføring en vurdering av påliteligheten av slike systemer for dyptvannslokasjoner. Et satellittsystem er tilgjengelig som referanse for posisjonering på Vøringplatået. I tillegg kan det brukes et system som er basert på akustiske signaler fra havbunnen. Nøyaktigheten av dette systemet avhenger av vanddyppet, endring i saltholdighet og vanntemperatur, og usikkerheten ved denne metoden øker generelt med økende vanddypp. Det kan også være aktuelt å bruke Loran C som referansesystem, og i 1996 er det gjennomført en del tester med dette systemet. Det er videre startet arbeid med å bruke et russisk satellittsystem som referansesystem, og tester med dette er påbegynt. Oljedirektoratet har i 1996 deltatt i et utviklingsprosjekt som har som formål å bedre påliteligheten av systemer for dynamisk posisjonering.

2.11 LØFTEINNRETNINGER

Også i 1996 inntraff flere alvorlige uønskede hendelser ved kranoperasjoner. Noen av hendelsene medførte til dels alvorlige personskader, mens flere hendelser hadde et stort farepotensial. Oljedirektoratet anser utilstrekkelig tilrettelegging og planlegging av løfteoperasjoner samt mangelfullt vedlikehold som årsak til hendelsene. Løfteoperasjoner på innretningene i petroleumsvirksomheten representerer i sin natur et farepotensial.

I de senere år har det inntruffet flere dødsulykker og andre alvorlige ulykker ombord på forsyningsfartøyer i forbindelse med løfteoperasjoner mellom innretning og fartøy. Aktivitetene på slike fartøyet omfattes av maritimt regelverk og personellsikkerheten om bord kommer ikke inn under regelverket som forvaltes av Oljedirektoratet. Direktoratet synes likevel utviklingen er bekymringsfull, og innledet i 1996 derfor et samarbeid med Sjøfartsdirektoratet om tilsyn rettet mot selskapenes planlegging og rutiner for kranoperasjoner mellom innretning og fartøy. Dette samarbeidet vil bli videreført i 1997.

2.12 HYDROKARBONLEKKASJER, BRANNER OG BRANNTILLØP

2.12.1 HYDROKARBONLEKKASJER

Oljedirektoratet har mottatt rapport om 156 hydrokarbonlekkasjer i 1996, mot 120 i 1995. Fire av lekkasjene er karakterisert som store (alvorlige), basert på en vurdering av blant annet utslippsmengde, farepotensial og årsaksforhold. Tabell 2.12.1 viser fordeling av gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte. To av lekkasjene hadde sin årsak i operasjonelle feil, mens to skjedde som følge av svikt i komponenter. I ett av tilfellene pådro en person seg mindre skader.

Figur 2.12.1.a viser område på innretningen hvor gasslekkasjene inntraff, mens figur 2.12.1.b viser hovedtypene av feil som har forårsaket lekkasjene.

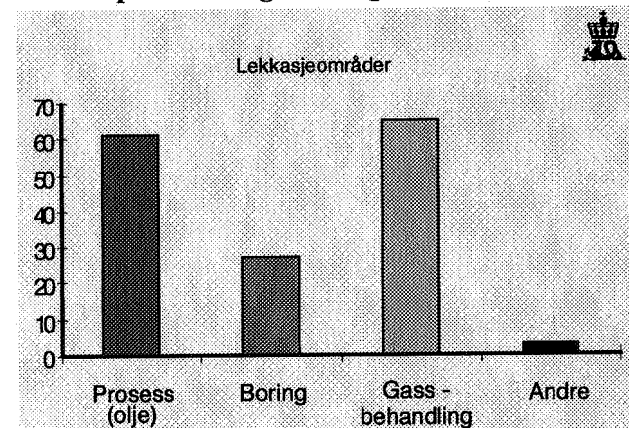
Sett i forhold til antall innretninger i drift og produsert petroleum, har det etter direktoratets vurdering i de foregående årene vært en positiv utvikling i antall og alvorlighetsgrad av rapporterte lekkasjer. De fleste av operatørselskapene benytter nå en felles database og dermed en felles mal for rapportering av hydrokarbonlekkasjer. Dette kan stimulere rapporteringsvilligheten og dermed forklare en del av økningen i rapporterte lekkasjer. Det synes likevel rimelig å anta at økningen i 1996 indikerer en reell negativ utvikling av farebildet.

Det er derfor en utfordring både for aktørene i petroleumsvirksomheten og for Oljedirektoratet å videreføre og å øke innsatsen for å redusere antallet lekkasjer. Utveksling av informasjon mellom operatørselskapene om årsaksforhold kan i denne sammenheng være et godt grunnlag for å vurdere de dominerende og gjentatte årsakene til lekkasjer for dermed å iverksette effektive og målrettede tiltak.

Tabell 2.12.1
Fordeling av gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad og deteksjonsmåte

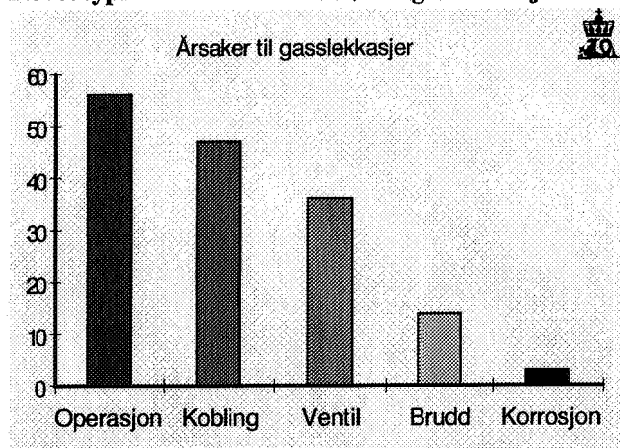
Alvorlighetsgrad	Antall lekkasjer	Antall automatisk detektert	Antall manuell detektert
Stor	4	2	2
Middels	32	22	10
Liten	120	33	87
Totalt	156	57	99

Figur 2.12.1.a
Område på innretningen hvor gasslekkasjene inntraff



- Prosess (olje): Lekkasje fra systemer som inneholder olje (brønner og separatorer)
- Boring: Boring og brønnaktiviteter
- Gassbehandling: Lekkasjer fra systemer som inneholder kun gass (kompresjon, fakkell, gassinjeksjon)

Figur 2.12.1.b
Hovedtyper av feil som medfører gasslekkasjer



Operasjon: Prosedyrefeil, operasjonell feilhandling
Kobling: Flenser, pakninger, rørdeler

2.12.2 BRANNER OG BRANNTILLØP

Oljedirektoratet har registrert 19 branner og branntilløp i 1996 mot 18 i 1995. Høy overflatetemperatur (for eksempel eksosavløp fra forbrenningsmotorer) og elektriske feil var de hyppigste årsakene til antennelse.

Tabell 2.12.2 gir en oversikt over omfanget og årsaken til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1996. Antallet og fordeling etter alvorlighetsgrad er på et rimelig nivå, men årsakene indikerer likevel at det ved målrettet innsats er mulig å redusere antallet ytterligere.

Tabell 2.12.2
Årsaker til branner fordelt på størrelsesorden

Årsaksgrupper	Størrelsesgrupper		
	Liten	Middels	Stor
Sveisearbeid	1		
Høy overflatetemp., varmgang	7	3	1
Elektrisk feil	5		
Andre årsaker	2		
Totalt	15	3	1

Brann på Statfjord C

Brannen som er kategorisert som stor, inntraff på Statfjord C 31.1.1996. En blindflens som manglet på en overføringslinje førte til at olje til bruk i boreoperasjoner rant ut over dekket og ned på utsiden av innretningen. Utslippet ble sannsynligvis antent av uisolerte festebraketter på eksosrør fra en generatorturbin. Brannen førte til skader på elektriske installasjoner, luftinntak til generatorturbin og på dekk- og veggplater. Brannen ble slokket av beredskapsfartøyet i løpet av ca 25 minutter. Det var ikke

brannbekjempelsesutstyr tilgjengelig i det aktuelle området, fordi det under konstruksjon av innretningen ble vurdert som særdeles usannsynlig at brann skulle kunne oppstå i dette området.

2.13 DYKKING

2.13.1 DYKKEAKTIVITET

I løpet av 1996 ble det foretatt 47 overflateorienterte dykk og 201 klokkeløp med 28 662 manntimer i metning på norske sokkel og på norske rørledninger underlagt norsk jurisdiksjon på utenlandsk sokkel. Dette er omtrent en tredel av antall overflateorienterte dykk og av metningsdykking fra 1995.

Gjennomsnittlig klokkeløpstid for metningsdykking var i 1996 på 6,4 timer, som er omtrent det samme som i 1995. Gjennomsnittlig metningsperiode var 12,4 døgn, en reduksjon på 3,1 døgn fra året før. Gjennomsnittlig vanntid for overflateorientert dykking var på 1,6 timer, som er omtrent det samme som i 1995. Dykkeoperasjonene har vært utført fra fire ulike fartøyer og innretninger.

Dykkeaktiviteten har fordelt seg på inspeksjons-, vedlikeholds- og konstruksjonsarbeider på felt der Elf, Hydro, Phillips og Statoil er operatører. Dykking i forbindelse med konstruksjonsarbeid har utgjort en stor del av aktiviteten. Dette arbeidet har i det vesentligste vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og til assistanse ved installasjon av strukturer.

2.13.2 OPPLÆRING AV DYKKERE

Statens dykkerskole har utdannet 12 metningsdykkere i 1996. Videre har Norsk yrkesdykkerskole og Statens dykkerskole til sammen utdannet 66 dykkere som har fått utstedt sertifikat klasse 1.

2.13.3 FORSKNING OG UTVIKLING

Oljedirektoratet har også i 1996 deltatt i styret og prosjektledelsen for det dykkerrelaterte forskningsprogrammet OMEGA. Dette engasjementet bidrar til at direktoratets fagmiljø er løpende orientert om pågående FoU-aktivitet på området.

I november 1996 ble det årlige dykkeseminalet gjennomført som et felles seminar for dykking både til havs og innaskjærs.

Gjennom flere år har det pågått et utviklingsarbeid for å møte myndighetskrav til reservegass, som trådte i kraft 1. januar 1996. Utstyr for reservegass har vært under operasjonell tilpasning og bruk i løpet av 1996.

3. Miljøtiltak i petroleumsvirksomheten

3.1 HENSYNET TIL MILJØET

Miljøspørsmål har etter hvert fått en sentral plass i utformingen av petroleums- og energipolitikken, og Oljedirektoratet ivaretar hensynet til miljøet som en del av arbeidet med å forvalte de norske petroleumsressursene på en forsvarlig måte. Oljedirektoratets innsats er særlig rettet mot forebyggende tiltak for å forhindre og begrense forurensningsskade.

Hovedaktivitetene i dette arbeidet er fastsetting av regelverk og andre rammer for virksomheten, utredninger for og rådgivning til overordnede departementer og tilsyn med de aktivitetene som operatørselskapene driver. Andre aktiviteter er deltaking i nasjonale og internasjonale fora som arbeider med beskyttelse av miljøet, informasjonsarbeid og samarbeid med andre myndigheter, spesielt Statens forurensningstilsyn (SFT).

3.2 MYNDIGHETER OG RAMMER

Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn har begge selvstendig myndighet i petroleumsvirksomheten etter petroleumsloven og forurensningsloven. Oljedirektoratet håndhever også loven om CO₂-avgift.

Petroleumslovgivningen krever at all virksomhet skal foregå på en forsvarlig måte og ivareta sikkerhet for personell, miljø og økonomiske verdier.

Forurensningsloven har som formål å sikre en forsvarlig miljøkvalitet, slik at forurensninger og avfall ikke fører til helseskade, går ut over trivselen eller skader naturens evne til produksjon og selvforying.

Forskriftene om internkontroll, risikoanalyser og beredskap er hjemlet i begge de sentrale lovene som er nevnt ovenfor, og forvaltes av Oljedirektoratet sammen med resten av teknologiregelverket og arbeidsmiljøloven. Tilsynsansvaret mellom myndigheter er fordelt gjennom instruksjonen om ordningen av tilsynet.

3.3 TILSYN MED AKTIVITETENE

Sikkerhet mot forurensning omfattes av sikkerhetsbegrepet slik det anvendes i sokkelvirksomheten, og tilsynet med miljøtiltak og miljørelaterte aktiviteter er en integrert del av tilsynsvirksomheten. Oljedirektoratet fører tilsyn med interne styringssystemer hos operatører og entreprenører for å sikre at virksomheten blir planlagt og gjennomført i samsvar med krav fra myndighetene og mål og akseptkriterier i selskapene. Oljedirektoratet vurderer de samlede sikkerhetsmessige, ressursmessige og økonomiske sider ved miljøtiltak.

Helheten i myndighetenes tilsynsarbeid sikres gjennom Oljedirektoratets koordinerende rolle i forhold til Statens forurensningstilsyn i tilsynsvirksomheten. De felles føringene for myndigheten som blant annet ligger i Oljedirektoratets forvaltning av tilsynsordningen og forskriftene om internkontroll, risikoanalyse og beredskap, bidrar også til

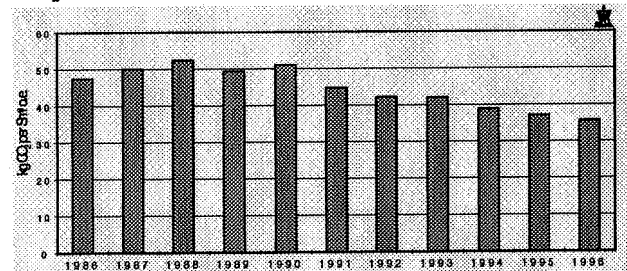
dette. Området er for øvrig nærmere redegjort for i kapittel 2 om sikkerhet og arbeidsmiljø.

I tilsynet med leteboring i miljøfølsomme områder har Oljedirektoratet særlig sett på forebyggende tiltak som operatører setter i verk, og det er satt i gang et arbeid som ser på hvordan selskapenes risiko- og beredskapsanalyser bedre skal ivareta hensynet til miljøfølsomhet i selve planleggingen av boreoperasjoner. Oljedirektoratet har ellers fulgt opp operatørene i arbeidet med å fastsette akseptkriterier for miljørisiko, den risikoen operatøren selv kan akseptere for sin aktivitet.

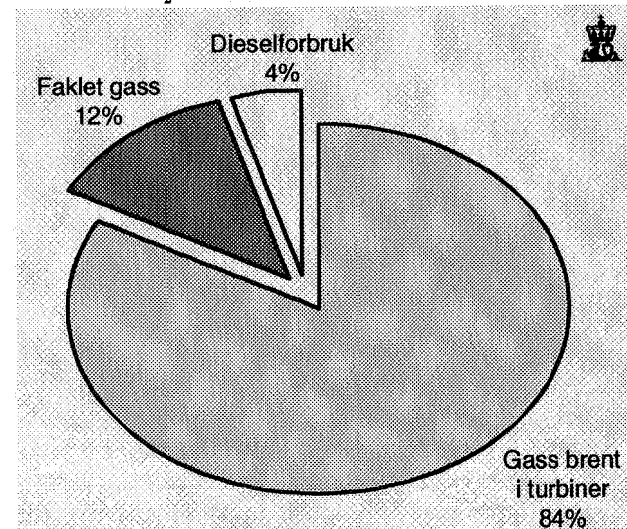
Oljedirektoratet fører også tilsyn med bruken av utstyr som måler brenselforbruk og mengde gass til fakling og kaldventilering. Innkreving av CO₂-avgiften på sokkelen er lagt til Oljedirektoratet, og direktoratet vurderer om avgiften bidrar til å redusere CO₂-utslipp på en effektiv måte. I 1996 har avgiftssatsen vært 85 øre per Sm³ naturgass brent og kaldventilert og 85 øre per liter diesel forbrukt.

De totale CO₂-utslippene fra avgiftsbelagt virksomhet, var 7,9 millioner tonn i 1996. Det er en økning på 0,5 millioner tonn i forhold til 1995, men CO₂-utslippene per produsert enhet har gått ned. Dette er illustrert i figur 3.3.a. Figur 3.3.b viser hvordan utslippene fordeler seg på kilder.

Figur 3.3.a
CO₂-utslipp per produsert enhet



Figur 3.3.b
Kilder til CO₂-utslipp



3.4 DET YTRE MILJØET

Når Oljedirektoratet vurderer konsekvensutredninger, planer for utbygging og drift og samtykkesøknader, legges det stor vekt på muligheten for å ta i bruk teknologi som reduserer mengden av utslipp.

Innenfor Oljedirektoratets myndighetsområde følger Oljedirektoratet opp de miljørelaterte vilkårene som går fram av dokumenter til Stortinget. I 1996 har Oljedirektoratet blant annet arbeidet med en studie som ser på kostnadene ved å forsyne innretningene til havs med elektrisk kraft fra land. Dette arbeidet er en oppfølging av St meld nr 41 (1994-95), Innst S nr 144 (klimameldingen), og vil sluttføres i løpet av våren 1997.

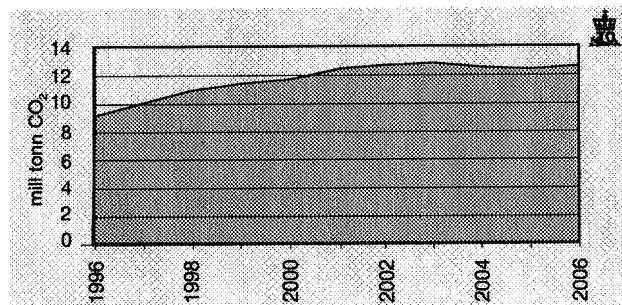
Som et ledd i myndighetenes arbeid med nasjonale handlingsplaner for reduksjon av flyktige organiske forbindelser (NMVOC) har Oljedirektoratet foretatt vurderinger av tiltak i petroleumsvirksomheten.

Oljedirektoratet har også utarbeidet prognoser for utslipp av CO₂ (se figur 3.4), nitrogenoksider og NMVOC. Prognosene er et viktig grunnlag for å vurdere virkemidler, slik at nasjonale og internasjonale forpliktelser kan følges opp.

I arbeidet med MILJØSOK har Oljedirektoratet vært representert med en observatør i styringsgruppen, og tilsvarende i en av arbeidsgruppene, teknisk og økonomiske handlingsalternativer. Oljedirektoratet har også bidratt med underlagsmateriale til arbeidet.

Figur 3.4

Prognoser for CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten



3.5 TEKNOLOGIUTVIKLING

Petroleumsloven med forskrifter stiller krav om at sikkerhet og teknologi blir utviklet videre i samsvar med teknologi- og samfunnsutvikling ellers. Oljedirektoratet har prioritert oppfølging av blant annet følgende i 1996:

- forskning, utvikling og bruk av mer energieffektiv teknologi for olje- og gassproduksjon,
- redusert behov for brenning av gass ved produksjon,
- utvikling av teknologi for å redusere utslipp av NO_x fra forbrenning,
- bruk og håndtering av tungmetaller, lavradioaktivt materiale og biocider,
- kartlegging og reduksjon av utslipp til luft og sjø ved formasjonstesting

I tillegg arbeider Oljedirektoratet for å påvirke industrien til å systematisere erfaringsoverføring i miljøspørsmål, for å få utviklet effektive og miljøvennlige løsninger som samtidig gir best mulig økonomi.

3.6 DISPONERING AV INNRETNINGER ETTER BRUKSOPPHØR

Norske myndigheter har nedsatt et tverrdepartementalt utvalg som har som oppgave å utarbeide en nasjonal politikk for disponering av innretninger som har vært benyttet i petroleumsvirksomheten. Dette utvalget bidrar også til det pågående internasjonale arbeid under Oslo- og Paris-konvensjonen (OSPAR) og Londonkonvensjonen. Oljedirektoratet er en sentral premissleverandør i dette arbeidet.

Per i dag er det i hovedsak retningslinjene til International Maritime Organization (IMO) som legger føringer i forbindelse med disponering av innretninger som er tatt ut av bruk. To sentrale forhold i disse retningslinjene er:

- Innretninger som står på mindre enn 75 m vanddyb og der bærestrukturen veier over 4 000 tonn skal fjernes (vanddybet øker til 100 m for alle innretninger som plasseres ut etter 1. januar 1998).
- Dersom en innretning fjernes til under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle på minimum 55 meter ned til den delen av innretningen som står igjen.

For øvrig bidrar Oljedirektoratet med vurderinger knyttet til disponeringsplanene for de enkelte felt. I 1996 har plan for disponering av Mime blitt behandlet. Tilsvarende plan for Odin er sluttbehandlet.

3.7 OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1996 i et 1 000 km² stort område mellom Patchbank og Utsirahøyden vest av Karmøy. 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.

Diverse kjettinger, vaiere av forskjellige dimensjoner, en jernkonstruksjon og fiskebruk til en samlet vekt på ca 25 tonn ble fjernet fra havbunnen. Seks vrak ble nøyaktig posisjonert, men ikke hevet.

Arbeidet ble utført av Stolt Comex Seaway A/S, Haugegesund, med fartøyet M/V «Bergen Viking». Valg av kontraktør 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.

4. Internasjonalt samarbeid

4.1 SAMARBEID MED NORAD

Oljedirektoratets Norad-bistand i 1996, som var på ca 5,25 årsverk, ble finansiert av Norad. Hoveddelen av bistandsarbeidet har vært rettet mot følgende samarbeidsland: Angola, Namibia, Tanzania, Sør-Afrika, Mosambik, Eritrea, India, Bangladesh og Nicaragua. Oljedirektoratet har også fortsatt samarbeidet med Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and South-east Asia (CCOP).

Oljedirektoratet har kommet langt i å møte NORADs målsetting om å etablere langsiktige samarbeidsavtaler med relevante institusjoner i de aktuelle land. En regner med at i løpet av neste år vil alle hovedprosjekter være regulert gjennom slike avtaler.

I tillegg til personell fra Oljedirektoratet benyttes i stor utstrekning norske leverandører av varer og konsulenttjenester i forbindelse med gjennomføring av de enkelte prosjektene. Konsulenter velges oftest ut i konkurranse med internasjonale selskaper. Innenfor denne type tjenester er norsk kompetanse på topp i internasjonal sammenheng.

I det følgende er det gitt en kort oversikt over hovedbistandsland og aktiviteter:

Angola

Oljedirektoratet har bistått ved tilretteleggelse av flere delegasjonsbesøk i Norge, blant annet ved den angolanske energiministers besøk. Planlegging av fremtidig bistand innen regelverksutvikling innen sikkerhets- og ressursforvaltning og generell institusjonsstøtte har vært hovedaktiviteten i 1996. MINPET (Departement) er naturlig hovedsamarbeidspartner. Sonangol, som i dag utfører flere myndighetsfunksjoner deltar også i planleggingen av framtidige bistandaktiviteter.

Namibia

Oljedirektoratet har bistått med utforming av forskrifter, oppfølging av boreoperasjoner og assistanse ved etablering av kjernelager og arkiver. Utbygging av gassfeltet Kudu og videre oljeleting er hovedutfordringer. NAMCOR er hovedsamarbeidspartner (statsoljeselskap).

Sør-Afrika

Oljedirektoratet har bistått NORAD og Department of Mineral Resources and Energy i forbindelse med identifisering av bistandsbehov til petroleumssektoren og utforming av prosjektsøknad. Organisering av oppstrøms olje- og gassvirksomhet og etablering av rammebetingelser for markedsføring av naturgass i Sør-Afrika er viktige områder for eventuell fremtidig norsk bistand.

Mosambik

Oljedirektoratet har bistått med utforming av lovgivning, ressurs-, rørlednings- og sikkerhetsregelverk, traktatsforhandling med Sør-Afrika, oppfølging av boreoperasjoner, datasikring og generell institusjonsstøtte. Hovedsamarbeidspartnere er DNCH (Direktorat) og ENH (Statsoljeselskap).

Utbygging av gassfeltet Pande og oppbygging av gassbasert industri eller storstilt eksport til Sør-Afrika og videre ressurskartlegging er hovedutfordring for de mosambikanske samarbeidsinstitusjoner. Et økende antall internasjonale selskaper viser interesse for leting etter olje og utvikling av gassressurser.

Tanzania

Bistanden har omfattet forhandlingsstøtte vedrørende utvikling av gassfeltet Songo-Songo, assistanse vedrørende planlegging av bruk av gass og bistand vedrørende dataforvaltning. TPDC er hovedsamarbeidspartner (statsoljeselskap).

Eritrea

Oljedirektoratet har bistått vedrørende etablering av rammebetingelser, ressursplanlegging, promotering, datalagring og seismisk kartlegging. Ministry of Energy and Mineral Resources er hovedsamarbeidspartner.

India

Oljedirektoratet har bistått vedrørende hele Oljedirektoratets ansvarsområde med erfaringsoverføring til en tilsvarende etat, DGH, som er under oppbygging. Lagring av store datamengder, ressursevaluering, utbyggingsplanlegging og gjennomføring av sikkerhetsrevisjoner er fokusområder for bistanden.

Bangladesh

Oljedirektoratet har ytt bistand ved etableringen av ny forvaltningsmodell for petroleumssektoren med opprettelse av en ny «Hydrocarbon Unit» i Olje- og energidepartementet i Dhaka. Oljedirektoratet har også deltatt i utarbeidelse av en studie vedrørende administrative rutiner for utøvelse av ressurs- og sikkerhetsforvaltning og har bidratt til et PETRAD seminar om samme temaer.

Bangladesh Petroleum Institute var hovedsamarbeidspartner i det programmet som nå er avsluttet.

Vietnam

Oljedirektoratet har ytt bistand vedrørende utvikling av sikkerhetsregelverk og opplæring innenfor sikkerhetsforvaltning. Hovedsamarbeidspartner er Petrovietnam (statsoljeselskap). SFT samarbeider om samme prosjekt.

CCOP

Oljedirektoratet har ytt bistand til samarbeidsorganisasjonen i Øst og Sørøst Asia som arbeider for kartlegging av petroleumsressurser i området og legger planer for utnyttelse av disse ressurser. I desember 1996 tiltrådte en geofaglig ekspert fra Oljedirektoratet CCOPs sekretariat i Bangkok som rådgiver for en periode på 2-3 år.

Nicaragua

Oljedirektoratet har ytt bistand vedrørende promotering, kartlegging av ressurspotensialet og sikring av data. INE er

hovedsamarbeidspartner (kontor undelagt energiministeriet).

I tillegg er det utført administrative oppgaver i tilknytning til de ovennevnte prosjekter og generell bistand til NORAD, blant annet i forbindelse med evaluering og planlegging av nye prosjekter.

4.2 SAMARBEID MED PETRAD

Som resultat av et prøveprosjekt, gjennomført av Oljedirektoratet for Norad i perioden 1989-1993, ble Petrad etablert som en selvstendig stiftelse av Oljedirektoratet og Norad 1. januar 1994.

Stiftelsens formål er å stille norsk erfaring og kompetanse innenfor ledelse og forvaltning av petroleumsressursene til disposisjon for ledere fra myndigheter og nasjonale oljeselskaper i Afrika, Asia, Latin-Amerika, Oceania og SUS. Dette gjøres ved å tilpasse seminarer etter forespørsel og behov fra myndigheter i ovennevnte regioner, i tillegg til årlig gjennomføring av to åtte ukers kurs, "Petroleum Policy and Management" og "Management of Petroleum Operations", i Stavanger.

Alle Petrad-aktivitetene er tiltenkt topp- og mellomledere.

Petrads lokalisering i Oljedirektoratet fører til at direktoratet har et nært og utbytterikt samarbeid med stiftelsen. Oljedirektoratet deltar med forelesere og ressurspersoner både på kurs og seminarer i Norge og i utlandet.

I 1996 bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av Petrads til årlige 8-ukers kurs "Management of Petroleum Development and Operations" og "Petroleum Policy and Management", gjennomført i Oljedirektoratets lokaler, denne gang med 45 deltakere fra 28 nasjoner.

I tillegg bidro Oljedirektoratet ved gjennomføringen av Petrads 6-ukers kurs "Management of Petroleum Development and Operations" arrangert for 18 ledere fra "Oil & Natural Gas Corporation of India" (ONGC).

Oljedirektoratet har også bidratt ved gjennomføringen av seminarer i India, Namibia, Russland, Kazakhstan, Bangladesh og Papua New Guinea

Oljedirektoratet er også involvert i forbindelse med Petrads engasjement i forhold til Russland. Dette engasjementet er i hovedsak koordinert under Norsk-Russisk forum for energi og miljø, som ledes av Olje- og energidepartementet. Det er under forumet opprettet flere arbeids- og ekspertgrupper som administreres av Petrad med deltakelse fra russisk og norsk side. Direktoratet er med i samtlige av disse ekspertgruppene. Arbeidet foregår gjerne i form av aktive arbeidsseminarer.

4.3 SAMARBEID INNENFOR RESSURSFORVALTNING

Årlige møter med danske og britiske myndigheter

Som olje- og gassprovins er Nordsjøen i hovedsak delt

mellom Storbritannia, Norge og Danmark. Selv om de enkelte felt er svært forskjellige, er det mange likhetstrekk mellom feltene i 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 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-, utbyggings- og driftsvirksomheten. 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 4.-5. september og det andre i Stavanger 29. november.

Ved siden av utveksling av informasjon om status på respektive områder, ble det under møtet i København diskutert en del problemstillinger knyttet til de grenseoverskridende strukturer. Videre ble den danske regjeringens energiplan presentert. Det ble også avlagt et besøk til Skåne for å se på et sandstensbrudd hvor geologien er representativ for en del av den geologi vi finner på norsk sokkel. Innsats innenfor forskning og utvikling for å oppnå bedre utnyttelse av olje- og gassforekomstene er et gjennomgående tema. Petroleumslovgivning og ressursituasjonen i Skagerrak-Sørlige Nordsjø var hovedtema for møtet i Stavanger.

Møtet med britene ble i år holdt i London 25-26 november. Hovedtema denne gangen var leting, utbygging og produksjon samt miljømessige forhold. Britene redegjorde for sine erfaringer, mens vi fra vår side bidro med en redegjørelse om blant annet Miljøsoke-samarbeidet.

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 (1988 og 1995). På møtene diskuteres hovedsakelig geofaglige, leteteknologiske og dataforvaltningsmessige problemstil-

linger, 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 delta-kerland med hensyn på utforming av optimale letestrategier.

Årlige møter med andre lands myndigheter - fiskalmåling

I de landene hvor norsk petroleum ilandføres er myndighe-tenes ansvar og roller nedfelt i traktater og samarbeidsavta-ler. Det er utstrakt samarbeid på myndighetssiden for å iva-reta de enkelte lands krav til fiskalmåling. Et viktig forum i dette samarbeidet er årlige møter hvor en går gjennom sta-tus og videre aktiviteter på det måletekniske området.

Oljedirektoratet har samarbeidsavtaler med tyske og belgiske myndigheter. I 1996 ble det lagt grunnlag for en samarbeidsavtale med Frankrike, som forventes sluttført og undertegnet i løpet av 1. halvår 1997. Det er også tatt ini-tiativ overfor britiske myndigheter med henblikk på å utar-beide en måleteknisk samarbeidsavtale under eksisterende traktater.

4.4 SAMARBEID INNENFOR SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØFORVALTNING

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med interna-sjonale faglige institusjoner og myndighetsorganer innen-for sikkerhets- og arbeidsmiljøforvaltning, enten direkte eller indirekte gjennom norske myndighetsorganer. Formål-et med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleums-virkksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjon-al standard,
- sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanse-oppygging og regelverksutvikling,
- bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammen-heng 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 inter-nasjonale og regionale faginstitutioner. De viktigste samarbeidspartnerne i 1994 har vært:

- NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum,
- EU-kommisjonen, i samarbeid med Kommunal- og arbeidsdepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sik-kerhet 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 utvik-ling av materialer og sveising,
- American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlig konferanse om petroleumsfaglige emner og standardi-sering,
- National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlig konferanse om korrosjon og overflatebehandling,
- CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardise-ring i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK).

BORIS - utvikling av sikkerhetsregelverk for petro-leumsvirkosomhet 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 (Tilsynsdepartementet), 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 Gosgor-tekhnadzor med å forberede og planlegge utviklingen av et sikkerhetsregelverk for den russiske petroleumsindustrien til havs. Slike regler finnes ikke i dag. Basert på egen erfa-ring med utvikling av regelverk gir Oljedirektoratet råd og veiledning med hensyn til kartlegging og analyse av for-hold som vil være styrende for utviklingen av regelverket. De reformer som nå gjennomføres i Russland, med blant annet overgang fra sentraldirigert til markedsorientert øko-nomi, bidrar til at oppgaven med å utvikle et relevant regel-verk, som vil være tilpasset en fremtidig russisk petroleum-sindustri, er komplisert. I 1996 har prosjektet gjennomført aktiviteter med sikte på å utforme en egnet tilsynsordning og utvikle et overordnet sikkerhetsregelverk.

Prosjektets natur krever at det bygges opp et tillitsfor-hold og god kommunikasjon mellom deltakerne i den rus-siske og norske del av prosjektet. For å bidra til dette har Oljedirektoratet tilsatt to prosjektmedarbeidere som blant annet behersker russisk språk. Dette har hatt en positiv virk-ning på samarbeidsforholdene.

Den norske nytteverdien av prosjektet er i første rekke at ved å bidra til utvikling av et effektivt sikkerhetsregelverk for petroleumsvirkosomheten i den russiske del av nordom-rådet, 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 ge-nerelt.

NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum

Innenfor sikkerhetsforvaltning deltar Oljedirektoratet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), hvor samtlige nordsjølands myndigheter med tilsynsansvar for petroleumsvirkosomhet 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.

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» - borehullskomiteen.

Borehullskomiteen arbeidet i 1994-95 spesielt med utkast til en SHCMOEIs rapport etter Piper Alpha-katastrofen på britisk sektor i 1988, samt en rapport vedrørende personskadestatistikk for petroleumsvirksomheten til havs. Arbeidet med rapportene ble slutført i borehullskomiteen i februar 1996 og oversendt SHCMOEI. Rapportene ble behandlet og akseptert av SHCMOEI i mars 1996.

Borehullskomiteen tok i møtet i februar 1996 også opp spørsmål i tilknytning til harmonisering av kravene til sikkerhetsopplæring i nordsjølandene; en problemstilling som siden 1992 også har vært under behandling i NSOAF-sammenheng. Spørsmålet er videreført til SHCMOEI, som sannsynligvis vil gi aksept for at det arrangeres en arbeidskonferanse i EU-regi i løpet av 1997 for å drøfte felles anerkjennelse av opplærings/treningsattestifikater.

Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komiteer på dette området:

- a) Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), Normkomité (NK) 18 - skipsinstallasjoner
- b) NEK, NK 31 - elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder
- c) International Electrotechnical Commission (IEC), Technical Committee 18 (TC 18) - Electrical installations of ships and of mobile and fixed offshore units

Oljedirektoratets deltaker i IEC-arbeidet er videre bindeledd mellom IEC/TC 18 og ISO/TC 67: «Materials equipment and offshore structures for petroleum and natural gas industries».

IEC har under utarbeidelse en serie internasjonale standarder for elektriske installasjoner for faste og flyttbare innretninger: «IEC 1892 Mobile and fixed offshore units –

electrical installations». Arbeidet foregår i TC 18, hvor utarbeidelsen av forslag til slike standarder utføres i Working Group 18 (WG 18), der Oljedirektoratets deltaker er prosjektleder.

Standardisering innenfor strukturer og rørledninger

I 1991 opprettet det daværende Norske Verksteders Standardiseringsforbund (NVS) norske referansekomiteer for nye ISO-standarder for «Offshore structures», «Pipeline Transportation System for the Petroleum and Natural Gas Industries» og «Line Pipe». Oljedirektoratet har vært representert både i nasjonale komiteer og som norsk representant ved arbeid internasjonalt.

ISO 13636 - del 1 om «Offshore Structures» ble utgitt i desember 1995. Arbeid med del 2 om stålkonstruksjoner pågår med sikte på utgivelse i 2000. Oljedirektoratet er med i arbeidet i to arbeidsgrupper om havmiljø og korrosjonsvern. Arbeidet med del 3 om betongkonstruksjoner pågår også, med planlagt utgivelse i 2001. Denne vil i stor grad bygge på de norske standardene NS 3420 og NS 3473. Oljedirektoratets representant er også leder for et panel om tilstandskontroll av betongkonstruksjoner. Arbeidet med del 4 om flyttbare innretninger startet i 1995. Oljedirektoratet er her representert i et panel om forankring og dynamisk posisjonering. Standarden er planlagt ferdig i 2002.

Foredragsvirksomhet

Oljedirektoratets medarbeidere har også i 1996 vært engasjert som foredragsholdere og møteledere i en rekke konferanser, kurs og om sikkerhet- og arbeidsmiljøspørsmål i inn- og utland. Denne virksomheten betraktes som meget viktig i en gjensidig utveksling av informasjon og påvirkning, ikke minst i lys av den økende internasjonalisering av regelverk og lignende.

Oljedirektoratet registrerer fortsatt stor interesse for den norske modellen for forvaltning av sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomhet til havs. En rekke land ønsker å etablere et regelverk som gjennom resultatorienterte krav setter klare mål for virksomheten, samt et tilsynsordning hvor helhetstenkning, myndighetskoordinering og partsamarbeid er sentrale elementer, og har bedt om Oljedirektoratets bistand i arbeidet med å utvikle en slik forvaltningsmodell.

5. Prosjekter

5.1 NORSOK - INTSOK - MILJØSOK

NORSOK

Oljedirektoratet har i tidligere årsberetninger gjort nærmere rede for bakgrunnen for og innholdet i det igangsatte Norsok-arbeidet og samtidig også klargjort Oljedirektoratets rolle og deltakelse i dette arbeidet. Direktoratet har videre i sine årsberetninger gjort rede for hvordan det videre arbeid formelt ville forholde seg til Norsoks ulike anbefalinger.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden fulgt opp arbeidet i Norsok gjennom sin deltakelse i Norsoks styringsgruppe, bistått Kommunal- og arbeidsdepartementet og Nærings- og energidepartementet i arbeidet med å utarbeide og ferdigstille den nye petroleumsloven samt revisjonen av de tilhørende forskriftene. Oljedirektoratet har i denne sammenheng for sin del også vurdert relevante Norsok-anbefalinger og der direktoratet har funnet disse relevante, foreslått innarbeidelse i de nye forskriftene.

Utvikling av verifikasjonsmodell

Norsok delrapport nr 4 om «Dokumentasjon og Informasjonsteknologi» drøfter bruk av klassemetodikk som grunnlag for verifisering av «offshore-konstruksjoner».

Våren 1996 ble dert tatt et initiativ fra Norsok-sekretariatet for nærmere å drøfte bruk av klassesystematikk i forbindelse med verifikasjon, det vil si etterprøving og dokumentering av at de spesifiserte kravene er oppfylt.

Mandatet for arbeidet var med utgangspunkt i klasse og offshore erfaring, å beskrive en fremtidsrettet og kostnads-effektiv verifikasjonsmodell for bruk på offshore installasjoner.

Med det klare utgangspunkt at tilsynsordningen i petroleumsvirksomheten tar utgangspunkt i rettighetshavers plikt til internkontroll og at det ikke kan etableres verifikasjonsordninger som rokker ved denne plikten eller det ansvarshierakiet som gjelder i virksomheten for øvrig, har Oljedirektoratet deltatt i arbeidet gjennom sin representasjon i initiativgruppen og underliggende arbeidsgruppe.

Det foreligger på beretningstidspunktet ikke en endelig rapport fra arbeidet.

Norsok-standarder

Oljedirektoratet orienterte i sin årsberetning for 1995 om forslaget fra Norsok om å innarbeide hele eller deler av det materielle innholdet Oljedirektoratets tekniske veiledninger i sine standarder. Ideen var at direktoratet deretter kunne trekke disse veiledningene tilbake og heller delta i arbeidet med å videreutvikle disse Norsok-standardene samt vise til disse standardene som anerkjente normer i sitt regelverk.

Etter å ha diskutert dette på prinsipielt grunnlag med partene i arbeidslivet for øvrig, stilte Oljedirektoratet seg positiv til forslaget, men satte som en forutsetning at Norsok-standardene måtte gis en permanent forankring, måtte underlegges formelle prosedyrer for oppdatering og videreut-

vikling samt at den etablerte standard for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten måtte videreføres. Oljedirektoratet satte videre som en forutsetning at de oppdaterte eller nye standardene skulle foreligge før Oljedirektoratet tok stilling til hva en skulle gjøre med sine egne veiledninger.

Etter at disse forholdene var blitt ivarettatt på en tilfredsstillende måte, i samarbeid med de nedsatte NTS/Norsok standardiseringsgruppene, er Oljedirektoratets veiledninger gjennomgått med sikte på å identifisere innen hvilke områder en slik overføring kunne være aktuell. Arbeidet er ikke sluttført.

INTSOK

Oljedirektoratet har i mange år samarbeidet med en rekke ulike nasjoner med henblikk på bistand i spørsmål knyttet til forvaltning av petroleumssressursene. Mange av landene har betydelige petroleumssressurser og er derfor interessante i INTSOK sammenheng.

Det nettverk og den kompetanse som Oljedirektoratet her har opparbeidet, har vært formidlet til INTSOK gjennom direktoratets aktive deltakelse i styringskomiteen og ulike arbeidsgrupper.

MILJØSOK

Nærings- og energidepartementet tok i 1995 initiativ til opprettelsen av MILJØSOK etter mal av NORSOK, for på den måten å framskynde et mer forpliktende samarbeid mellom myndighetene og olje- og gassindustrien for å løse de viktigste miljøutfordringene.

MILJØSOK-rapporten ble overlevert statsråden den 13. desember 1996. Hovedmålsettingen for styringsgruppen har vært å *bidra til videreutvikling av en effektiv miljøstrategi som vil føre til at norsk sokkel ligger i forkant når det gjelder kostnadseffektiv og miljøvennlig petroleumsvirksomhet, og samtidig fremme en bedre helhetsforståelse for denne strategien nasjonalt og internasjonalt. Videre stimulere utviklingen av et mer effektivt samarbeid mellom industrien og myndighetene som vil resultere i mer kostnadseffektive virkemidler for å oppnå optimal miljømessig effekt og konkurranseeffektivitet innen petroleumindustrien.*

Rapporten gir en omfattende miljøstatus og beskrivelse av miljøutfordringene for norsk petroleumsvirksomhet, en gjennomgang av teknisk/økonomiske handlingsalternativer på sokkelen og en evaluering av virkemiddelbruk i klima- og miljøpolitikken. Det settes en rekke ambisjoner og mål som styringsgruppen mener at næringen og myndighetene bør kunne virkeliggjøre i gjensidig forpliktende samarbeid. Det fremmes videre forslag om en rekke nye virkemidler for å nå målene.

Oljedirektoratet har ved inngangen til 1997 satt i gang arbeidet med oppfølging av MILJØSOK-rapporten i samarbeid med Olje- og energidepartementet og andre berørte myndighetsorganer.

5.2 PROSJEKTER INNENFOR RESSURSFORVALTNING

5.2.1 INDUSTRISAMARBEID

FORCE

FORCE («FORum for Reservoir Characterisation and Reservoir Engineering») er et samarbeidsforum knyttet til problemstillinger innenfor økt oljeutvinning. FORCE startet i 1995 og har 18 oljeselskaper, Norges forskningsråd og Oljedirektoratet som medlemmer. Alle deltakere er representert i styret. Formannsvaret innehas av Statoil.

Hovedmålsettingen til FORCE er å bidra til å øke oljeutvinningen på norsk kontinentalsokkel. Potensialet for økt oljeutvinning er stort og tidskrittisk. FORCE legger til rette for at selskapene kan diskutere kritiske problemstillinger med hverandre, med myndighetene og med representanter fra forsknings- og leverandørindustrien. FORCE-medlemmene har i sine respektive organisasjoner en bred kompetanse og erfaring som gir en unik mulighet for å løse problemer i fellesskap eller initiere samarbeidsprosjekter med eksterne leverandører. Aktørene i FORCE diskuterer og initierer forskning, utvikling og demonstrasjon av metoder og verktøy som kan medvirke til framtidig økt oljeutvinning.

Det ble i 1996 arrangert to «Problem Defining Workshops». Her ble temaer som seismisk monitorering, analoge felddata, sandkontroll, permanent nedihullsverktøy, prediksjon og kvantifisering av restoljemetninger samt geofaglig og reservoarteknisk forskning knyttet til produksjon fra krittfeltene diskutert. Konklusjonene fra sistnevnte følges opp av oljeselskaper som tidligere har vært involvert i krittforskningsprogrammet «Joint Chalk Research». Disse arbeider for at et nytt forskningsprogram skal bli initiert.

Det er i 1996 satt i gang totalt 10 prosjekter gjennom FORCE med finansiell støtte fra FORCE-medlemmer. Prosjektene utføres både av norske og utenlandske universiteter, institutter, konsulenter og serviceselskaper.

FORCE har arrangert 4 seminarer i løpet av 1996 med følgende temaer: *Geostyring under boring, VAG-injeksjon, Kloritt og Produksjon av gass/kondensat*. Seminarene har vært av høy kvalitet og bidratt til bedre forståelse av utfordringer på de ulike områdene. Ekspertene fra FORCE-medlemmene, fra serviceselskaper samt fra forskningsinstitutt og universiteter har bidratt med presentasjoner.

FIND

Oljedirektoratet tok i 1996 initiativet til opprettelsen av FIND, et samarbeidsforum for leteteknologi. FIND er organisert med et styre bestående av representanter fra 20 oljeselskaper samt Oljedirektoratet. Sekretariatet er lagt til Oljedirektoratet.

Målet med FIND er å skape et forum hvor medlemmene kan fokusere på samarbeid når det gjelder planlegging og gjennomføring av teknologirelaterte prosjekter av betydning for framtidig leting på norsk sokkel.

Etter initiativ fra Oljedirektoratet er det satt i gang to prosjekter:

«Super grid»-prosjektet har som målsetting å etablere et felles koordinatsystem for håndtering av digitale seismiske data. Dette vil gjøre det mulig å knytte de forskjellige 3D-seismiske undersøkelser sammen, noe som vil lette adgangen, og bedre mulighetene til å utnytte de store mengder data som er samlet inn de senere år.

«Evaluation of Well Results»-prosjektet har som målsetting å kartlegge hva som er de kritiske suksessfaktorene for leting i de ulike områder på norsk sokkel. Første fase består av en evaluering av ca 170 undersøkelsesbrønner som er boret i perioden 1990 til 1996.

DISKOS

DISKOS prosjektet startet som et samarbeid mellom Saga Petroleum, Norsk Hydro, Statoil og Oljedirektoratet i 1993 om utvikling og drift av en felles database for petroleums-tekniske data. Prosjektet er nå betydelig utvidet, og omfatter totalt tretten oljeselskaper sammen med Oljedirektoratet. I tillegg har også fire kontraktørselskaper sagt seg villige til å laste inn egne seismiske data i databasen.

IBM EPAC i Stavanger har utviklet programvaren som er i bruk. Nye versjoner som håndterer nye datatyper vil bli lansert i 1997 og 1998.

Databasen og nettverket som DISKOS-medlemmene er knyttet opp mot, opereres av PetroData A/S. I løpet av 1996 ble det lastet inn store mengder seismiske data og data fra borehull (letebrønner), totalt i overkant av fire terrabytes. Oljedirektoratet leverer ukentlig kvalitetskontrollerte administrative data til databasen. Disse data beskriver utvinningstillatelser, blokker, felt, seismisk navigasjon, brønnlokasjoner, rørledninger etc.

Samarbeidet i DISKOS gruppen ledes av Oljedirektoratet. Datatilgjengeligheten styres og reguleres av de regler og avtaler for bruksrett som er inngått mellom partene eller som er nedfelt i petroleumsloven. Kostnadene for utvikling og drift deles mellom brukerne av systemet.

5.2.2 FORSKNING OG UTVIKLINGSSAMARBEID

«Joint chalk research»

Fase IV av dette forskningsprogrammet ble fullført høsten 1996 og avsluttet med et symposium. Programmet startet i 1982 etter initiativ fra norske og danske myndigheter. Målet har vært å bedre kunnskapen om reservoaroppførselen og øke utvinningen fra krittfeltene i Nordsjøen. Fra 1982 til 1996 er det brukt ca 60 millioner kroner i programmet.

Fase IV har vært utført ved et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Energistyrelsen i Danmark, syv oljeselskaper og forskningsinstitusjoner i Norge og Danmark. Denne fasen har fokusert særlig på følgende tema:

- Karakterisering av krittbergarter og sprekker
- Mekaniske egenskaper av krittbergarter
- Effekt av vanninjeksjon

I ett av de sju prosjektene i denne fasen er det utarbeidet en oversikt over resultatene fra de 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. Programresultatene som er oppnådd, har blant annet vært avgjørende for håndtering av kompaksjon i reservoaret og innsynkning av havbunnen og for en optimal utnyttning av vanninjeksjon.

Programmet har vært administrert av Amoco, og styringskomiteen har vært ledet vekselvis av Energistyrelsen og Oljedirektoratet.

Høsten 1996 ble det innenfor FORCE tatt initiativ med sikte på videreføring av denne forskningen.

RUTH

Forskningsprogrammet RUTH (**R**eservoar **U**tnyttelse ved avansert **T**eknologisk **H**jelp) ble avsluttet med et seminar i Oljedirektoratet 6.-7. mai 1996. Programmet frambragte viktige forskningsresultater og metodeutvikling innenfor metoder for økt oljeutvinning, og var aktivt involvert i pilotprosjekter på feltene for bruk av skum og VAG (alternerende vann-/gassinjeksjon).

Programmet ble nærmere omtalt i årsberetningen for 1995. Ved programmets avslutning ble det utgitt en bok som gir et sammendrag fra hvert av programmets 32 prosjekt. Denne boka selges av Oljedirektoratet.

5.2.3 ANDRE PROSJEKTER

OLJEDIREKTORATETS GEOFYSISKE UNDERSØKELSER I 1996

Oljedirektoratet samlet inn 6 669 km 2D-seismikk i løpet av 1996.

Kystnære områder - For å kunne studere kystnære sedimentasjonsbassenger og de viktigste landlineamentenes marine utstrekning, ble det foretatt en grunnseismisk undersøkelse på strekningen Karmøy-Kristiansund. Det ble samlet inn 1 190 båtkilometer seismikk (figur 5.2.3.a). Samtidig ble det foretatt registrering av data fra en liten luftkanon for å kunne studere geologien like under havbunnen for å finne egnede grunnboringslokaliteter og for å registrere eventuelle neotektoniske bevegelser.

Norskehavet og Barentshavet Sør - Det ble samlet inn seismiske data i Vøringbassenget og over Bjørnøya-vifta for å kartlegge utbredelsen av sedimentære bergarter på Atlanterhavsmarginen (figur 5.2.3.b). I disse områdene ble det i alt samlet inn 3 980 båtkilometer seismikk med en 4 800 meter lang kabel.

Barentshavet Nord - Lite is i området omkring Kong Karls Land gjorde det mulig å samle inn 1 499 båtkilometer seismikk (figur 5.2.3.c). Samtidig med undersøkelsene i Norskehavet, Barentshavet Sør og -Nord ble det registrert data fra en liten luftkanon. Denne type seismikk gir verdifull informasjon om forholdene på havbunnen og om bergartene like under.

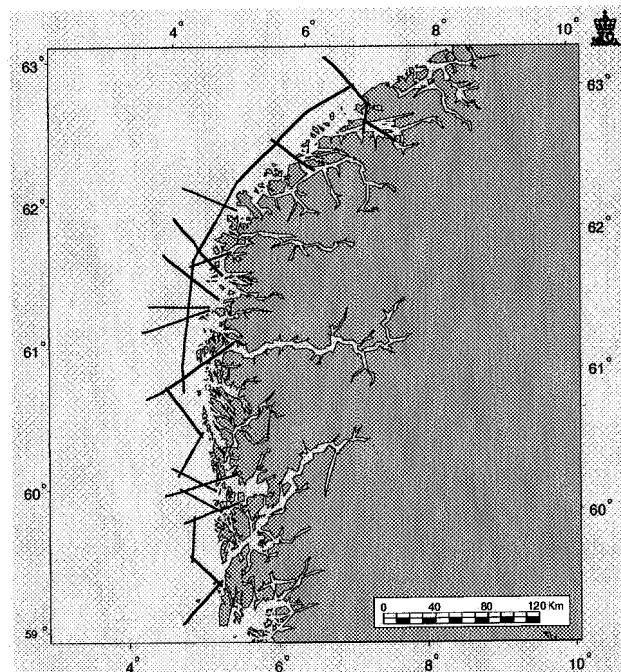
Gravimetrisk data - Det ble samlet inn ca 7 100 km gravimetrisk data samtidig med innsamlingen av de marinseismiske undersøkelsene. Dataene inngår i regionale studier og er verdifull støtte til seismiske data i kartlegging av

lite utforskete områder.

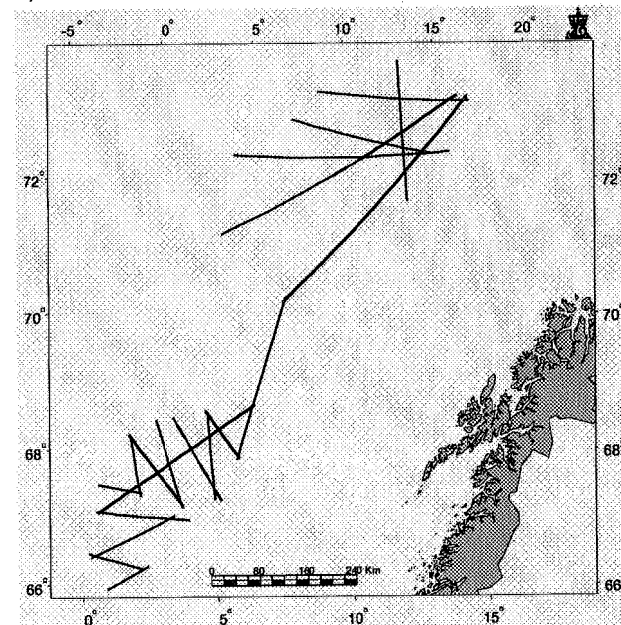
I forbindelse med pågående prosessering av Oljedirektoratets gravimetrisk data, er det produsert gravimetrisk kart over det nordlige Barentshavet.

Variierende seismisk datakvalitet og geologisk strukturell kompleksitet i enkelte provinser gjør at det er vanskelig å komme fram til en entydig seismisk tolkning av strukturelle hovedtrekk. Det er derfor viktig å korrelere seismikk mot observerte og modellerte gravimetrisk og

Figur 5.2.3.a
Grunnseismiske undersøkelser på strekningen Karmøy-Kristiansund

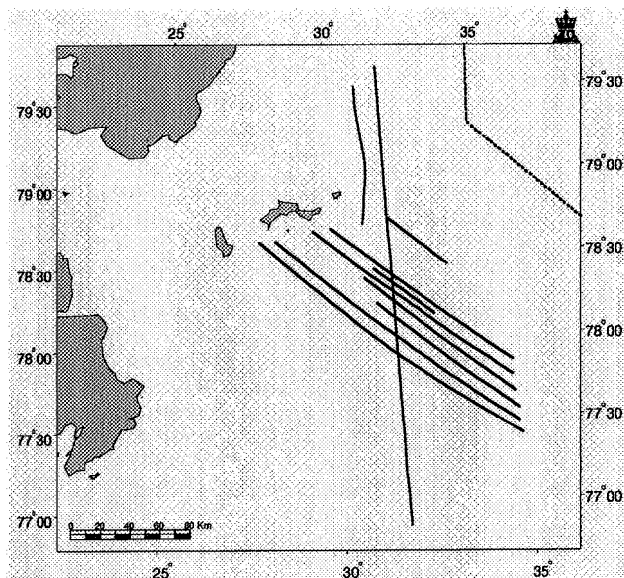


Figur 5.2.3.b
Seismiske undersøkelser, Norskehavet og Barentshavet Sør



magnetiske data. Oljedirektoratet har oppnådd en økt forståelse av de geologiske strukturelementene i dette området, noe som bidrar vesentlig til kartleggingen i Barentshavet Nord. Oljedirektoratets geologer og geofysikere samarbeider med ekstern konsulent Amarok a.s.

Figur 5.2.3.c
Seismiske undersøkelser, Barentshavet Nord



FORSKNINGSSAMARBEID OM ØKT OLJE-UTVINNING

Norge har siden 1979 deltatt i internasjonalt forskningssamarbeid i regi av International Energy Agency (IEA) om økt oljeutvinning ved avanserte metoder. Det er for tiden ni deltakerland, og samarbeidet består i det vesentlige i en forpliktelse til et visst forskningsomfang på bestemte områder, og i utveksling av resultater. Fra norsk side har dette samarbeidet for perioden 1992 til 1995 vært ivaretatt gjennom det statlige forskningsprogrammet RUTH som har vært ledet fra Oljedirektoratet.

Oljedirektoratet har vært representert i den internasjonale styringskomiteen for dette IEA-samarbeidet.

NEWSLETTER

Fire nummer av nyhetsbladet er utgitt i 1996. Bladet var fra starten i 1994 opprinnelig fokusert på tema knyttet til økt oljeutvinning, men innholdet er nå utvidet til å dekke relevante nyheter innenfor hele fagspekteret i ressursforvaltning. Nyhetsbladet blir distribuert til en rekke innstanser i inn og utland og kan også bestilles i Oljedirektoratet.

SAMBA

SAMBA prosjektet er satt i gang for å forbedre informasjonssystemene (IS) i Divisjon for ressursforvaltning. Prosjektet ble startet tidlig i 1996 og vil bli videreført i 1997.

Prosjektets hovedmål er å forenkle lagring, søking og tolking av data for den enkelte medarbeider. Det legges spesielt vekt på å integrere data som er felles for flere fagdisipliner i divisjonen.

Dette blir gjort ved å bruke en tverrfaglig datamodell basert på POSC standard og et mer enhetlig bruker-grensesnitt ved bruk av geografisk informasjonssystem (GIS) og MS-windows. SAMBA-prosjektet vil på flere sentrale områder benytte seg av erfaringer fra DISKOS-prosjektet.

Prosjektet er inndelt i tre faser. Fase 1, der en gjennomgikk alle informasjonsbehovene, ble utført første halvår 1996. Fase 2 består i å lage et informasjonssystem for de mest sentrale informasjonsbærerne, startet høsten 1996. Fase 3 av prosjektet vil innebære å optimalisere dataflyten mellom de ulike EDB-verktøyene i divisjonen.

DINIUM-ALPHA

Dinium-Alpha er en database for mikroplanktonarter som omfatter kronostratigrafisk utbredelse, morfologi og fotomikrografi.

Målsetningen med prosjektet er å gi Petrobankbrukere tilgang til frigitte biostratigrafiske rådata. Databasen skal inneholde utolkete biostratigrafiske data fra lete- og utvinningsbrønner på norsk sokkel. Datagrunnlaget er hentet fra eksterne biostratigrafiske rapporter, og interne studier utført ved Oljedirektoratets laboratorium. Prosjektet utføres i samarbeid med BV edbkonsulent.

Dinium-Alpha er en Windows 95/NT-basert database applikasjon som basert på søkbare morfologiske og stratigrafiske kriterier, henter fram kronostratigrafisk utbredelse, morfologiske kriterier og digitale fotomikrografier av mikroplanktonarter. Flere hundre morfologiske kriterier er fremstilt på et brukervennlig grensesnitt. Dinium-Alpha bruksområde er tilpasset både enkelt- og flerbrukermiljøer for å fungere som en konsistent, morfologisk / kronostratigrafisk plattform.

Oljedirektoratet har utviklet og tar sikte på å tilby Dinium-Alpha til salgs i løpet av høsten 1997. Salgspakken vil inkludere en databasemodul som omfatter mesozoiske og kenozoiske mikroplanktonarter, kronostratigrafiske utbredelser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, samt fotografisk dokumentasjon bestående av ca 2000 digitale elektron- og lysmikroskopbilder. Dinium-Alpha kan tilkobles DinoSys som er produsert av LPP Foundation ved Universitetet i Utrecht. Tilkoblet kan brukeren hente inn originalbeskrivelser og ytterlige 8000 bilder av samtlige mikroplanktonarter gjennom morfologiske og/eller kronostratigrafiske søk.

ETABLERING AV NORSKE GEOKJEMISKE STANDARDPRØVER FOR OLJE- OG KILDEBERGARTSANALYSE

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. Prøvene er sendt ut til rundt 50 laboratorier i hele verden for kalibrering. Opprettelsen av standarder forventes å ha en positiv innvirkning på kvalitetskontrollen i la-

boratoriene, og øke sammenlignbarheten mellom data fra ulike laboratorier. Resultatet av dette arbeidet vil bli gjort tilgjengelig for industrien i 1997. Dette har vært et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Saga, Norsk Hydro og Statoil.

5.3 PROSJEKTER INNENFOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

5.3.1 STYRINGSSYSTEMER

Styring av samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter
Prosjektet er en videreføring av et prosjekt som ble startet i 1995, og som har som mål å identifisere risikoforhold ved samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter. I 1996 er det foretatt en statistisk bearbeiding av tallmateriale som viser at det er en sammenheng mellom modifikasjonsarbeider/aktivitetsnivå og antallet større branner og gasslekkasjer på innretningene. Videre er det innhentet opplysninger om operatørens metoder og teknikker for planlegging og koordinering av samtidige drifts- og modifikasjonsaktiviteter, og det arbeides med en modell for forståelse av sammenhengene.

Erfaringer med bruk av risikoanalyse

Regelverket for sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten bygger på forutsetningen om at industrien inntar en analytisk tilnærming til de forskjellige typer risiko. I 1996 har Oljedirektoratet gjennomført et prosjekt i samarbeid med Det norske Veritas og Høgskolen i Stavanger, som har hatt til hensikt å gi en oversikt over hvordan risikoanalyser gjennomføres i virksomheten og hvilke erfaringer industrien har tilegnet seg på dette området. Erfaringene fra prosjektet vil inngå i direktoratets grunnlag for tilsyn med operatørens aktiviteter innenfor risikoanalyse

Styringsverktøy for tilsyn i driftsfasen

Oljedirektoratet har i 1996 gjennomført et prosjekt med SINTEF som samarbeidspartner, som har hatt som mål å styrke direktoratets kompetanse innenfor vedlikehold. Arbeidet har gitt økt innsikt i strategier, metoder, planlegging og organisering av moderne vedlikehold. Prosjektet har også kartlagt og belyst de mest aktuelle standarder på området. Erfaringene fra prosjektet skal inngå som en del av grunnlaget for planlegging og gjennomføring av Oljedirektoratets tilsyn med operatørens styring av vedlikeholdsaktiviteter framover.

5.3.2 ARBEIDSMILJØ

Kartlegging av kreftrisiko

Oljedirektoratet deltar med finansiell og faglig støtte i et prosjekt som er satt i gang av Krefregisteret for å kartlegge kreftrisiko blant ansatte i petroleumsvirksomheten til havs. Prosjektet støttes også finansielt av Oljeindustriens

Landsforening, Næringslivets Hovedorganisasjon og Kommunal- og arbeidsdepartementet.

Bakgrunnen for prosjektet er erkjennelsen av at en rekke fysiske, kjemiske og psykososiale arbeidsmiljøforhold er spesielle for petroleumsvirksomheten. Videre har organiseringen av arbeidet konsekvenser for kosthold, boforhold, sosialt liv og livsstil. Prosjektet tar sikte på å kartlegge hyppigheten av kreft blant tidligere og nåværende ansatte i virksomheten, og å undersøke om en eventuell overhyppighet kan relateres til arbeidsmiljøet og/eller sosiale forhold.

Det er arbeidet med å finne fram til hvem som har hatt, eller har, sin arbeidsplass på den norske kontinentalsokkelen. Disse arbeidstakerne vil bli fulgt opp i mange år framover med hensyn til utvikling av kreft, og det vil sannsynligvis ta mange år før det kan trekkes konklusjoner om arbeid på sokkelen medfører økt kreftrisiko.

Håndtering av radioaktive avleiringer

Vann som produseres sammen med olje og gass, får et økende innhold av forskjellige radioaktive stoffer etter hvert som reservoaret tømmes. En del av disse stoffene avsettes i produksjonsutstyret på innretningene. Fjerning av slike avleiringer foretas vanligvis på innretningene, men enkelte utstyrskomponenter sendes til leverandøren av utstyret for å renses. Prosjektet har frambragt kunnskap om dagens praksis med hensyn til fjerning av slike avleiringer både på innretningene og på land. Det er kartlagt hvor store mengder radioaktivt materiale som håndteres ved slikt arbeid, og foretatt en vurdering av de helsemessige konsekvenser denne håndteringen kan ha.

Prosjektet er gjennomført ved Statens strålevern med finansiell støtte fra Oljedirektoratet.

5.3.3 BORING OG BRØNNTEKNOLOGI

Brønnvedlikehold - status og trender

Prosjektet har videreført arbeid fra tidligere fase, og har i 1996 vært konsentrert om å etablere en oversikt over status og trender for utstyr og operasjoner knyttet til såkalt underbalanserte brønner. Erfaringene er vurdert mot boreforskriftens krav, med hensyn til hvordan disse er dekkende for underbalanserte operasjoner. Det er blitt konstatert at dagens krav ikke er relevante/dekkende for dagens og fremtidens bore- og brønnoperasjoner. Konklusjonene fra prosjektet vil inngå som en del av underlaget for kommende revisjon av regelverket.

Brønnkontroll på store havdyp

Oljedirektoratet deltar sammen med en rekke operatørselskap og boreentreprenører i finansieringen av et prosjekt som gjennomføres av Rogalandsforskning for å utrede de spesielle problemene som knytter seg til brønnkontroll ved bore- og brønnoperasjoner på store havdyp.

Resultatene fra prosjektet, som er planlagt å være ut 1997, vil være av stor betydning for direktoratets kompetanse på dette området, og vil inngå i grunnlaget for videreutvikling

av regelverket og for planlegging og gjennomføring av tilsyn med operatører som forestår aktiviteter på store havdyp.

5.3.4 BEREDSKAP

Effektivitet av rednings- og evakueringsmidler

Prosjektet har som mål å få utarbeidet en samlet beskrivelse av styrke og svakheter ved ulike rednings- og evakueringsmidler, samt rammer for deres anvendelse. I 1996 er det innhentet og systematisert informasjon, og det er identifisert innsatsområder for det videre arbeidet i prosjektet i 1997. Prosjektet vil bli ledet av en bredt sammensatt styringsgruppe under ledelse av Oljedirektoratet.

5.3.5 BRANN- OG EKSPLOSJONSSIKRING

Gass-sikkerhetsprogram

Oljedirektoratet har siden 1990 gitt støtte til og deltatt i den faglige referansegruppen for et omfattende forskningsprogram om gasseksplosjoner som er gjennomført ved Christian Michelsens Institutt, og som nå er avsluttet. I 1996 har prosjektet utarbeidet en ny versjon av FLACS, som er et simuleringsprogram for beregning av eksplosjonstrykk. Totalt sett har programmet bidratt vesentlig til forståelse av forløpet av gasseksplosjoner, noe som har gitt betydelige bidrag til arbeidet med å redusere konsekvensene av en gasseksplosjon gjennom utforming og konstruksjon av moduler, utstyrsplassing og lignende.

Teknologiutvikling innenfor sikkerhetssystemer

Utviklingen innenfor elektronikk og signalbehandling går svært raskt, og Oljedirektoratet er opptatt av å opprettholde kompetanse for å vurdere stadig nye løsninger i forhold til regelverkets funksjonskrav med hensyn til påliteligheten av sikkerhetssystemene. Prosjektet, som ble gjennomført ved SINTEF, har foretatt en vurdering av aktuelle løsninger for signaloverføring og -behandling, og har blant annet påvist flere potensielle problemer knyttet til pålitelighet og integritet i aktuelle tilstander og situasjoner. Det er også foretatt en gjennomgang og vurdering av aktuelle standarder på dette området. Prosjektet planlegges videreført i 1997.

5.3.6 PROSESSANLEGG

Prosessteknologi - rammebetingelser for konstruksjon og operasjon

Prosjektet har først og fremst hatt som hensikt å heve direktoratets kompetanse med tanke på tilsynet med operatørselskapenes aktiviteter knyttet til prosjektering og drift av prosessanlegg, særlig i sammenheng med behov for oppgradering av prosessanleggets kapasitet i løpet av driftsfasen som følge av endret produksjonsprofil. I tillegg til de tekniske aspektene ved produksjonsutstyr etc., har ytre ram-

mer som reservoarforhold, utslippskrav og transportløsninger også vært belyst. SEVU har stått for gjennomføringen av prosjektet.

Produksjonskapasitet for prosessanlegg

Det norske Veritas har på oppdrag fra Oljedirektoratet utarbeidet en rapport som redegjør for de forskjellige standarder som industrien legger til grunn ved utforming og bygging av prosessanlegg. Det har vært søkt belyst hvilke marginer standardene bygger inn, spesielt med tanke på mulige kapasitetsøkninger. Rapporten belyser aktuelle problemstillinger ved oppgradering av slike anlegg, med hensyn til endringer i kapasitet, sammensetning og endrede parametere som trykk og temperatur. Oljedirektoratet vil bruke rapporten i forbindelse med tilsyn med operatørselskapenes kvalifisering av planer for oppgradering av prosessanlegg.

Reduksjon av flensende forbindelser 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 1996 har prosjektet tatt opp en status for anvendelsen av såkalte kompaktflenser. Det norske Veritas har utført arbeidet, som har omfattet gjennomgang av aktuelle koder og standarder, innhenting av brukserfaringer, samt vurdering av områder hvor kompaktflenser er spesielt egnet.

5.3.7 DYKKING

Teknisk-operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner

Erfaringer har vist at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved undervannsoperasjoner som kan forbedres. Prosjektet har tidligere utredet problemområder som batterikapasitet for dykkerklokke i nødsituasjon, nødtrening av dykkepersonell, dybdemonitorering av dykker, dekompresjonstabeller for overflateorientert dykking, tap av kroppsvæske (dehydrering), luftklokkedykking og såkalt «Flipper»-dykking (dykking fra mindre åpne båter som opererer ut fra et moderfartøy). I 1996 er det med bistand fra Sintef foretatt en sammenligning av regelverk for bemannede undervannsoperasjoner i Nordsjølandene.

5.3.8 KONSTRUKSJONER OG RØRLEDNINGER

Lettkonstruksjonsbetong

Oljedirektoratet deltar i et felles industriprosjekt som har som mål å finne nye bruksområder for lettbetong, motivert ved det tekniske og økonomiske potensialet en vekt-

reduksjon av betong kan skape. Prosjektet undersøker også lettbetongs bestandighet, og gjennomføres blant annet ved eksperimenter knyttet til norske broprosjekter hvor det er brukt lettbetong. Prosjektet vil fortsette i 1997, og ventes blant annet å gi viktige bidrag til utvikling av kriterier for katodisk beskyttelse og overdekning av armering.

Pålitelighetsbaserte designmetoder for rørledninger

Oljedirektoratet deltok i 1996 i avslutningsfasen av et prosjekt som ble startet i 1992 med deltakelse av Snamprogetti, Sintef og Veritec. Målet med prosjektet har vært å legge grunnlag for en optimal konstruksjon av rørledninger ved å finne fram til en beregningsmetode som bedre enn dagens metoder tar hensyn til de forskjellige forholdene ved de enkelte rørledninger. Forhold som har betydning er f eks vann-dyp, havbunnens overflatebeskaffenhet, medium som skal transporteres og ytre laster. Oljedirektoratet vil blant annet legge erfaringene fra prosjektet til grunn for videreutvikling av regelverkskrav til rørledninger.

Pålitelighet av korroderte rørledninger

Oljedirektoratet har deltatt i et prosjekt som er utført ved Det norske Veritas Industri, og som har hatt som mål å finne fram til egnede metoder for å beregne reststyrke i korroderte rørledninger, hovedsakelig basert på analytiske metoder. I Storbritannia er det samtidig gjennomført et prosjekt som har omfattet et materialprøvningsprogram. I 1997 planlegges et nytt prosjekt som skal kople erfaringene fra de to lands prosjekter, med sikte på å utarbeide en felles veiledning for beregninger på dette området.

Korrosjon i rørledninger

Oljedirektoratet har deltatt i et omfattende industriprosjekt som siden 1994 har arbeidet med å utvikle en regnemodell som kan gi en pålitelig sikkerhetsmessig vurdering når det påvises korrosjonsangrep i transportrørledninger. Prosjektet har tidligere gjennomført et stort antall fullskala sprengningsforsøk, samt skalerte forsøk med simulerte korrosjons-skader. I 1996 har arbeidet omfattet systematisering av data og erfaringer fra forsøkene og utvikling av en ny regnemodell. Erfaringene fra prosjektet vil bli lagt til grunn for en eventuell revisjon av Oljedirektoratets regelverk på dette området.

Mekaniske koplinger på stigerør over vann

Prosjektet har sin bakgrunn i at selskapene i økende grad planlegger å benytte mekaniske koplinger på stigerør over vann, hvor det tidligere har vært benyttet sveiste forbindel-

ser. Gjennom prosjektet har Oljedirektoratet fått belyst hvilke vurderinger som bør gjennomføres for å kunne bedømme om en mekanisk kopling er sikkerhetsmessig likeverdig med en sveist forbindelse. Konsulenten som har gjennomført oppdraget, har også foreslått krav til testing i forbindelse med installering og bruk, samt tilstandskontroll i bruksfasen.

Vurdering av ny rørledningskode

Det norske Veritas har utarbeidet en ny rørledningskode - DnV96 - som skal erstatte norske operatørselskapers egne spesifikasjoner innenfor rørledningsteknologi, og koden vil således være sentral ved en rekke av de kommende utbyggingsprosjekter. Oljedirektoratet har i 1996 derfor gjennomført et prosjekt for å vurdere koden mot de tilsvarende krav i regelverket. Konklusjonene fra prosjektet vil bli drøftet med DnV i løpet av 1997, med sikte på at koden skal kunne brukes av selskapene innenfor rammen av regelverkets krav på dette området.

5.3.9 INTERNE FORHOLD

Internt informasjonsnettverk

Oljedirektoratet har tatt i bruk Internett-teknologien til intern utveksling av informasjon (intranett). I 1996 ble det startet et pilotprosjekt knyttet til tilsynet med sikkerhet og arbeidsmiljø (tilsynsnett). Tilsynsnettet skal inneholde informasjon av betydning for planlegging og gjennomføring av Oljedirektoratets tilsyn mot operatørselskapene. Tilsynsnettet skal benyttes av direktoratets saksbehandlere og vil bare være tilgjengelig internt.

Hensiktene med tilsynsnettet er å

- gi en systematisk oversikt over problemområder på ulike innretninger
- utvikle et godt grunnlag for kommunikasjon og samarbeid internt
- skape et godt grunnlag for prioritering mellom ulike problemområder

Det er etablert en intern redaksjonsgruppe som arbeider med informasjonsstruktur, teknisk utvikling og oppdatering av tilsynsnettet. I 1996 er data om ett utvalgt operatørselskap lagt inn i tilsynsnettet. Etter hvert som det høstes erfaringer med bruken, vil tilsynsnettet kunne utvides til å omfatte alle operatørselskapene med tilhørende innretninger på norsk sokkel.

6. Organisasjon

6.1 DELEGERINGER

Oljedirektoratets oppgaver er fastsatt i en egen instruks av 1. oktober 1992. I tillegg er direktoratet gitt oppgaver ved delegeringer. Delegeringene følger enten direkte av lover/forskrifter eller gjennom egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder 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 leteboring etter petroleumsforekomster på Svalbard, kgl res av 25. mars 1988

- f) Lov om vitenskapelig utforskning og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumsforekomster, lov av 21. juni 1963 nr 12

Herunder:

Forskrift om vitenskapelig undersøkelse etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m.v, kgl res av 31. januar 1969

- g) Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel, kgl res av 26. oktober 1979

6.2 ORGANISASJONSENDRINGER

I Divisjon for ressursforvaltning ble det foretatt en omorganisering med virkning fra 10. juni. De tre seksjonene Seksjon for reservoarevaluering sørlige Nordsjø (RDS), Seksjon for reservoarevaluering nordlige Nordsjø (RDN) og Seksjon for reservoarevaluering Norskehavet/Barentshavet/Troll (RDH) ble slått sammen til to: Seksjon for reservoarevaluering sør (RDS) og Seksjon for reservoarevaluering nord (RDN).

Det ble senere vedtatt å opprette en ny enhet fra 1. januar 1997, Prognose- og ressursanalyseavdelingen, og en enhet for divisjonens internasjonale arbeid.

Det er ellers ikke foretatt vesentlige organisasjonsendringer i Oljedirektoratet i 1996.

6.3 PERSONALE

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

NORAD, to av Utenriksdepartementet, tre av Arbeidsformidlingen og fire er oppdragsstillinger. Direktoratet fikk ingen nye stillinger i 1996. 368 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1996. 16 medarbeidere har tjenestefri.

Det er tilsatt syv nye medarbeidere i faste stillinger. Av disse kommer tre fra oljeindustrien eller virksomhet med tilknytning til oljeindustrien, tre fra annen privat virksomhet og en fra offentlig virksomhet.

19 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Det utgjør 5,4 prosent av det totale antall stillingshjemler.

6.4 LOKALER

Et tilbygg på brutto ca 3 000 m² er under oppføring. Det vil blant annet gi flere og mer hensiktsmessige arbeids- og møterom. Arbeidet startet i juni og vil bli sluttført i juli 1997.

6.5 BUDSJETT/ØKONOMI

Utgifter

Til Oljedirektoratets drift er det i 1996 benyttet kr 272 825 939,-.

Beløpet fordeler seg slik:

Driftsbudsjett	kr	216 553 553,-
Tilsynsutgifter	"	9 729 326,-
Geologiske og geofysiske undersøkelser	"	43 278 052,-
Prosjekter vedr sikkerhet og arbeidsmiljø	"	3 265 008,-
Totalt	kr	272 825 939,-

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kr 131 061 374,- bygnings drift og leie av lokaler kr 28 195 654,- konsulentbistand til Divisjon for ressursforvaltning kr 7 240 585,-, konsulentbistand til Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø kr 3 705 807,- og innsamling av meteorologiske og oceanografiske data i Barentshavet kr 2 711 304,-.

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

Utover ordinær drift ivaretar Oljedirektoratet følgende:

Opprydding av havbunnen	kr	4 600 650,-
Administrering av forskningsprogram	"	1 384 640,-
Tilskudd til stiftelsen PETRAD	"	1 000 000,-
Prosjektsamarbeid overfor Øst-Europa	"	1 656 265,-

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og CO₂-avgifter på til sammen kr 10 247 823 329,- har direktoratet mottatt kr 90 613 399,- i inntekter.

Inntektene fordeler seg slik:

Undersøkelsesgebyr	kr	1 440 000,-
Oppdragsinntekter	"	1 377 792,-
Refusjon av tilsynsutgifter	"	59 587 093,-
Salg av publikasjoner	"	5 431 312,-
Barnhage - foreldrebetaling/off.tilskudd	"	2 675 556,-
Kantinesalg	"	960 230,-
Refusjon fra arbeidsmarkedstiltak	"	528 030,-
Refusjon fra Rikstrygdeverket	"	1 357 796,-
Refusjon fra andre statsetater	"	4 833 531,-
Salg av seismiske data	"	4 818 497,-
Samarbeidsprosjekter	"	5 962 353,-
Renter av bankinnskudd	"	1 523 714,-
Diverse	"	117 495,-
Totalt	kr	90 613 399,-

6.6 INFORMASJON

Årsberetningen har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Det samme har kontinentalsokkelkartet, som ble utgitt i to utgaver i 1996.

I løpet av året er det sendt ut 47 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutning av letebrønner. Internbladet Oss Direkte kom som planlagt med fire utgaver.

6.7 INTERNETT

Oljedirektoratets hjemmeside på Internett gir informasjon om direktoratets ansvarsområder. Pressemeldinger legges inn fortløpende. Siden kan hentes fra <http://www.npd.no> og er tilrettelagt både på norsk og engelsk.

6.8 PUBLIKASJONER UTGITT I 1996

Lover, forskrifter, veiledninger

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1996. Samling med lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Utgitt 1. april 1996
- CD-utgave av regelverksamlingen. Utgitt 11.7.1996
- Lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift om sikkerhet mv til lov om petroleumsvirksomhet
- Forskrift om arbeidervern og arbeidsmiljø
- Forskrift om bore- og brønnaktiviteter og om geologisk datainnsamling i petroleumsvirksomheten, m/veiledninger
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskap i petroleumsvirksomheten, m/veiledning
- Forskrift om bærende konstruksjoner i petroleumsvirksomheten, m/veiledninger

- Forskrift om merking av innretninger i petroleumsvirksomheten, m/veiledning
- Forskrift om rettighetshavers internkontroll
- Forskrift om elektriske anlegg i petroleumsvirksomheten, m/veiledninger
- Forskrift om naturdata i petroleumsvirksomheten, m/veiledning
- Forskrift om rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten, m/veiledninger
- 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 systematisk oppfølging av arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten, m/veiledninger
- Forskrift om verneombud og arbeidsmiljøutvalg
- Grenseflater til sokkelovgivningen
- Interfaces in legislation applicable to the Norwegian continental shelf

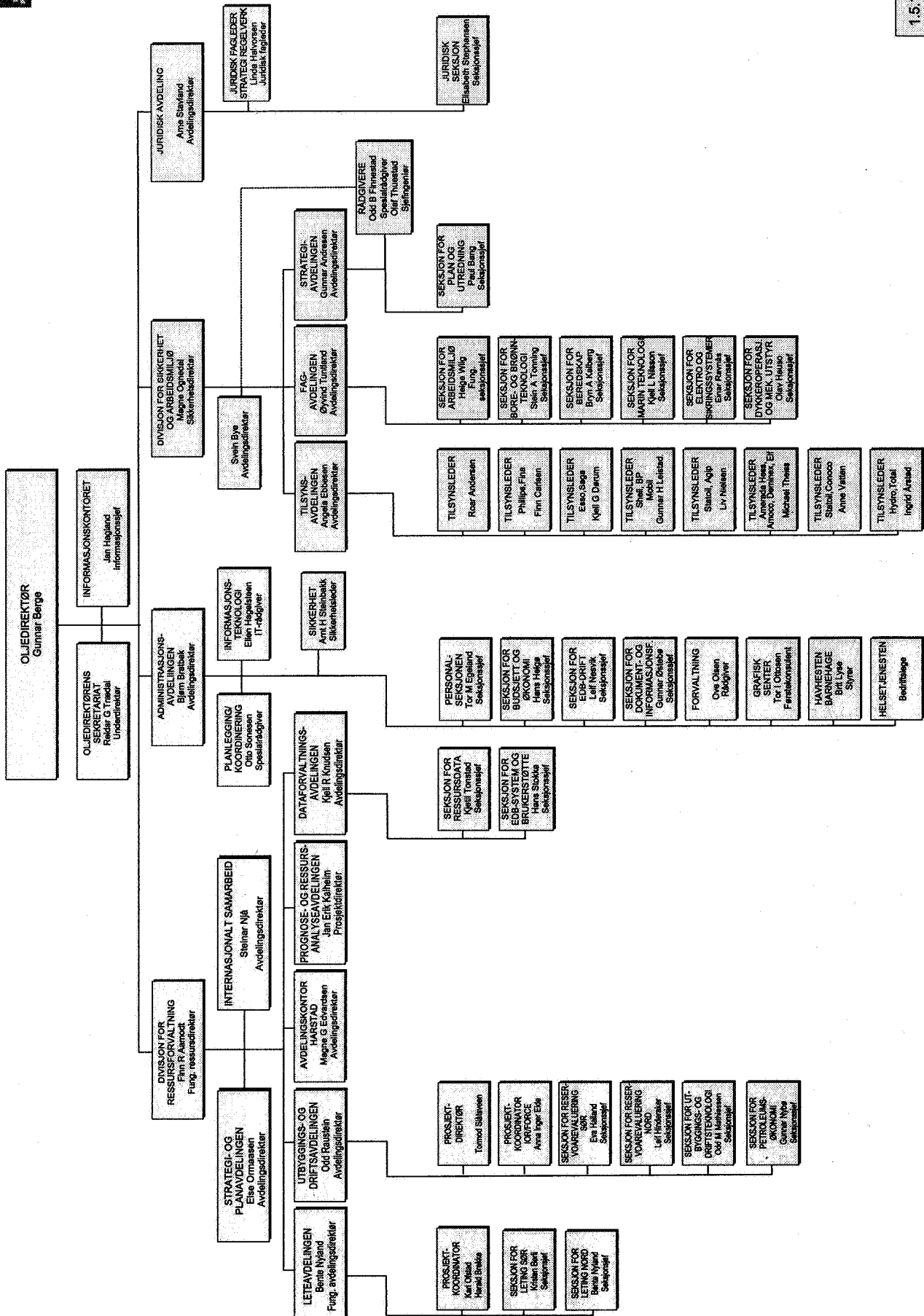
Studier, rapporter

- Dykking fra lettboat
- Description and classification of chalks
- Teknisk rapport - Kvalifisering og bruk av kompaktflenser på norsk kontinentalsokkel

Andre publikasjoner

- Liste over publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet
- Well Data Summary Sheets, vol 21
- Well Data Summary Sheets, vol 22
- Oljedirektoratets årsberetning 1995
- NPD Annual report 1995
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells
- Borehole list
- Borehole list - Exploration Drilling
- Development Wells
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1995
- Rapport fra dykkedatabasen - DSYS 1995
- Well Data Published by NPD
- RUTH - A Norwegian research program on improved oil recovery
- Geologi og petroleumressurser i Barentshavet
- Geology and petroleum resources in the Barents Sea

6.9 ORGANISASJONSTABLÅ



1.5.1997

7. Statistikk og oversikter

7.1 UNDERSØKELSES- OG UTVINNINGSTILLATELSER

7.1.1 NYE UNDERSØKELSESTILLATELSER

Det er per 31. desember 1996 tildelt 241 undersøkelsestillatelser. Slike tillatelser har en varighet på tre år. Følgende tillatelser er gitt i 1996:

Selskap	Tillatelsesnr
Esso Exploration and Production Norway AS	228
Mobil Exploration Norway Inc.	229
Geophysical Company of Norway A/S	230
Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser, Sintef-gruppen	231
Norsk Agip AS	232
Norsk Hydro Produksjon AS	233
CGG Norge	234
Amoco Norway Oil Company	235
Saga Petroleum ASA	236
Fina Production Licences AS	237
Amerada Norge AS	238
R&R Geo Tech AS	239
Robertson Research International Limited	240
Petroleum Geo-Services AS	241

Tabell 7.1.2

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Andre	
292/96	Universitetet i Tromsø		X		Andfjorden og Malangsdjupet
293/96	Universitetet i Bergen			Seismisk Gravimetrisk Magnetisk	Vøring og Møre Marginen
294/96	Aarhus Universitet			Seismisk Gravimetrisk Magnetisk	Skagerrak
295/96	Universitetet i Bergen			Multikanals refleksjons- seismikk	Nordsjøen
296/96	Institutt für Meereskunde			Seismisk	Nordsjøen
297/96	Universitetet i Tromsø	X		Marine-geologisk	Sørvestlige Barentshav Nordøstlige Norskehav og Tanafjorden
298/96	Universitetet i Tromsø	X		Marine-geologisk	Nord for Svalbard
299/96	Universitetet i Bergen			Gravimetrisk	Norske del av Skagerrak
300/96	Universitetet i Bergen			Multikanals refleksjons- seismikk	Norskerenna

7.1.2 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Per 31. desember 1996 er det gitt 299 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Tillatelse 291/96 er blitt tilbakekalt. Som det framgår av tabell 7.1.2 er det i 1996 gitt 9 slike tillatelser.

7.1.3 NYE UTVINNINGSTILLATELSER

15. tildelingsrunde ble tildelt 2. februar 1996. Tildelingen besto av 18 utvinningstillatelser og omfatter 47 blokker eller deler av blokker. Fire utvinningstillatelser med 13 blokker i Nordsjøen og 14 utvinningstillatelser med 34 blokker i Norskehavet.

Ni selskaper fikk tildelt operatørskap. Statoil og Hydro fikk tre hver, Saga, Mobil, BP, Shell og Amoco fikk to hver og Phillips og Esso fikk en hver, se tabell 7.1.3.a.

En oversikt over tildelingsrunder med utvinningstillatelser, tildelt areal, tilbakelevert og nåværende areal vises i tabell 7.1.3 b. Tabell 7.1.3.c viser norske og utenlandske andeler i tildelingsrundene. Rettighetshavere, operatører og andre opplysninger om aktive utvinningstillatelser vises i tabell 7.1.6.

Tabell 7.1.3.a
Tildelinger: 15. tildelingsrunde

Utv.till.nr	Felt/blokk	% Andel	SDØE	Rettingstiltaker (O=operator)	Utv.till.nr	Felt/blokk	% Andel	SDØE	Rettingstiltaker (O=operator)	
203	24/6	35,000		O Norsk Hydro Produksjon AS Norske Conoco A/S Amoco Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	212	6507/5	30,000		O Amoco Norway AS Enterprise Oil Norwegian AS Mobil Development Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	
	23/4	20,000				6507/6	25,000			
	25/7	15,000					15,000			
		30,000	(30,000)				30,000	(30,000)		
204	24/9	65,000	(30,000)	O Den norske stats oljeselskap a.s Amerada Hess Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS	213	6508/1	25,000		O Saga Petroleum ASA Den norske stats oljeselskap a.s Phillips Petroleum Norsk AS	
	24/11	20,000					55,000	(30,000)		
	24/12	15,000					20,000			
205	32/1	30,000		O Phillips Petroleum Norsk AS Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	214	6510/1	30,000		O A/S Norske Shell Mobil Development Norway AS Elf Petroleum Norge AS Den Norske stats oljeselskap a.s	
	32/2	20,000					20,000			
	32/4	20,000					20,000			
	32/5	30,000	(30,000)				30,000	(30,000)		
206	33/5	75,000		O Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	215	6604/2	25,000		O Saga Petroleum ASA Norsk Hydro Produksjon AS Norsk Conoco A/S Mobil Development Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	
	33/6	25,000					6604/3	20,000		
	34/4						6704/12	15,000		
207	6302/4	35,000		O Esso Expl. & Prod. Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum ASA	216	6705/10	10,000		O Amoco Norway AS Total Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS Den norske stats oljeselskap a.s	
	6302/5	55,000	(30,000)				6610/1	30,000		
	6302/7	10,000						25,000		
	6302/8							15,000		
208	6304/9	45,000		O BP Petr. Dev. of Norway AS A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s	217	6706/11	65,000	(30,000)	O Den norske stats oljeselskap a.s BP Petr. Dev. Of Norway AS Norske Conoco A/S	
	6305/7	25,000					6706/12	20,000		
209	6305/1	25,000		O Norsk Hydro Produksjon AS A/S Norske Shell Esso Expl. & Prod. Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s	218	6706/12	25,000		O BP Petr. Dev. Of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Esso Expl. & Prod. Norway A/S Saga Petroleum ASA	
	6305/2	15,000					6707/10	50,000		(35,000)
	6305/4	10,000						15,000		
	6305/5	50,000	(35,000)					10,000		
210	6404/3	30,000		O A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon AS Den norske stats oljeselskap a.s	219	6710/6	45,000		O Norsk Hydro Produksjon AS Norsk Agip AS Fina Production Licences AS	
	6405/1	20,000						40,000		
	6504/9	50,000	(30,000)					15,000		
	6504/12									
	6505/7									
211	6506/6	30,000		O Mobil Development Norway AS Norsk Agip AS Elf Petroleum Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	220	6710/10	70,000	(30,000)	O Den norske stats oljeselskap a.s Amerada Hess Norge AS Amoco Norway AS	
	6507/4	20,000						15,000		
		20,000								
		30,000	(30,000)							

Tabell 7.1.3.b
Utvinningsstillatelseter og arealer per 31. desember 1996

Til- delings- runde	Tildelt	Utvinn. till. nr	Antall blokker * Tildelt	Tilbake- levert	Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal utv.till. km ²
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	2682,948	1521,707
	30.5.1969	032-033	2		746,285	376,906	369,379
	14.11.1969	034-035	2		1024,529	564,837	459,692
	11.6.1971	036-036	1		523,937	326,571	197,366
ur.	10.8.1973	037-037	2		586,834	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	321,500	203,498	118,002
23.12.1977	049	1	1	485,802	485,802		

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			
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	2663,296	1344,591
5.	18.1.1980	059-061	3	3	1108,078	1108,078	
	27.3.1981	062-064	3	1	1099,522	867,542	231,980
	23.4.1982	073-078	6	2	2311,912	1849,470	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
7.	10.12.1982	080-084	5	5	2082,966	2082,966	
ur.	8.7.1983	085-085	3		1621,160	725,816	795,344
ur.	11.9.1992	085B	2		27,166		27,166
8.	9.3.1984	086-100	17	3	6338,273	4348,802	1989,471
9.	1.3.1985	101-111	13	3	5293,054	3709,722	1583,332
ur.	26.7.1985	112-112	1		260,215	249,821	10,394
10a	23.8.1985	113-120	9	2	3075,433	2319,444	755,989
ur.	11.8.1995	114B	1		11,059		11,059
10b	28.2.1986	121-128	9	3	3828,258	2856,693	971,565
ur.	11.7.1986	129-129	1	1	225,393	225,393	
11.	10.4.1987	130-137	11	9	4163,711	3655,233	508,478
	29.5.1987	138-142	11	7	2975,807	2370,757	605,050
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.	10.9.1933	186-202	31		10509,915		10509,915
15.	2.2.1996	203-220	47		17405,807		17405,807
			376	138	147389,385	88385,192	59004,193

* blokk eller del av blokk ur = tildelt utenfor tildelingsrunde

Tabell 7.1.3.c

Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler ved tildeling

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenlandsk	norsk	utenlandsk
1	1965	78	8	92	0	100
2	1969-1971	14	15	85	0	100
Statfjord (037)	1973	2	52	48	0	100
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

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenlandsk	norsk	utenlandsk
6	1981	9	64	36	50	50
Oseberg (079)	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Troll (085)	1983	3	100	0	100	0
Utv.till. 085B	1992	2	69	31	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	60	40	55	45
Utv.till. 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	100	0
15	1996	47	53	47	44	56

7.1.4 ANDELSEVERDRAGELSER OG OPERATØRENDRINGER

Andelsoverdragelser

I løpet av 1996 er 47 andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 61 i lov av 22. mars 1985 nr 11 om petroleumsvirksomhet. Disse er vist i tabell 7.1.4.

Operatørendringer

Åtte operatørendringer er godkjendt i 1996:

Utvinningsstillatelse 054

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra A/S Norske Shell 19. juni 1996.

Utvinningsstillatelse 069

Operatør: Saga Petroleum ASA overtok operatøransvaret fra Norske Conoco A/S 26. august 1996.

Utvinningsstillatelse 115

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Total Norge AS 4. juli 1996.

Utvinningsstillatelse 122

Operatør: Norsk Agip AS overtok operatøransvaret fra Norsk Hydro Produksjon AS 1. januar 1996.

Utvinningsstillatelse 143

Operatør: BP Petroleum Development of Norway AS overtok operatøransvaret fra Phillips Petroleum Norsk AS 1. januar 1996.

Utvinningsstillatelse 145

Operatør: Phillips Petroleum Norsk AS overtok operatøransvaret fra BP Petroleum Development of Norway AS 1. januar 1996.

Utvinningsstillatelse 181

Operatør: Den norske stats oljeselskap a.s overtok operatøransvaret fra Norsk Conoco A/S 26. august 1996.

Utvinningsstillatelse 197

Operatør: Amerada Hess Norge AS overtok operatøransvaret fra Norsk Conoco A/S 1. juni 1996.

Tabell 7.1.4
Andelsoverdragelser

Område: N=Nordsjøen, M=Norskehavet, B=Barentshavet

Utv. till.	Fra:	Til:	Andel	Dato:	Område:
019	Conoco Norway Inc	Norske Conoco A/S	10,00000 %	96.03.02	N
019B	Conoco Norway Inc	Norske Conoco A/S	9,37500 %	96.03.02	N
032	Svenska Petroleum Expl. AS	Amerada Hess Norge AS	10,00000 %	96.04.01	N
044	Phillips Petroleum Norsk AS	Den norske stats oljeselskap a.s	21,88000 %	96.12.03	N
044	Phillips Petroleum Norsk AS	Norsk Agip AS	3,99000 %	96.12.03	N
052	Norsk Hydro Produksjon AS	Petro-Canada Norge AS	9,00000 %	96.12.13	N
064	Phillips Petroleum Norsk AS	Den norske stats oljeselskap a.s	5,00000 %	96.02.29	B
066	Saga Petroleum ASA	BP Petr. Dev. of Norway AS	5,00000 %	96.07.31	N
069	Norske Conoco A/S	Saga Petroleum ASA	25,00000 %	96.08.26	N
077	Phillips Petroleum Norsk AS	Den norske stats oljeselskap a.s	10,00000 %	96.02.29	B
077	Texaco Exloration Norway AS	Den norske stats oljeselskap a.s	10,00000 %	96.04.25	B
086	Norske Conoco A/S	Den norske stats oljeselskap a.s	30,00000 %	96.08.12	N
091	Mobil Development Norway AS	Saga Petroleum ASA	12,00000 %	96.04.16	M
104	Norsk Agip AS	Norsk Hydro Produksjon AS	5,00000 %	96.07.23	N
104	Norsk Hydro Produksjon AS	Norske Conoco AS	6,00000 %	96.01.01	N
107	Norsk Hydro Produksjon AS	Petro-Canada Norge AS	7,50000 %	96.12.13	M
109	Norske Conoco A/S	Norsk Hydro Produksjon AS	3,05500 %	96.01.01	B
109	Norske Conoco A/S	Den norske stats oljeselskap a.s	6,94500 %	96.01.01	B
115	Norske Conoco A/S	Den norske stats oljeselskap a.s	15,00000 %	96.07.04	N
115	Saga Petroleum ASA	Den norske stats oljeselskap a.s	5,00000 %	96.07.04	N
115	Total Norge AS	Den norske stats oljeselskap a.s	30,00000 %	96.07.04	N
116	Norske Conoco A/S	Den norske stats oljeselskap a.s	30,00000 %	96.08.12	N
122	Norsk Hydro Produksjon AS	Norsk Agip AS	20,00000 %	96.07.23	M
128	Norsk Hydro Produksjon AS	Norsk Agip AS	1,50000 %	96.07.23	M
132	Norsk Hydro Produksjon AS	Petro-Canada Norge AS	7,50000 %	96.12.13	M
138	Norsk Hydro Produksjon AS	Total Norge AS	5,00000 %	96.01.01	B
138	Norsk Hydro Produksjon AS	Amerada Hess Norge AS	5,00000 %	96.01.01	B
143	Phillips Petroleum Norsk AS	BP Petr. Dev. of Norway AS	15,00000 %	96.01.01	N
145	BP Petr. Dev of Norway AS	Phillips Petr. Norsk AS	30,00000 %	96.01.01	N
145	Den norske stats oljeselskap a.s	Phillips Petr. Norsk AS	10,00000 %	96.09.09	N
146	Den norske stats oljeselskap a.s	Phillips Petr. Norsk AS	20,00000 %	96.09.09	N
152	Saga Petroleum ASA	Mobil Dev. Norway AS	10,00000 %	96.04.16	N
156	Mobil Development Norway AS	Saga Petroleum ASA	20,00000 %	96.04.16	M
158	Total Norge AS	A/S Norske Shell	10,00000 %	96.02.19	M
166	A/S Norske Shell	Den norske stats oljeselskap a.s	10,00000 %	96.02.27	N
169	Norske Conoco A/S	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00000 %	96.01.01	N
171	Saga Petroleum ASA	Mobil Dev. Norway AS	10,00000 %	96.04.16	N
174	Esso Expl. & Prod. Norway A/S	Saga Petroleum ASA	10,00000 %	96.06.07	N
174	Mobil Development Norway AS	Saga Petroleum ASA	10,00000 %	96.04.16	N
174	Saga Petroleum ASA	Norske Conoco A/S	20,00000 %	96.08.26	N
177	BP Petr. Dev. of Norway AS	Saga Petroleum ASA	10,00000 %	96.01.01	M
181	Norske Conoco A/S	Elf Petroleum Norge AS	4,17000 %	96.08.26	B
181	Norske Conoco A/S	Den norske stats oljeselskap a.s	20,83000 %	96.08.26	B
189	Phillips Petroleum Norsk AS	Den norske stats oljeselskap a.s	15,00000 %	96.09.09	N
197	Norske Conoco A/S	Amerada Hess Norge AS	25,00000 %	96.06.01	M
197	Den norske stats oljeselskap a.s	Amerada Hess Norge AS	15,00000 %	96.06.01	M
197	Amoco Norway AS	Amerada Hess Norge AS	15,00000 %	96.06.01	M

7.1.5 TILBAKELEVERINGER/OPPGIVELSER

Det har vært 6 tilbakeleveringer/oppgivelser av utvinningstillatelser i 1996. I en av utvinningstillatelsene ble hele arealet tilbakelevert. Dette er vist i tabell 7.1.5.

Tabell 7.1.5

Tilbakeleveringer

Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km ²	Tilb.levert areal km ² i 1996	Areal i utv.till. km ²
024	Elf	25/1	446,965	96,822	124,750
036	Elf	25/4	523,937	67,524	197,366
108	Shell	7120/1	323,030	80,078	0,0
112	Elf	25/2	260,150	39,979	10,394
122	Hydro	6507/2	424,012	109,096	102,926
128	Statoil	6608/10, 6608/11	839,790	424,031	415,759

7.1.6 RETTIGHETSHAVERE I AKTIVE UTVINNINGSTILLATELSER

Tabell 7.1.6

Rettighetshavere i utvinningstillatelser per 31. desember 1996

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	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	Enterprise Oil Norwegian AS	50,000000	
006	65/09/01 11/09/01	2/5 2/8 3/4	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000	
			Amerada Hess Norge AS	28,333000	
			O Amoco Norway Oil Company	28,333000	
			Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
008	65/09/01 11/09/01	2/6 18/10	Enterprise Oil Norwegian AS	28,333000	
			Amerada Hess Norge AS	50,000000	
			O Saga Petroleum ASA	50,000000	
009	65/09/01 11/09/01	9/5	O Elf Petroleum Norge AS	65,612000	
			Elf Rex Norge AS	3,420000	
			Phillips Petroleum Company Norway	14,780000	
			Total Norge AS	16,188000	
011	65/09/01 11/09/01	1/3 1/6 1/6 1/6	O A/S Norske Shell	50,000000	
			Amoco Norway Oil Company	50,000000	
018	65/09/01 28/12/31	1/5 2/4 2/7 7/11	Den norske stats oljeselskap a.s	1,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	7,594000	
			Elf Rex Norge AS	0,855000	
			Fina Production Licences AS	30,000000	
			Norsk Agip AS	13,040000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	6,700000	
			O Phillips Petroleum Company Norway	36,960000	
			Saga Petroleum ASA	0,304000	
			Total Norge AS	3,547000	
018 B	95/08/25 98/12/31	1/6	Den norske stats oljeselskap a.s	1,000000	
			Elf Petroleum Norge AS	7,594000	
			Elf Rex Norge AS	0,855000	
			Fina Production Licences AS	30,000000	
			Norsk Agip AS	13,040000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	6,700000	
			O Phillips Petroleum Company Norway	36,960000	
			Saga Petroleum ASA	0,304000	
			Total Norge AS	3,547000	
019	65/09/01 11/09/01	7/12	AS Pelican	5,000000	
			O BP Petroleum Development of Norway AS	57,500000	
			Norske Conoco A/S	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	12,500000	
			Svenska Petroleum Exploration AS	15,000000	
019 B	77/09/12 11/09/01	2/1 7/12 7/12	AS Pelican	4,000000	
			O BP Petroleum Development of Norway AS	26,625000	
			Norske Conoco A/S	9,375000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Norske AEDC A/S	5,000000	
Norske MOECO A/S	5,000000				
024	69/05/23 15/05/23	25/1	Den norske stats oljeselskap a.s	20,000000	
			O Elf Petroleum Norge AS	26,420000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	32,870000	
			Total Norge AS	20,710000	
025	69/05/23 15/05/23	15/3	O Elf Petroleum Norge AS	53,200000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
			Total Norge AS	36,800000	

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
026	69/05/23 15/05/23	25/2	Den norske stats oljeselskap a.s O Elf Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS	5,000000 41,420000 32,870000 20,710000	(1,461)
027	69/05/23 15/05/23	25/8	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
027 P	69/05/23 15/05/23	25/8	Enterprise Oil Norwegian AS O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000 50,000000	
028	69/05/23 15/05/23	25/10	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
028 P	69/05/23 15/05/23	25/10	Enterprise Oil Norwegian AS O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	50,000000 50,000000	
029	69/05/23 15/05/23	15/6	O Esso Expl. & Prod. Norway A/S	100,000000	
031	69/05/23 15/05/23	2/10	Fina Production Licences AS Norsk Agip AS O Phillips Petroleum Company Norway	30,000000 18,260000 51,740000	
032	69/05/30 15/05/30	2/9	Amerada Hess Norge AS O Amoco Norway Oil Company Elf Petroleum Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS	35,000000 25,000000 15,000000 25,000000	
033	69/05/30 15/05/30	2/11	Amerada Hess Norge AS O 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 ASA 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	A/S Norske Shell Amerada Hess Norge AS O 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 ASA	10,000000 1,041667 50,000000 1,041667 10,000000 15,000000 11,041667 1,875000	(30,000)
038	75/04/01 11/04/01	15/12 15/12	Den norske stats oljeselskap a.s O Saga Petroleum ASA	65,000000 35,000000	(30,000)
040	75/04/01 11/04/01	29/9 30/7	Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS O 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	Den norske stats oljeselskap a.s O 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	71,880000 15,000000 13,120000	(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)
048	77/02/18 13/02/18	15/5	BP Petroleum Development 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 ASA	85,000000 9,000000 6,000000	(73,000)
050 B	95/08/11	34/10	O Den norske stats oljeselskap a.s	85,000000	(73,000)

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
	01/08/11		Norsk Hydro Produksjon AS	9,000000	
			Saga Petroleum ASA	6,000000	
051	79/04/06 15/04/06	30/2	O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)
			Norske Conoco A/S	24,500000	
			Total Norge AS	24,500000	
052	79/04/06 15/04/06	30/3 30/3	O Deminex Norge AS	11,250000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(37,000)
			Petro-Canada Norge AS	9,000000	
			Norske Deminex AS	2,250000	
			Svenska Petroleum Exploration AS	4,500000	
			Total Norge AS	18,000000	
053	79/04/06 17/04/06	30/6 30/6	O Den norske stats oljeselskap a.s	59,400000	(45,400)
			Elf Petroleum Norge AS	9,333000	
			Mobil Development Norway AS	7,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	12,250000	
			Saga Petroleum ASA	7,350000	
			Total Norge AS	4,667000	
054	79/04/06 30/09/30	31/2	O A/S Norske Shell	25,900000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	58,800000	(40,800)
			Elf Petroleum Norge AS	3,104500	
			Norsk Hydro Produksjon AS	4,900000	
			Norske Conoco A/S	5,191020	
			Total Norge AS	2,104480	
055	79/04/06 17/04/06	31/4	O Den norske stats oljeselskap a.s	46,000000	(33,400)
			Esso Expl. & Prod. Norway A/S	17,600000	
			Neste Petroleum AS	13,200000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	23,200000	
057	79/04/06 15/04/06	34/4	O Amerada Hess Norge AS	4,900000	
			Deminex Norge AS	24,500000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	41,400000	(31,400)
			Enterprise Oil Norwegian AS	4,900000	
			Idemitsu Petroleum Norge AS	9,600000	
			O Saga Petroleum ASA	14,700000	
062	81/03/27 21/03/27	6507/11	O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)
			Neste Petroleum AS	9,800000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	4,900000	
			Saga Petroleum ASA	9,800000	
			Total Norge AS	24,500000	
064	81/03/27 17/03/27	7120/8	O Den norske stats oljeselskap a.s	74,250000	(30,000)
			Elf Petroleum Norge AS	5,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,750000	
065	81/08/21 22/01/01	1/3 1/3	O A/S Norske Shell	15,000000	
			BP Petroleum Development of Norway AS	8,333000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(30,000)
			O Elf Petroleum Norge AS	16,667000	
			Enterprise Oil Norwegian AS	20,000000	
066	81/08/21 20/01/01	2/2	O Amerada Hess Norge AS	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
			BP Petroleum Development of Norway AS	5,000000	
067	81/08/21 18/01/01	2/5	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Norsk Agip AS	40,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000	
069	81/08/21 18/01/01	7/8	O Deminex Norge AS	5,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	30,000000	
070	81/08/21 18/01/01	7/11 7/11	O Amoco Norway Oil Company	14,700000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(31,400)
			O Norsk Hydro Produksjon AS	24,500000	
			Saga Petroleum ASA	9,800000	
072	81/08/21 18/01/01	16/7	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Esso Expl. & Prod. Norway A/S	40,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
073	82/04/23 18/04/23	6407/1	O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	16,667000	
			Total Norge AS	33,333000	

Statistikker og oversikter

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTFIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
074	82/04/23 18/04/23	6407/2	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Neste Petroleum AS Norsk Agip AS Saga Petroleum ASA	65,000000 7,000000 10,500000 10,500000 7,000000	(31,400)
077	82/04/23 18/04/23	7120/7	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS	75,000000 15,000000 10,000000	(30,000)
078	82/04/23 18/04/23	7120/9	O Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS O 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 O Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA	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 O Norsk Hydro Produksjon AS O Saga Petroleum ASA 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 O Norsk Hydro Produksjon AS O Saga Petroleum ASA Total Norge AS	82,000000 2,000000 9,000000 6,000000 1,000000	(73,000)
086	84/03/09 20/03/09	6/3	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS O Saga Petroleum ASA	10,000000 70,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
088	84/03/09 22/03/09	24/6	O Den norske stats oljeselskap a.s Total Norge AS	50,000000 50,000000	(31,400)
089	84/03/09 24/03/09	34/7	Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Esso Expl. & Prod. Norway A/S Idemitsu Petroleum Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS O Saga Petroleum ASA	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 O 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 ASA	50,000000 33,000000 17,000000	(30,000)
092	84/03/09 20/03/09	6407/6	O BP Petroleum Development of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	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 Development of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	16,200000 10,800000 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 ASA Total Norge AS	44,000000 14,700000 9,800000 9,800000 4,900000 7,000000 9,800000	(26,400)
095	84/03/09 24/03/09	6507/7	O Den norske stats oljeselskap a.s Neste Petroleum AS O Norske Conoco A/S	75,000000 5,000000 20,000000	(65,000)
097	84/03/09 20/03/09	7120/6 7120/6	Amerada Hess Norge AS Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS	11,250000 10,000000 56,250000 22,500000	(30,000)
099	84/03/09 20/03/09	7121/4	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 12,500000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
			Total Norge AS	37,500000	
100	84/03/09 20/03/09	7121/7	Deminex Norge AS	4,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	51,000000	(30,000)
			Elf Petroleum Norge AS	35,000000	
			Svenska Petroleum Exploration AS	10,000000	
101	85/03/01 22/03/01	16/10	Deminex Norge AS	5,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Norsk Agip AS	45,000000	
102	85/03/01 25/03/01	25/5	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Elf Petroleum Norge AS	30,000000	
			Total Norge AS	20,000000	
103	85/03/01 21/03/01	25/7	Amerada Hess Norge AS	12,500000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Norske Conoco A/S	37,500000	
104	85/03/01 25/03/01	30/9	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Mobil Development Norway AS	5,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	24,000000	
			Norske Conoco A/S	11,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
107	85/03/01 21/03/01	6407/7	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Petro-Canada Norge AS	7,500000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	22,500000	
109	85/03/01 22/03/01	7120/2 7120/3	Den norske stats oljeselskap a.s	61,945000	(30,000)
			Mobil Development Norway AS	15,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	23,055000	
110	85/03/01 21/03/01	7120/5 7121/5 7121/5	Amerada Hess Norge AS	8,330000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Elf Petroleum Norge AS	20,000000	
			Fina Production Licences AS	5,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	16,670000	
112	85/07/26 21/07/26	25/2	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			O Elf Petroleum Norge AS	21,800000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	17,300000	
			Total Norge AS	10,900000	
113	85/08/23 21/08/23	2/12	O Amerada Hess Norge AS	50,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
114	85/08/23 22/08/23	9/2	Deminex Norge AS	10,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
114 B	95/08/11 01/08/11	9/5	Deminex Norge AS	10,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
			Saga Petroleum ASA	25,000000	
115	85/08/23 21/08/23	9/3	O Den norske stats oljeselskap a.s	100,000000	(30,000)
116	85/08/23 22/08/23	15/12 15/12	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(30,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	10,000000	
			O Saga Petroleum ASA	10,000000	
117	85/08/23 22/08/23	25/6	Amerada Hess Norge AS	10,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Fina Production Licences AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
120	85/08/23 23/08/23	34/7 34/8	Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(28,000)
			Elf Petroleum Norge AS	13,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	18,000000	
			Norske Conoco A/S	13,000000	
			Saga Petroleum ASA	6,000000	
121	86/02/28 22/02/28	6407/5	BP Petroleum Development of Norway AS	2,000000	
			O Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(40,000)
			Mobil Development Norway AS	20,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
			Saga Petroleum ASA	8,000000	
122	86/02/28 25/02/28	6507/2	Amerada Hess Norge AS	20,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	50,000000	(30,000)
			Mobil Development Norway AS	10,000000	
			O Norsk Agip AS	20,000000	

Statistikker og oversikter

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	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 26/02/28	6608/10 6608/11	O Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA	50,000000 10,000000 11,500000 13,500000 15,000000	(25,000)
132	87/04/10 23/04/10	6407/10	O Den norske stats oljeselskap a.s Mobil Development Norway AS Petro-Canada Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 20,000000 7,500000 22,500000	(30,000)
134	87/04/10 97/04/10	6506/11	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip AS Saga Petroleum ASA Total Norge AS	53,000000 30,000000 7,000000 10,000000	(25,000)
138	87/05/29 23/05/29	7122/6	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Total Norge AS	13,000000 50,000000 37,000000	(30,000)
142	87/05/29 97/05/29	29/9 30/7 30/10	O Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Saga Petroleum ASA	50,000000 40,000000 10,000000	(30,000)
143	88/07/08 97/07/08	1/2	Amoco Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS O BP Petroleum Development of Norway AS Phillips Petroleum Norsk AS	10,000000 50,000000 15,000000 15,000000 10,000000	(30,000)
144	88/07/08 97/07/08	1/5 1/6 1/6	BP Petroleum Development of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norske Conoco A/S	25,000000 50,000000 25,000000	(30,000)
145	88/07/08 24/07/08	1/9 2/7	O Phillips Petroleum Norsk AS Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Agip AS Norsk Hydro Produksjon AS	40,000000 40,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
146	88/07/08 97/07/08	2/4	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS Phillips Petroleum Norsk AS O Saga Petroleum ASA	10,000000 30,000000 20,000000 20,000000 20,000000	(30,000)
147	88/07/08 97/07/08	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 O 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 ASA	40,000000 40,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
152	88/07/08 25/07/08	33/12	BP Petroleum Development of Norway AS O Den norske stats oljeselskap a.s Idemitsu Petroleum Norge AS Saga Petroleum ASA	30,000000 50,000000 10,000000 10,000000	(30,000)
153	88/07/08 97/07/08	35/9 36/7	A/S Norske Shell Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA	12,000000 8,000000 50,000000 20,000000 10,000000	(30,000)
156	89/03/03 97/03/03	6406/11	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O Saga Petroleum ASA	10,000000 50,000000 40,000000	(30,000)
157	89/03/03 97/03/03	6406/12	O Den norske stats oljeselskap a.s Norske Conoco A/S Phillips Petroleum Norsk AS Saga Petroleum ASA	50,000000 10,000000 15,000000 25,000000	(20,000)
158	89/03/03 97/03/03	6407/8	O BP Petroleum Development of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s A/S Norske Shell	40,000000 50,000000 10,000000	(30,000)

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
159	89/03/03 97/03/03	6507/3	O Den norske stats oljeselskap a.s Norsk Hydro Produksjon AS Saga Petroleum ASA 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 Norsk Agip AS O Saga Petroleum ASA	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 Development 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 98/03/01	15/6	O Deminex Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 70,000000	(30,000)
167	91/03/01 97/03/01	16/1	Amoco Norway AS O 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 97/03/01	25/10	Amerada Hess Norge AS O Den norske stats oljeselskap a.s Fina Production Licences AS	20,000000 65,000000 15,000000	(20,000)
169	91/03/01 97/03/01	25/8 25/11	Den norske stats oljeselskap a.s Esso Expl. & Prod. Norway A/S O Norsk Hydro Produksjon AS	50,000000 10,000000 40,000000	(35,000)
170	91/03/01 97/12/31	30/6	Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS Total Norge AS	50,000000 30,000000 20,000000	(35,000)
171	91/03/01 97/03/01	30/12	Den norske stats oljeselskap a.s O Norsk Hydro Produksjon AS Mobil Development Norway AS Saga Petroleum ASA	50,000000 30,000000 20,000000 20,000000	(35,000)
172	91/03/01 25/03/01	33/9 33/9	Amerada Hess Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s O 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)
174	91/03/01 97/03/01	35/12	Den norske stats oljeselskap a.s O Saga Petroleum ASA Norske Conoco A/S	50,000000 30,000000 20,000000	(35,000)
175	91/03/01 98/03/01	6204/10 6204/11	O Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS Neste Petroleum AS Phillips Petroleum Norsk AS Saga Petroleum ASA	50,000000 10,000000 10,000000 20,000000 10,000000	(25,000)
176	91/03/01 97/03/01	6407/11 6407/12	O 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 Development of Norway AS O Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum ASA	20,000000 50,000000 30,000000	(20,000)
181	91/03/01 97/03/01	7128/6 7128/9 7129/4	Amoco Norway AS O Den norske stats oljeselskap a.s Elf Petroleum Norge AS	15,000000 70,830000 14,170000	(30,000)
182	91/03/01 97/03/01	7219/7 7219/8	Den norske stats oljeselskap a.s Enterprise Oil Norwegian AS O Saga Petroleum ASA	50,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
185	91/09/13 15/04/06	31/7	Den norske stats oljeselskap a.s Esso Expl. & Prod. Norway A/S Neste Petroleum AS O 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	O Amoco Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum ASA	25,000000 50,000000 10,000000	(40,000)

Statistikker og oversikter

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTFIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
			Total Norge AS	15,000000	
187	93/09/10	15/2	O Amoco Norway AS	25,000000	
	99/09/10	15/3	Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(40,000)
		15/3	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
188	93/09/10	17/3	Amerada Hess Norge AS	15,000000	
	99/09/10		Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(30,000)
			O Elf Petroleum Norge AS	25,000000	
			Norsk Agip AS	20,000000	
189	93/09/10	25/8	O Amerada Hess Norge AS	20,000000	
	99/09/10	25/9	Den norske stats oljeselskap a.s	70,000000	(45,000)
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
190	93/09/10	30/8	Den norske stats oljeselskap a.s	60,000000	(50,000)
	99/09/10		Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
191	93/09/10	31/1	Den norske stats oljeselskap a.s	60,000000	(45,000)
	99/09/10	31/2	Mobil Development Norway AS	10,000000	
		31/4	Neste Petroleum AS	10,000000	
		31/5	O Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
192	93/09/10	34/5	Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(35,000)
	99/09/10		O Mobil Development Norway AS	25,000000	
			Norske Conoco A/S	20,000000	
193	93/09/10	34/11	BP Petroleum Development of Norway AS	15,000000	
	99/09/10		O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
194	93/09/10	35/4	Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(45,000)
	99/09/10	35/5	Elf Petroleum Norge AS	10,000000	
			O Norsk Hydro Produksjon AS	25,000000	
			Saga Petroleum ASA	10,000000	
195	93/09/10	35/8	O BP Petroleum Development of Norway AS	25,000000	
	99/09/10		Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000	(35,000)
			Norsk Hydro Produksjon AS	15,000000	
			Norske Conoco A/S	15,000000	
196	93/09/10	35/6	O BP Petroleum Development of Norway AS	25,000000	
	99/09/10	36/4	Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000	(25,000)
			Idemitsu Petroleum Norge AS	10,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
197	93/09/10	6306/2	O Amerada Hess Norge AS	70,000000	
	99/09/10	6306/5	Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
198	93/09/10	6306/6	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
	99/09/10		Elf Petroleum Norge AS	15,000000	
			Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
199	93/09/10	6406/2	Den norske stats oljeselskap a.s	60,000000	(45,000)
	99/09/10		Mobil Development Norway AS	15,000000	
			O Saga Petroleum ASA	25,000000	
200	93/09/10	6608/7	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(40,000)
	99/09/10	6608/8	Neste Petroleum AS	15,000000	
			Phillips Petroleum Norsk AS	20,000000	
201	93/09/10	7018/3	Den norske stats oljeselskap a.s	40,000000	(25,000)
	99/09/10	7019/1	Enterprise Oil Norwegian AS	20,000000	
			Neste Petroleum AS	10,000000	
			O Norsk Agip AS	30,000000	
202	93/09/10	7227/11	Amerada Hess Norge AS	25,000000	
	99/09/10	7227/12	O Den norske stats oljeselskap a.s	55,000000	(30,000)
		7228/7	Saga Petroleum ASA	20,000000	
		7228/10			
203	96/02/02	24/6	O Norsk Hydro Produksjon AS	35,000000	
	02/02/02	25/4	Norske Conoco A/S	20,000000	
		25/7	Amoco Norway AS	15,000000	
			Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
204	96/02/02	24/9	O Den norske stats oljeselskap a.s	65,000000	(30,000)
	02/02/02	24/11	Amerada Hess Norge AS	20,000000	
		24/12	Enterprise Oil Norwegian AS	15,000000	
205	96/02/02	32/1	O Phillips Petroleum Norsk AS	30,000000	
	00/02/02	32/2	Norsk Hydro Produksjon AS	20,000000	
		32/4	Total Norge AS	20,000000	
		32/5	Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000	(30,000)
206	96/02/02	33/5	O Mobil Development Norway AS	75,000000	

UTV. TILL.	TILD. GYLDIG	BLOKK	RETTIGHETSHAVERE	ANDEL %	SDØE %
	02/02/02	33/6 34/4	Saga Petroleum ASA	25,000000	
207	96/02/02 04/02/02	6302/4 6302/5 6302/7 6302/8	○ Esso Expl. & Prod. Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s Saga Petroleum ASA	35,000000 55,000000 10,000000	(30,000)
208	96/02/02 04/02/02	6304/9 6305/7	○ BP Petroleum Development of Norway AS A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s	45,000000 25,000000 30,000000	(30,000)
209	96/02/02 06/02/02	6305/1 6305/2 6305/4 6305/5	○ Norsk Hydro Produksjon AS A/S Norske Shell Esso Expl. & Prod. Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s	25,000000 15,000000 10,000000 50,000000	(35,000)
210	96/02/02 06/02/02	6404/3 6405/1 6504/9 6504/12 6505/7 6505/10	○ A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 20,000000 50,000000	(30,000)
211	96/02/02 02/02/02	6506/6 6507/4	○ Mobil Development Norway AS Norsk Agip AS Elf Petroleum Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 20,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
212	96/02/02 02/02/02	6507/5 6507/6	○ Amoco Norway AS Enterprise Oil Norwegian AS Mobil Development Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 25,000000 15,000000 30,000000	(30,000)
213	96/02/02 02/02/02	6508/1	○ Saga Petroleum ASA Den norske stats oljeselskap a.s Phillips Petroleum Norsk AS	25,000000 55,000000 20,000000	(30,000)
214	96/02/02 02/02/02	6510/1 6510/2	○ A/S Norske Shell Mobil Development Norway AS Elf Petroleum Norge AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 20,000000 20,000000 30,000000	(30,000)
215	96/02/02 04/02/02	6604/2 6604/3 6704/12 6705/10	○ Saga Petroleum ASA Norsk Hydro Produksjon AS Norske Conoco A/S Mobil Development Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s	25,000000 20,000000 15,000000 10,000000 30,000000	(30,000)
216	96/02/02 02/02/02	6610/1	○ Amoco Norway AS Total Norge AS Enterprise Oil Norwegian AS Den norske stats oljeselskap a.s	30,000000 25,000000 15,000000 30,000000	(30,000)
217	96/02/02 06/02/02	6706/11 6706/12	○ Den norske stats oljeselskap a.s BP Petroleum Development of Norway AS Norske Conoco A/S	65,000000 20,000000 15,000000	(30,000)
218	96/02/02 06/02/02	6706/12 6707/10	○ BP Petroleum Development of Norway AS Den norske stats oljeselskap a.s Esso Expl. & Prod. Norway A/S Saga Petroleum ASA	25,000000 50,000000 15,000000 10,000000	(35,000)
219	96/02/02 06/02/02	6710/6	○ Norsk Hydro Produksjon AS Norsk Agip AS Fina Production Licences AS	45,000000 40,000000 15,000000	
220	96/02/02 06/02/02	6710/10	○ Den norske stats oljeselskap a.s Amerada Hess Norge AS Amoco Norway AS	70,000000 15,000000 15,000000	(30,000)

7.2 SALG OG FRIGIVNING AV DATA

7.2.1 RAPPORTERING AV MATERIALE FRA SOKKELEN

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkingsheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet blant annet kopier av rapporter, borehullslogger

og representative utvalg av borekaks og borekjerner. Oljedirektoratet mottar også oljeprøver fra alle testede brønner.

Per 31. desember 1996 har Oljedirektoratet lagret 96 826 meter kjernemateriale fra 1 085 brønner, 407 163 prøver av vasket borekaks fra 1 128 brønner og 488 145 våtprøver fra 1 404 brønner. I tillegg finnes olje- og kondensatprøver fra 306 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 1996 har Oljedirektoratet mottatt 4 871 meter kjer-
ner, 9 790 prøver av vasket borekaks, 7 131 våtprøver og 47 oljeprøver.

7.2.2 FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale til blant annet undervisning og forskning. Geologiske og reservoartekniske data frigis normalt 5 år etter at brønnen er komplett. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke. «Well Data Summary Sheets» (WDSS) blir publisert årlig. Denne publikasjonen viser hvilke brønner som er frigitt og hvilke kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige brønnene. Videre gis en del tekniske data og testresultater samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hver brønn.

Foruten WDSS utgir Oljedirektoratet publikasjonen «Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells», som inneholder en oversikt over hver 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. Publikasjonen utgis årlig og har en halvårlig oppdatering. Noen typer data kan også leveres i digital form på diskett eller magnetbånd.

Oljedirektoratet erfarer en økende etterspørsel etter frigitte data etter hvert som flere datatyper med stadig bedre kvalitet blir gjort tilgjengelig.

Oljedirektoratet mottok 88 bestillinger på til sammen 1 291 logger fra 266 brønner i løpet av 1996. 51 bestillinger var av film/papirkopier, 32 var bestillinger av digitale logger på magnetbånd, 4 bestillinger gjaldt digitale kjerneanalyser og en bestilling gjaldt digitale retningsdata. Dette er en økning på ca 95 % i forhold til 1995.

Årsaken til at antallet bestillinger av brønnlogger ikke økte enda mer i forhold til 1995, er at Oljedirektoratets kvalitetssjekkede utgave av digitale logger fra «High Quality Log Data Project» (HQLD) ble anskaffet allerede i 1995, og er dermed tilgjengelige hos de fleste oljeselskapene, for alle letebrønner som ble boret før 1991.

Dataforvaltningsavdelingen har levert 58 andre digitale datasammenstillinger. De mest vanlige er brønnlister (lete- og utvinningsbrønner), utvinningstillatelser (nåværende og historiske), leteområder og blokker, installasjoner, rørledninger og andre sammenstillinger oppgitt i Oljedirektoratets publikasjonsliste. I tillegg er flere spesielle sammenstillinger laget på bestilling.

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

Søknader om frigivning av data rettes til frigivningskomiteen i Oljedirektoratet. 34 søknader har vært behandlet i 1996. 12 av disse var for organisk geokjemiske studier, 13 for biostratigrafiske, seks for sedimentologiske/petrofysiske og fire for olje/kondensatprøver. Det ble til sammen frigitt ca 108 kg prøvemateriale og 156 ml olje.

Oljedirektoratets to kjernestudierom ble i 1996 benyttet av 36 forskjellige selskaper/institusjoner for studier av kjer-
ner og/eller geologisk prøvetaking. Kjernestudierommene har vært benyttet 115 dager av gjester utenfra i tillegg til 155 dager av egne ansatte.

Per 31. desember 1996 har Oljedirektoratet redigert datapakker på papir/film for frigivning av data fra 343 seismiske undersøkelser som er skutt av selskaper. Undersøkelsene omfatter 291 336 linjekilometer seismikk. Undersøkelsene er fordelt med 302 undersøkelser i Nordsjøen og 41 i Norskehavet. Fortegnelse over disse undersøkelsene foreligger i publikasjonen «Released seismic surveys, Volume A & B». «Volume A» inneholder datapakkene i Nordsjøen og «Volume B» inneholder datapakkene i Norskehavet.

Det ble i 1996 mottatt og effektivert åtte bestillinger på selskapsseismikk. Den store nedgangen i etterspørsel etter slike data skyldes at industrien ønsker data i tolkningsstasjonsformat, som ikke var tilgjengelige fra Oljedirektoratet. Slike data vil imidlertid bli tilgjengelige gjennom DISKOS-prosjektet i 1997.

I 1996 er det kun solgt 5 datapakker med OD-seismikk.

Tabell 7.2.2 Oversikt over antall solgte seismiske datapakker (OD-seismikk)

Pakke Nr	Navn	1996	Totalt
001	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-1		34
002	Møre-Trøndelag-Regional-Pk-2		27
003	Tampen-Spur		22
004	Møre-South-84		22
005	Trøndelag-Regional		25
006	Haltenbanken-Vest-84		24
007	Frøyabanken-84		27
008	Møre-Trøndelag-Pakke-2 #)		22
009	Møre-Trøndelag-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		17
016	Troms-II		13
017	Regional-Data-Troms-Øst		18
018	Finnmark-Vest-83		19
019	Finnmark-Vest-84		20
020	Nordland-III-85		16
021	Møre-Sør-Test-84 #)		5
022	Storegga-85		13
023	Vøringplataet		15
024	Vøring-Bassenget-85/86		15

025	Lofoten-Vest-86	17
026	Jan-Mayen-85	1
027	Jan-Mayen-79/85	
028	Vøring-Bassenget-87	15
029	Nordland-VI-87	18
030	Nordland-VII-87	13
031	Nordland-V-87	12
032	Nordland-VI-88	18
033	Nordland-VII-88	13
034	Nordland-V-73-79	12
035	Nordland-VI-73-79	18
036	Nordland-VI-89	18
037	Nordland-VII-89	13
038	Nordland-VII-74/75	13
039	Nordsjøen-Sør-Test-89 #)	1
040	Vøring-Bassenget-88	15
041	Vøring-Bassenget-Merlin-89	15
042	Vøring-Bassenget-Western-89	15
043	Møre-Bassenget-88	1 12
044	Typeprofiler-Barentshavet #)	2
045	Vøringbassenget-I-90	15
046	Storegga-90	13
047	Vikinggraben-Sør-Test-91 #)	1
048	Vikingbanken-Test-91 #)	3
049	Norskehavet-74/79	1
050	Vøringbassenget-II-Ensign-91	13
051	Vøringbassenget-II-Digicon-91	13
052	Mørebassenget-91	1 13
053	Jan-Mayen-88	1
054	Vøringbassenget-II-92	13
055	Mørebassenget-Ensign-92	1 13
056	Mørebassenget-Digicon-92	13
057	Vestfjorden	1 5
058	Vestfjorden-77/78	1 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 #)	0
312	Nordkapp-Test-87 #)	1
400	Barentshavet Nordvest Regional	2
500	Barentshavet Nordøst Regional	2

#) Ikke obligatorisk

7.3 STATISTIKK OVER LETEBORINGS-AKTIVITETEN

Det er per 31. desember 1996 påbegynt 866 letebrønner på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 617 undersøkelsesbrønner og 249 avgrensningsbrønner.

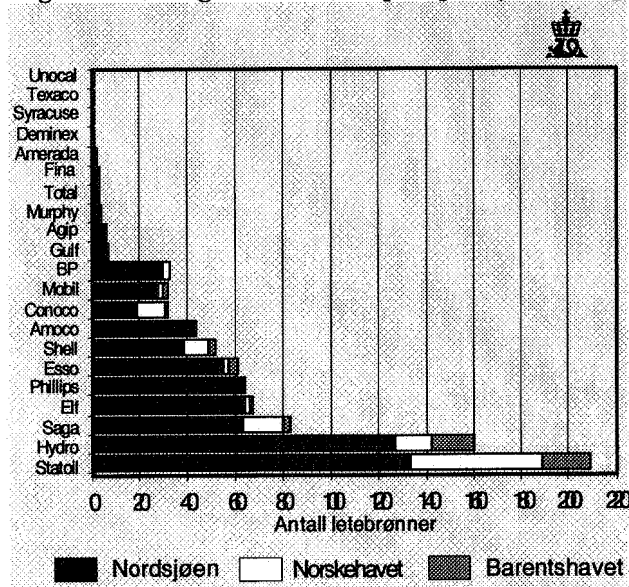
812 letebrønner var avsluttet ved samme tid og 47 brønner er midlertidig forlatt av forskjellige grunner. Noen er midlertidig forlatt med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, videre boring eller senere plugging.

Den nordligste brønnen på norsk sokkel er 7316/5-1 som ble boret i 1992 med Norsk Hydro som operatør, den østligste 7229/11-1, boret i 1993 av Shell og den vestligste 6201/11-2 boret av Statoil i 1991.

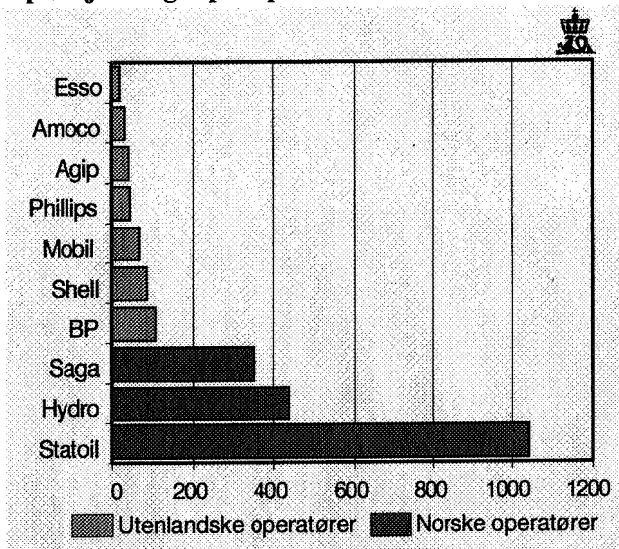
Letebrønnene er boret av 21 forskjellige operatørselskaper. Regional fordeling av antall brønner per operatør er vist i figur 7.3.a.

Antall operasjonsdager per selskap i 1996 er vist i figur 7.3.b. Figur 7.3.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten.

Figur 7.3.a
Regional fordeling av letebrønner per operasjonsselskap



Figur 7.3.b
Operasjonsdager per operatør



Per 31. desember 1996 er det boret 2 805 766 meter ved leteboring, av dette 113 327 meter i 1996. Gjennomsnittlig totaldyp for letebrønner som har nådd totaldyp i 1996 er 3 982 meter.

Letebrønn 6406/2-1 R, som ble boret i 1995, er den hittil dypeste brønnen på norsk sokkel. Saga var operatør, og totaldypet for denne brønnen var 5 892 meter RKB (5 870 meter msl).

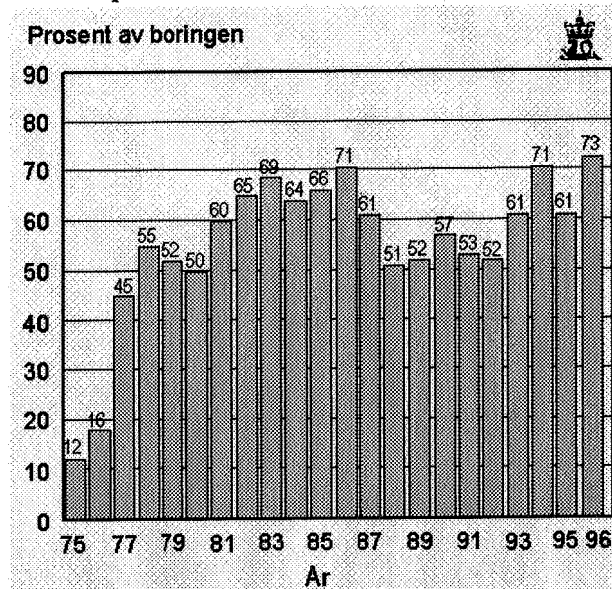
Den lengste brønnbanen for en letebrønn boret hittil er 6506/12-10 A, som ble boret av Statoil i 1995. Brønnbanen var 6 260 meter RKB (6 236 m msl), men brønnen var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som brønn 6406/2-1 R.

Gjennomsnittlig vanddyb for letebrønner boret i 1996 var 221 m.

Tabell 7.3.a
Regional fordeling av påbegynte brønner

År påbegynt	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	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	19	473	
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	7	11	14	5	8	10	6	9	13	14	5	3	11	5	220	
Norskehavet																																	
Undersøkelse															1	2	5	7	6	10	10	10	5	2	7	8	5	4	5	3	2	92	
Avgrensning																		1	6	5	4	1	1	1				2		3	4	28	
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	21	617	
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	6	8	3	8	5	10	10	15	13	8	12	20	10	12	11	7	10	13	14	7	3	14	9	249	
Letebrønner	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	36	47	43	27	21	36	30	866	
Utvinningsbrønner																																	
								1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	64	86	105	120	109	141	1239	
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	171	2105	

Figur 7.3.c
Norske operatørs andel av leteboringen



Det største vanddyb det hittil er boret på i norsk sokkel er 523 meter. Letebrønnen var 6607/5-2 som ble boret i 1991 med Esso som operatør.

Tabell 7.3.d viser det gjennomsnittlige vanddybet for letebrønner boret i tidsrommet 1966-1996.

For boringer på norsk sokkel er det benyttet 81 forskjellige boreinnretninger, 13 under to forskjellige navn. Av disse er 53 av typen halvt nedsenkbare, 17 oppjekkable, fem bore-skip og seks faste innretninger.

I 1996 har 12 forskjellige boreinnretninger vært i aktivitet med leteboring på norsk sokkel.

Tabell 7.3.a til 7.3.e inneholder statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 7.3.b

Letebrønner fordelt på operatørselskaper (Regional fordeling)

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	77	56	133	44	12	56	19	1	20	140	69	209
Hydro	86	41	127	13	2	15	18		18	117	43	160
Phillips	43	20	63	1		1				44	20	64
Elf	46	18	64	2		2	1		1	49	18	67
Saga	51	12	63	16	1	17	3		3	70	13	83
Esso	31	24	55	2		2	4		4	37	24	61
Shell	28	11	39	5	5	10	3		3	36	16	52
Amoco	31	13	44							31	13	44
Conoco	19		19	4	8	12	1		1	24	8	32
Mobil	19	9	28	2		2	2		2	23	9	32
BP	16	14	30	3		3				19	14	33
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	6		6							6		6
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	473			92			52			617		
Avgrensning		220			28			1			249	
Letebrønner			693			120			53			866

U = undersøkelsesbrønner A = avgrensningsbrønner L = letebrønner

Tabell 7.3.c

Letebrønner påbegynt i 1996 (Regionalt fordelt)

Operatør	Nordsjøen			Norskehavet			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	4	3	7	1	4	5				5	7	12
Hydro	4	2	6							4	2	6
Phillips	1		1							1		1
Elf												
Saga	3		3	1		1				4		4
Esso	1		1							1		1
Shell	2		2							2		2
Amoco	1		1							1		1
Conoco												

Mobil	1	1	1	1
BP	1	1	1	1
Gulf				
Murphy				
Total				
Agip	1	1	1	1
Deminex				
Syracuse				
Texaco				
Unocal				
Fina				
Amerada				
Undersøkelse	19	2	21	
Avgrensning	5	4	9	
Letebrønner		24	6	30

U = undersøkelsesbrønner A = avgrensingsbrønner L = letebrønner

Tabell 7.3.d

Gjennomsnittlig vanndyp og boredyp

År	Gjennomsnittlig vanndyp (m)	Gjennomsnittlig totaldyp (m)	År	Gjennomsnittlig vanndyp (m)	Gjennomsnittlig totaldyp (m)
1966	94	3 015	1982	163	3 457
1967	100	2 682	1983	192	3 287
1968	81	3 303	1984	212	3 247
1969	74	3 276	1985	224	3 367
1970	92	2 860	1986	234	3 248
1971	79	3 187	1987	236	3 386
1972	78	3 742	1988	248	3 598
1973	85	3 075	1989	188	3 331
1974	106	3 163	1990	156	3 619
1975	106	3 173	1991	194	3 639
1976	108	3 314	1992	225	3 560
1977	104	3 450	1993	185	3 474
1978	110	3 432	1994	185	3 371
1979	157	3 444	1995	152	3 084
1980	179	3 209	1996	221	3 982
1981	164	3 243			

Tabell 7.3.e
Boreinnretninger som har boret letebrønner på norsk kontinentalsokkel per 31. desember 1996

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Arcade Frontier (tidl. Norjarl)	7		"
Borgny Dolphin (tidl. Fernstar)	27	8	"
Borgsten Dolphin (tidl. Haakon Magnus)	9		"
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (tidl. Deepsea Driller)	30	1	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		"
Deepsea Bergen	53	3	"
Deepsea Saga	16	3	"
Deepsea Trym	2		"
Drillmaster	5	1	"
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		"
Endeavour	2		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (tidl. Norskald)	39	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		"
Henry Goodrich	2		Halvt nedsenkbar
Hunter (tidl. Treasure Hunter)	6	3	"
Kolskaya		1	Oppjekkbar
Le Pelerin	1		Boreskip
Mærsk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Gallant	2		"
Mærsk Giant	2		"
Mærsk Guardian	4	1	"
Mærsk Jutlander	7	1	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (tidl. Pentagone 81)	13		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		"
Nortrym	32	3	"
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		"
Ocean Viking	28	1	"
Ocean Voyager	2		"
Odin Drill	3		"
Orion	7		Oppjekkbar
Pentagone 84	2	1	Halvt nedsenkbar
Polar Pioneer	31	6	"
Polyglomar Driller	11		"
Ross Rig	29		"
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo 5	1		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 G	3		"
Sedco 703	3	1	"
Sedco 704	3		"
Sedco 707	8		"
Sedco H	2		"

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Sedneth I	3		"
Sovereign Explorer	3	1	"
Stene Dee (tidl. Dyvi Stena)	23	1	"
Transocean 8	16	2	"
Transocean Arctic (tidl. Ross Rig (ny))	31	3	"
Transocean Nordic	2		Oppjekkbar
Transocean Prospect (tidl. Treasure Prospect)	1	1	Halvt nedsenkbar
Transocean Searcher (tidl. Ross Isle)	35	12	"
Transocean Wildcat (tidl. Vildkat Explorer)	41	5	"
Transworld Rig 61	2		"
Treasure Saga	56	6	"
Treasure Scout	23		"
Treasure Seeker	24	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	37	11	Halvt nedsenkbar
West Venture	12	2	"
West Vision	1		"
Yatzy	1		"
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		"
Zapata Umland	5	1	Halvt nedsenkbar
	858	98	
I tillegg er 8 letebrønner boret fra faste installasjoner:			
Cod innretningen	1	1	
Ekofisk B	1		
Gullfaks B	1		
Sleipner A	1		
Ula A	1		
Veslefrikk A	3		
	866	98	

Tabell 7.3.f
Påbegynte og/eller avsluttede letebrønner i 1996

R=gjenåpnet brønn, X=oppgett brønn, S=skråboret brønn, A/B/C=sideboret ny brønn. Posisjoner med en desimal er foreløpige

Brønn	Reg.no Utv.till. nr	Posisjon nord øst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vann- dyp KBE	TD (RKB) Alder på TD
1/03-08	855	56 32 07.1	96.12.12	Amoco	Undersøkellesbrønn	70	0
	011	02 53 20.6	00.00.00	Transocean Nordic		40	
2/06-05	866	56 35 36.54	96.11.17	Saga	Undersøkellesbrønn	69	0
	008	03 45 42.67	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
2/08-15	834	56 25 05.14	95.11.27	Amoco	Undersøkellesbrønn	70	3754
	006	03 28 58.96	96.01.09	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	
3/07-06	862	56 25 49.44	96.10.02	Shell	Undersøkellesbrønn	64	4120
	147	04 18 02.98	96.11.30	Mærsk Jutlander	Hydrokarboner	23	Ø.Jura
7/12-12	S 833	57 06 41.19	95.11.14	BP	Undersøkellesbrønn	70	6079
	019	02 50 50.73	96.03.17	Ula-innretningen	Tørt hull	57	Jura
9/02-06	S 854	57 49 07.47	96.08.19	Statoil	Undersøkellesbrønn	93	5205
	114	04 31 10.95	96.12.13	Mærsk Giant	Midlertidig forlatt	42	
15/12-10	S 860	58 04 40.48	96.10.02	Saga	Undersøkellesbrønn	84	3550
	038	01 53 25.56	96.11.04	Deepsea Bergen	Midlertidig forlatt. Olje	23	Trias

Statistikker og oversikter

Brønn	Reg.no Utr.fyll. nr	Posisjon nord øst	Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinnretning	Brønn klassifikasjon Status	Vann- dyp KBE	TD (RKB) Alder på TD
16/10-03	856	58 13 18.54	96.10.22	Agip	Undersøkelsesbrønn	75	2850
	101	02 19 34.30	96.12.01	Transocean Nordic	Tørt hull	39	Trias
24/12-03	S 847	59 05 57.53	96.06.27	Statoil	Undersøkelsesbrønn	116	3058
	204	01 47 23.33	96.07.29	Deepsea Trym	Oljefunn	25	Kritt
25/10-06	S 836	59 08 08.69	95.12.26	Statoil	Undersøkelsesbrønn	117	4706
	168	02 01 37.54	96.03.22	Deepsea Bergen	Hydrokarboner	23	M.Jura
25/10-07	S 840	59 04 57.64	96.05.20	Esso	Undersøkelsesbrønn	116	2617
	028 P	02 08 23.75	96.06.08	Vildkat Explorer	Tørt hull	25	Kritt
25/11-21	A 845	59 09 43.43	96.05.12	Hydro	Avgrensingsbrønn	122	3006
	169	02 27 53.07	96.10.01	Treasure Saga	Midlertidig forlatt	26	
30/05-02	861	60 30 16.30	96.10.04	Hydro	Avgrensingsbrønn	92	4078
	034	02 38 12.71	96.12.21	Treasure Saga		26	
30/08-01	SR 797	60 27 46.93	95.11.18	Hydro	Undersøkelsesbrønn	96	5149
	190	02 38 06.53	96.03.01	Treasure Saga	Midlertidig forlatt. Gass/kond.	26	
30/08-02	835	60 27 24.51	95.12.15	Hydro	Undersøkelsesbrønn	100	2405
	190	02 21 47.92	96.01.14	West Vanguard	Hydrokarboner	22	
30/11-05	868	60 08 50.3	96.12.05	Shell	Undersøkelsesbrønn	104	0
	035	02 33 59.6	00.00.00	Mærsk Jutlander		23	
31/02-19	S 844	60 54 37.50	96.05.08	Hydro	Undersøkelsesbrønn	344	4114
	191	03 22 17.32	96.07.13	West Vanguard	Tørt hull	22	
32/04-01	863	60 43 21.58	96.10.21	Phillips	Undersøkelsesbrønn	310	3186
	205	04 04 36.44	96.12.04	Transocean 8	Tørt hull	23	Grunnfjell
33/06-02	864	61 32 15.8	96.10.28	Mobil	Undersøkelsesbrønn	317	0
	206	01 56 32.8	00.00.00	Byford Dolphin		22	
33/09-19	S 848	61 28 33.56	96.06.29	Statoil	Undersøkelsesbrønn	304	3197
	037	01 59 50.60	96.07.23	Transocean Wildcat	Olje funn	25	U.Jura
33/09-19	A 857	61 28 33.56	96.07.23	Statoil	Avgrensingsbrønn	304	3514
	037	01 59 50.60	96.08.09	Transocean Wildcat	Olje	25	
34/07-25	S 852	61 15 09.24	96.07.31	Saga	Undersøkelsesbrønn	189	3235
	089	02 08 41.14	96.09.14	Deepsea Bergen	Olje/gass funn	23	U.Jura
34/11-02	S 838	61 13 33.24	96.01.16	Statoil	Undersøkelsesbrønn	261	4742
	193	02 22 56.81	96.05.17	Vildkat Explorer	Midlertidig forlatt. Gass/kond.	25	U.Jura
34/11-03	853	61 05 45.25	96.08.01	Statoil	Avgrensingsbrønn	207	0
	193	02 31 06.51	00.00.00	Deepsea Trym		25	
35/04-01	870	61 32 00.6	96.12.23	Hydro	Undersøkelsesbrønn	378	0
	194	03 18 08.2	00.00.00	Treasure Saga		26	
35/10-02	843	61 02 22.67	96.04.16	Statoil	Undersøkelsesbrønn	373	4677
	173	03 02 30.60	96.08.22	Transocean Artic	Gass funn	24	U.Jura
35/11-08	S 841	61 05 25.53	96.03.03	Hydro	Undersøkelsesbrønn	361	3624
	090	03 32 14.85	96.05.11	Treasure Saga	Olje/gass funn	26	
36/04-01	850	61 43 56.60	96.09.03	BP	Undersøkelsesbrønn	260	2717
	196	04 02 01.29	96.10.02	Mærsk Jutlander	Tørt hull	23	
36/07-01	842	61 21 13.49	96.03.31	Hydro	Undersøkelsesbrønn	358	2841
	153	04 00 57.22	96.05.07	West Vanguard	Olje/gass funn	22	
6406/02-01	R 798	64 52 15.19	95.08.21	Saga	Undersøkelsesbrønn	278	5892
	199	06 36 21.35	96.01.07	Ross Isle	Gass/kond. funn	22	
6406/02-02	825	64 49 46.35	95.12.12	Saga	Avgrensingsbrønn	272	5367
	199	06 34 15.43	96.03.27	Ross Rig	Midlertidig forlatt. Gass/kond.	24	U.Jura
6406/02-03	851	64 58 40.69	96.08.24	Saga	Undersøkelsesbrønn	371	0
	199	06 24 37.67	00.00.00	Transocean Artic		24	
6407/01-04	846	64 51 46.05	96.06.06	Statoil	Avgrensingsbrønn	286	3805
	073	07 01 21.25	96.08.23	Byford Dolphin	Olje	24	M.Jura
6506/11-04	S 839	65 01 46.17	96.02.11	Statoil	Avgrensingsbrønn	304	5110
	134	06 36 04.74	96.06.06	Transocean Searcher	Midlertidig forlatt. Olje/gass	22	
6506/11-05	S 859	65 05 17.62	96.09.10	Statoil	Avgrensingsbrønn	288	4790
	134	06 39 43.86	96.11.10	Transocean Searcher	Midlertidig forlatt		
6506/12-11	S 849	65 05 07.20	96.06.08	Statoil	Avgrensingsbrønn	289	5268
	094	06 40 54.75	96.09.07	Transocean Searcher	Midlertidig forlatt Olje	22	
6506/12-11	SR 849	65 05 07.20	96.11.12	Statoil	Avgrensingsbrønn	289	0
	094	06 40 54.75	00.00.00	Transocean Searcher		22	
6610/02-01	S 858	66 48 48.73	96.08.27	Statoil	Undersøkelsesbrønn	406	2673
	177	10 30 26.70	96.09.28	Byford Dolphin	Tørt hull	24	Trias
6610/03-01	R2 748	66 55 29.70	96.10.01	Statoil	Undersøkelsesbrønn	309	4200
	177	10 54 06.28	96.10.07	Byford Dolphin	Hydrokarboner	24	Trias

**7.4 STATISTIKK OVER
UTVINNINGSBORING**

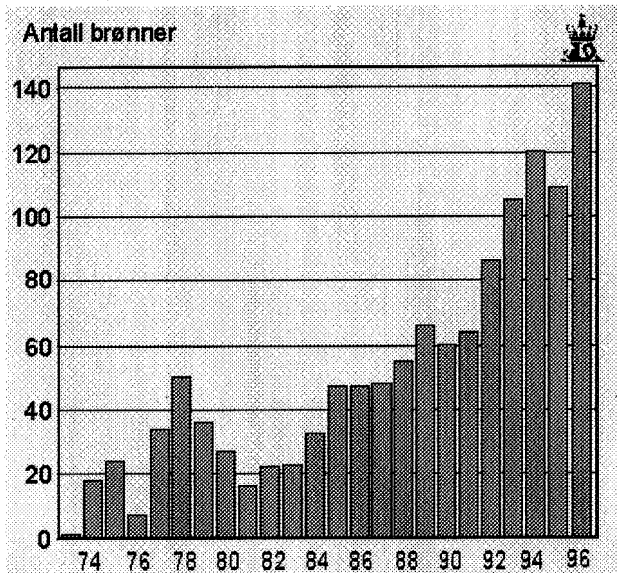
Det er siden 1973 påbegynt 1239 utvinningsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, 1197 av disse i Nordsjøen og 42 i Norskehavet hvor boringen startet i 1992. 933 er produksjonsbrønner, 229 vann- eller gassinjeksjonsbrønner og 77 er observasjonsbrønner. 451 er for tiden ute av drift, midlertidig forlatt for senere komplettering eller nedstengt av andre årsaker.

Brønnene er boret fra 75 faste installasjoner (bunnfaste, flytende eller bunnrammer).

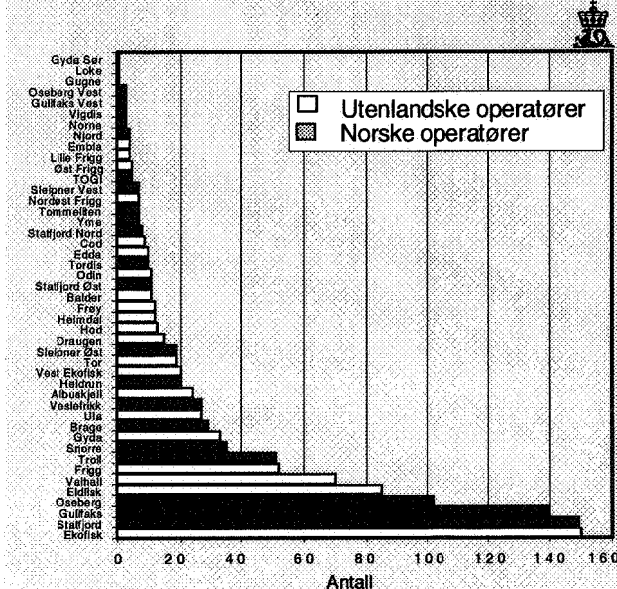
19 utvinningsbrønner var under boring per 31. desember 1996. Figur 7.4.a viser utvinningsbrønner påbegynt per år i tidsrommet 1973-1996.

Det produseres/injiseres per 31.12.96 fra 65 installasjoner fordelt på 38 felt.

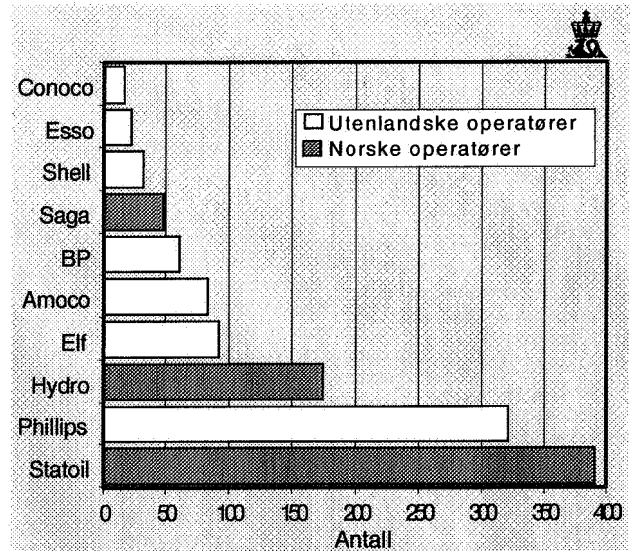
Figur 7.4.a
Utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel



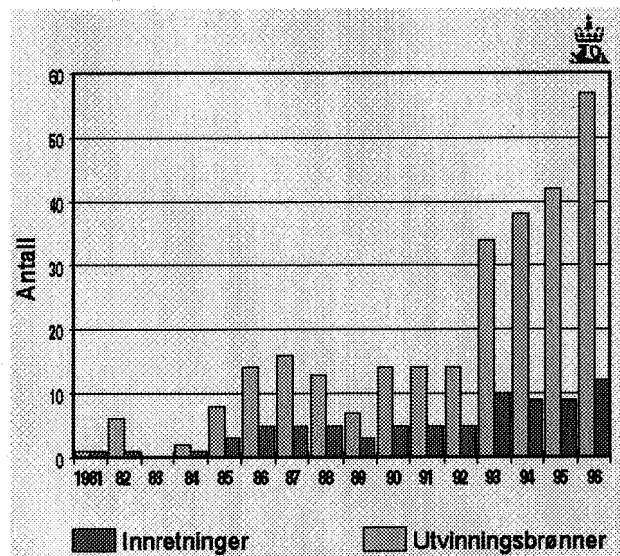
Figur 7.4.b
Utvinningsbrønner per felt



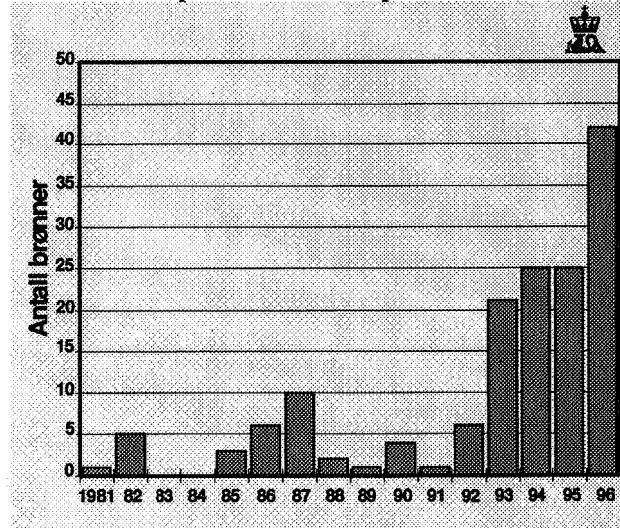
Figur 7.4.c
Utvinningsbrønner fordelt på operatørselskap



Figur 7.4.d
Utvinningsbrønner fordelt på innretninger



Figur 7.4.e
Havbunnskompletterte brønner per år



3 nye felt er satt i produksjon i 1996. Disse er Gungne, Sleipner Vest og Yme.

3 felt er ferdigprodusert; Nordøst Frigg, Odin og Mime. I tillegg er F-plattformen på Albuskjell ferdigprodusert.

Utvinningsbrønnene fordelt på de forskjellige felt er vist i figur 7.4.b. Figur 7.4.c viser utvinningsbrønner fordelt på operatørselskaper.

Boring av de første utvinningsbrønnene på Balder, Njord og Norne feltene ble påbegynt i 1996.

I 1996 er det påbegynt 141 utvinningsbrønner på 24

felt. 57 av brønnene er boret fra 12 forskjellige flyttbare innretninger, se figur 7.4.d.

Antall havbunnskompletterte brønner har vist en kraftig øking de 5 siste årene. Særlig merkbar var økningen fra 1995 til 1996 da antall havbunnskompletterte brønner gikk opp fra 25 til 42. Fig. 7.4.e. Dette tilsvarer at andelen havbunnskompletterte brønner boret per år har økt fra 7 % i 1992 til 30 % i 1996.

Opplysninger om utvinningsbrønner er satt opp i tabellene 7.4.a, 7.4.b og 7.4.c.

Tabell 7.4.a Utvinningsboring

Felt/innretning	Boret		Produserer			Injiserer		Stengt/ midlertidig forlatt
	totalt	1996	Olje	Kond.	Gass	gass/vann	Borer	
Albuskjell A	11			6				5
Albuskjell F	13							13
Balder A, B, C, D	11	11					1	10
Brage	29	7	14			7	1	7
Cod	9			3				6
Draugen A	10		7			1		2
Draugen B	3					3		
Draugen C	2					2		
Edda	10		6					4
Ekofisk A	35		22					13
Ekofisk B	40		22					18
Ekofisk C	33		22					11
Ekofisk K	31					30		1
Ekofisk W	8					8		
Ekofisk X	3	3					2	1
Eldfisk A	45	3	25					20
Eldfisk B	40	3	16				1	23
Embla	4		4					
Frigg (UK)	24							24
Frigg	28				13			15
Frøy	12		6			4		2
Gullfaks A	58	4	31			8	1	18
Gullfaks B	42	3	21			9		12
Gullfaks C	40	7	27			8		5
Gullfaks Vest	3		1					2
Gungne	1				1			
Gyda	33	3	12			9		12
Gyda Sør	1		1					
Heidrun A	14	4	10			3	1	
Heidrun B	3					3		
Heidrun C	3					3		
Heimdal	12			8				4
Hod	13		6					7
Lille-Frigg	4		1					3
Løke	1				1			
Njord	4	4					1	3
Norne B, C, D	3	3					1	2
Nordøst Frigg	7							7
Odin	11							11
Oseberg B	55	7	25			10		20
Oseberg C	47	8	16			7	1	23
Oseberg Vest	3	1	2					1

Felt/innretning	Boret	Boret	Produserer			Injiserer		Stengt/
	totalt	1996	Olje	Kond.	Gass	gass/vann	Borer	midlertidig forlatt
Sleipner A	17	2			12	3		2
Sleipner D	2					2		
Sleipner Vest	7	4			6		1	
Snorre A	11	1	7			3		1
Snorre P	24	3	13			8		3
Statfjord A	56	3	24			11	1	20
Statfjord B	50	4	30			11		9
Statfjord C	42	3	26			12	1	3
Statfjord G	1	1					1	
Statfjord Nord	8	1	5			2	1	
Statfjord Øst	11	3		6		3		2
TOGI	5				5			
Tommeliten	7			6				1
Tor	19		11			2		6
Tordis	10	2	5					5
Troll A	19	16			15		1	3
Troll B	1					1		
Troll D,E,F,G,H	31	11	23				1	7
Ula	27	1	8			7		12
Valhall A	64	2	27				1	36
Valhall F	6	3	3				1	2
V. Ekofisk	20			4				16
Veslefrikk	27	2	13			9		5
Vigdis	3	2						3
Yme A, B	7	6						7
Øst Frigg A	3		1					2
Øst Frigg B	2		1					1
	1239	141	494	33	53	189	19	451

Tabell 7.4.b
Utviningsbrønner påbegynt og/eller avsluttet 1996

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgift brønn

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/01-A-12	1156	56 54 17.61	96.05.08	BP	Vann inj	6024 m
	019 B	03 05 06.49	96.08.07	Gyda	Midl. forl. ved TD	
2/01-A-14 A	1137	56 54 17.43	96.03.15	BP	Olje prod	4747 m
	019 B	03 05 06.61	96.05.08	Gyda	Olje	
2/01-A-25	1119	56 54 17.19	96.01.22	BP	Olje prod	5370 m
	019 B	03 05 06.38	96.03.12	Gyda	Midl. forl. ved TD	
2/01-A-28	1034	56 54 17.36	95.10.30	BP	Olje prod	4633 m
	019 B	03 05 06.07	96.01.19	Gyda	Olje	
2/04-K-03	335	56 33 55.98	85.11.02	Phillips	Vann inj	6585 m
	018	03 12 23.11	96.02.10	Dyvi Beta	Vann inj	
2/04-X-08	1230	56 32 50.96	96.12.13	Phillips	Olje prod	m
	018	03 13 08.41	00.00.00	Mærsk Gallant		
2/04-X-38	1219	56 32 51.79	96.10.26	Phillips	Borekaks inj	3074 m
	018	03 13 08.70	96.12.07	Ekofisk X	Midl. forl. ved TD	
2/04-X-46	1235	56 32 51.98	96.12.08	Phillips	Olje prod	m
	018	03 13 08.75	00.00.00	Ekofisk X		
2/07-A-09 A	628	56 22 36.41	96.08.08	Phillips	Olje prod	5355 m
	018	03 15 57.67	96.09.27	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/07-A-12 A	1155	60 22 36.48	96.05.26	Phillips	Olje prod	5386 m
	018	03 15 57.60	96.07.23	Mærsk Gallant	Olje	
2/07-A-14 A	1203	56 22 36.59	96.10.13	Phillips	Olje prod	4872 m
	018	03 15 57.71	96.12.01	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/07-A-15	111	56 22 36.55	78.06.07	Phillips	Olje prod	5614 m
	018	03 15 57.56	96.05.09	Eldfisk B	Olje	
2/07-B-01 B	1212	56 25 08.94	96.12.08	Phillips	Olje prod	m
	018	03 13 06.46	00.00.00	Eldfisk B		
2/07-B-17 A	1151	56 25 09.21	96.06.13	Phillips	Olje prod	5621 m
	018	03 13 06.25	96.09.01	Eldfisk B	Plugget	
2/07-B-17 B	1183	56 25 09.21	96.09.02	Phillips	Olje prod	5621 m
	018	03 13 06.25	96.09.28	Eldfisk B	Midl. forl. ved TD	
2/08-A-03 B	1233	56 16 41.08	96.11.29	Amoco	Olje prod	m
	006	03 23 44.30	00.00.00	Valhall		
2/08-A-26 A	1138	56 16 41.02	96.03.18	Amoco	Olje prod	4389 m
	006	03 23 44.20	96.05.02	Valhall	Olje	
2/08-F-01	1093	56 16 35.69	95.12.11	Amoco	Olje prod	5012 m
	006	03 23 47.14	96.05.28	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-02	1094	56 16 35.65	95.12.08	Amoco	Observasjon	4807 m
	006	03 23 46.96	96.03.11	Mærsk Guardian	Plugget	
2/08-F-02 A	1132	56 16 35.65	96.03.12	Amoco	Olje prod	5355 m
	006	03 23 46.96	96.07.08	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-03	1095	56 16 35.70	95.12.13	Amoco	Olje prod	5226 m
	006	03 23 47.03	96.10.14	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-04	1096	56 16 35.67	96.06.09	Amoco	Olje prod	4918 m
	006	03 23 47.25	96.12.05	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-06	1211	56 16 35.57	96.12.06	Amoco	Olje prod	m
	006	03 23 46.96	00.00.00	Mærsk Guardian		
7/12-A-07 A	1163	57 06 41.45	96.10.11	BP	Observasjon	4089 m
	019	02 50 50.50	96.10.23	Ula	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-01	1074	57 49 07.48	96.02.01	Statoil	Olje prod	4435 m
	114	04 31 10.74	96.03.08	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-02	1238	57 49 07.54	96.12.14	Statoil	Olje prod	m
	114	04 31 10.87	96.12.30	Mærsk Giant	Midl. forl. ved 13 3/8"	
9/02-A-04	1167	57 49 07.53	96.06.09	Statoil	Olje prod	4845 m
	114	04 31 11.21	96.11.25	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-05	1013	57 49 07.48	95.03.08	Statoil	Vann/gass inj	3510 m
	114	04 31 10.74	96.03.21	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-08	1141	57 49 07.53	96.03.25	Statoil	Olje prod	4637 m
	114	04 31 11.21	96.06.06	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-B-01 H	1109	57 45 15.30	96.04.07	Statoil	Olje prod	3355 m
	114	04 21 21.16	96.05.08	Deepsea Bergen	Midl. forl. ved TD	
9/02-B-02 H	1139	57 45 15.30	96.03.25	Statoil	Olje prod	3438 m
	114	04 21 21.80	96.07.28	Deepsea Bergen	Midl. forl. ved TD	
15/09-A-02	1063	58 22 02.69	95.08.29	Statoil	Gass prod	8529 m
	046	01 54 29.70	96.03.04	Sleipner A	Gass	
15/09-A-16	1126	58 22 02.70	96.03.13	Statoil	Gass inj	3752 m
	046	01 54 30.25	96.04.16	Sleipner A	Midl. forl. ved TD	
15/09-A-23	993	58 22 02.05	96.09.25	Statoil	Gass inj	5590 m
	046	01 54 32.06	96.11.22	Sleipner A	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-05	1100	58 25 04.57	95.11.26	Statoil	Gass prod	4800 m
	046	01 43 04.00	96.08.04	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-06	1111	58 25 04.61	96.02.05	Statoil	Gass prod	4540 m
	046	01 43 04.14	96.07.22	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-07	1136	58 25 04.66	96.03.27	Statoil	Gass prod	5732 m
	046	01 43 04.29	96.08.28	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-13	1154	58 25 04.42	96.08.30	Statoil	Gass prod	6235 m
	046	01 43 04.17	96.12.27	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-14	1086	58 25 04.46	95.10.23	Statoil	Gass prod	3888 m
	046	01 43 04.31	96.07.07	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-24	1244	58 25 04.40	96.12.30	Statoil	Gass prod	m
	046	01 43 04.77	00.00.00	West Epsilon		
25/05-A-10	1103	59 44 03.51	95.11.28	Elf	Vann inj	m
	102	02 33 28.30	96.02.25	Mærsk Gallant		

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
25/05-A-10	1103	59 44 03.51	95.11.28	Elf	Vann inj	m
	102	02 33 28.30	96.02.25	Mærsk Gallant		
25/11-A-04 H	1227	59 11 28.37	96.11.16	Esso	Observasjon	2324 m
	001	02 21 34.86	96.12.04	West Alpha	Plugget	
25/11-A-04 AH	1236	59 11 28.37	96.12.04	Esso	Olje prod	2115 m
	001	02 21 34.86	96.12.10	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-05 H	1202	59 11 30.25	96.09.27	Esso	Observasjon	2502 m
	001	02 21 33.88	96.11.03	West Alpha	Plugget	
25/11-A-05 AH	1221	59 11 30.25	96.11.04	Esso	Olje prod	2460 m
	001	02 21 33.88	96.11.15	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-06 H	1210	59 11 23.39	96.10.07	Esso	Olje prod	m
	001	02 21 37.38	96.10.17	West Alpha	Midl. forl. ved 9 5/8"	
25/11-A-08 H	1237	59 11 29.83	96.12.11	Esso	Vann prod	m
	001	02 21 32.62	96.12.15	West Alpha	Midl. forl. ved 13 3/8"	
25/11-B-07 H	1245	59 10 40.45	96.12.17	Esso	Observasjon	m
	001	02 22 46.46	00.00.00	West Alpha		
25/11-C-03 H	1194	59 11 00.62	96.08.29	Esso	Observasjon	2118 m
	001	02 24 32.58	96.09.20	West Alpha	Plugget	
25/11-D-01 H	1162	59 12 01.03	96.05.25	Esso	Gass inj	2525 m
	001	02 24 37.02	96.07.30	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-D-02 H	1189	59 11 59.60	96.08.02	Esso	Observasjon	2330 m
	001	02 24 33.19	96.08.13	West Alpha	Plugget	
25/11-D-02 AH	1193	59 11 59.60	96.08.13	Esso	Olje prod	2140 m
	001	02 24 33.19	96.08.24	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
30/03-A-07 A	1102	60 46 57.92	95.12.20	Statoil	Observasjon	3810 m
	052	02 53 52.06	96.01.04	Veslefrikk A	Plugget	
30/03-A-07 B	1118	60 46 57.92	96.02.02	Statoil	Olje prod	5333 m
	052	02 53 52.06	96.02.28	Veslefrikk A	Midl. forl. ved TD	
30/03-A-17 A	1131	60 46 58.08	96.02.29	Statoil	Vann inj	3897 m
	052	02 53 52.16	96.04.10	Veslefrikk A	Vann inj	
30/06-B-51 AH	1110	60 31 59.58	96.01.23	Hydro	Olje prod	4606 m
	053	02 44 23.91	96.08.11	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
30/06-C-07 A	1105	60 36 29.42	96.08.06	Hydro	Observasjon	m
	053	02 46 33.72	96.09.01	Oseberg C	Midl. forl. ved 9 5/8"	
30/06-C-07 B	1196	60 36 29.42	96.11.06	Hydro	Olje prod	5175 m
	053	02 46 33.72	96.12.18	Oseberg C	Midl. forl. ved TD	
30/06-C-07 C	1196	60 36 29.42	96.12.18	Hydro	Olje prod	m
	053	02 46 33.72	00.00.00	Oseberg C		
30/06-C-10 C	1161	60 36 29.42	96.05.20	Hydro	Olje prod	5256 m
	053	02 46 33.60	96.09.25	Oseberg C	Midl. forl. ved TD	
30/06-C-12 A	1112	60 36 29.42	96.01.22	Hydro	Observasjon	m
	053	02 46 33.60	96.02.13	Oseberg C	Plugget	
30/06-C-12 B	1127	60 36 29.42	96.02.13	Hydro	Olje prod	5266 m
	053	02 46 33.60	96.03.05	Oseberg C	Olje	
30/06-C-12 C	1134	60 36 29.42	96.03.05	Hydro	Olje prod	4739 m
	053	02 46 33.60	96.04.27	Oseberg C	Midl. forl. ved TD	
30/06-C-13	1204	60 36 29.49	96.09.26	Hydro	Observasjon	4700 m
	053	02 46 33.13	96.10.24	Oseberg C	Plugget	
30/09-B-10	1184	60 29 36.36	96.09.23	Hydro	Observasjon	4635 m
	079	02 49 42.85	96.10.28	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-10 A	1220	60 29 36.36	96.10.28	Hydro	Olje prod	5482 m
	079	02 49 42.85	96.12.05	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-14	1142	60 29 36.24	96.04.24	Hydro	Observasjon	4223 m
	079	02 49 42.55	96.05.18	Oseberg B	Plugget	
30/09-B-14 A	1164	60 29 36.24	96.05.18	Hydro	Olje prod	5796 m
	079	02 49 42.55	96.07.03	Oseberg B	Olje	
30/09-B-16 A	1175	60 29 36.27	96.07.08	Hydro	Olje prod	5734 m
	079	02 49 42.89	96.09.17	Oseberg B	Midl. forl. ved TD	
30/09-B-36	1117	60 29 36.05	96.01.23	Hydro	Observasjon	m
	079	02 49 43.33	96.02.26	Oseberg B	Plugget	

Brønn	Reg.nr Utv.fyll	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
30/09-B-36 A	1128 079	60 29 36.05 02 49 43.33	96.02.26 96.04.23	Hydro Oseberg B	Olje prod Olje	6044 m
31/02-D-02 H	1108 054	60 51 30.48 03 26 43.53	95.12.19 96.01.28	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	4602 m
31/02-D-07 H	1133 054	60 51 21.02 03 26 34.19	96.03.06 96.04.07	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	3900 m
31/02-E-05 H	1122 054	60 47 52.42 03 26 34.66	96.01.29 96.02.09	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	m
31/02-E-05 AH	1124 054	60 47 52.42 03 26 34.66	96.02.09 96.03.02	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Olje	2991 m
31/02-E-06 AH	1248 054	60 47 51.30 03 26 43.10	96.12.31 00.00.00	Hydro Polar Pioneer	Observasjon	m
31/02-F-01 H	1188 054	60 46 36.40 03 26 09.20	96.08.25 96.10.13	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	3970 m
31/02-G-01 H	1209 054	60 45 04.72 03 26 11.19	96.10.14 96.10.23	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	1860 m
31/02-G-01 AH	1217 054	60 45 04.72 03 26 11.19	96.10.23 96.11.21	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Midl. forl. ved TD	4070 m
31/04-A-09	1174 055	60 32 33.00 03 02 50.35	96.06.25 96.10.06	Hydro Brage	Olje prod Midl. forl. ved TD	6602 m
31/04-A-15	1143 055	60 32 33.00 03 02 50.69	96.05.10 96.06.25	Hydro Brage	Olje prod Olje	4397 m
31/04-A-16	1240 055	60 32 33.34 03 02 51.03	96.12.16 00.00.00	Hydro Brage	Vann/gass inj	m
31/04-A-17	1121 055	60 32 33.42 03 02 51.03	96.02.02 96.04.03	Hydro Brage	Observasjon Plugget	3985 m
31/04-A-17 A	1129 055	60 32 33.42 03 02 51.03	96.04.04 96.05.09	Hydro Brage	Vann inj Vann inj	5541 m
31/04-A-24	1224 055	60 32 32.92 03 02 50.86	96.11.12 96.11.22	Hydro Brage	Vann prod Midl. forl. ved TD	1107 m
31/04-A-29	1225 055	60 32 33.09 03 02 50.69	96.11.23 96.12.01	Hydro Brage	Vann prod Midl. forl. ved TD	1095 m
31/04-A-40	1091 055	60 32 33.47 03 02 50.46	95.11.06 96.01.11	Hydro Brage	Olje prod Olje	5822 m
31/05-H-01 H	1146 085	60 42 57.98 03 30 39.37	96.04.14 96.04.30	Hydro Polar Pioneer	Observasjon Plugget	2400 m
31/05-H-01 AH	1160 085	60 42 57.98 03 30 39.37	96.04.30 96.06.01	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Midl. forl. ved TD	4771 m
31/05-H-02 H	1234 085	60 43 49.39 03 30 46.79	96.11.26 96.12.30	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Midl. forl. ved TD	4260 m
31/05-H-04 H	1168 085	60 42 55.16 03 30 26.53	96.06.28 96.08.06	Hydro Polar Pioneer	Olje prod Midl. forl. ved TD	3938 m
31/06-A-02	1185 085	60 38 44.90 03 43 35.08	96.09.07 96.10.14	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1642 m
31/06-A-03	1186 085	60 38 44.83 03 43 35.08	96.09.01 96.10.05	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1647 m
31/06-A-06	1067 085	60 38 44.90 03 43 35.23	96.03.29 96.06.15	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1592 m
31/06-A-10	1145 085	60 38 44.98 03 45 35.38	96.04.10 96.06.06	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1579 m
31/06-A-12	1159 085	60 38 44.83 03 45 35.38	96.05.04 96.05.20	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved 10 3/4"	m
31/06-A-16	1153 085	60 38 44.83 03 45 35.53	96.04.20 96.05.28	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1602 m
31/06-A-17	1187 085	60 38 44.75 03 45 35.53	96.08.17 96.10.25	Shell Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1611 m
31/06-A-25	1214 085	60 38 43.77 03 45 35.23	96.11.08 00.00.00	Statoil Troll A	Gass prod	m
31/06-A-26	1215 085	60 38 43.69 03 45 35.23	96.11.19 96.12.29	Statoil Troll A	Gass prod Midl. forl. ved TD	1605 m

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
31/06-A-27	1170	60 38 43.62	96.06.16	Shell	Gass prod	m
	085	03 45 35.23	96.08.16	Troll A	Midl. forl. ved 10 3/4"	
31/06-A-29	1171	60 38 43.77	96.07.06	Shell	Gass prod	1599 m
	085	03 45 35.38	96.07.27	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-30	1071	60 38 43.69	96.01.28	Shell	Gass prod	1600 m
	085	03 43 35.38	96.03.28	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-31	1172	60 38 43.62	96.06.26	Shell	Gass prod	1604 m
	085	03 45 35.38	96.08.07	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-34	1213	60 38 43.77	96.10.28	Statoil	Gass prod	m
	085	03 45 35.53	96.11.07	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-35	1072	60 38 43.69	96.02.21	Shell	Gass prod	1616 m
	085	03 43 35.53	96.03.18	Troll A	Midl. forl. ved TD	
31/06-A-36	1216	60 38 43.62	96.11.30	Shell	Gass prod	1612 m
	085	03 45 35.53	96.12.20	Troll A	Midl. forl. ved TD	
33/09-A-16 A	1150	61 15 20.46	96.05.06	Statoil	Olje prod	5487 m
	037	01 51 13.95	96.07.11	Statfjord A	Midl. forl. ved TD	
33/09-A-34 A	1179	61 15 19.77	96.07.24	Statoil	Olje prod	5255 m
	037	01 51 14.39	96.11.11	Statfjord A	Midl. forl. ved TD	
33/09-A-35 A	1079	61 15 20.46	95.10.26	Statoil	Olje prod	5719 m
	037	01 51 13.95	96.01.15	Statfjord A	Olje	
33/09-A-40 A	1199	61 15 19.72	96.11.25	Statoil	Olje prod	m
	037	01 51 13.87	00.00.00	Statfjord A		
33/09-C-01 A	1135	61 17 47.69	96.03.09	Statoil	Vann inj	5190 m
	037	01 54 11.09	96.04.21	Statfjord C	Midl. forl. ved TD	
33/09-C-17	1114	61 17 47.91	96.01.20	Statoil	Olje prod	3280 m
	037	01 54 11.19	96.02.16	Statfjord C	Olje	
33/09-C-29	1207	61 17 46.83	96.10.13	Statoil	Olje prod	m
	037	01 54 10.41	00.00.00	Statfjord C		
33/09-C-41	1092	61 17 46.68	95.11.14	Statoil	Olje prod	4438 m
	037	01 54 09.95	96.01.17	Statfjord C	Olje	
33/09-E-03 H	1106	61 26 03.40	95.12.22	Statoil	Olje prod	4378 m
	037	01 55 31.04	96.03.14	Treasure Prospect	Olje	
33/09-E-04 H	1197	61 26 02.01	96.09.25	Statoil	Olje prod	m
	037	01 53 30.21	00.00.00	Treasure Prospect		
33/09-G-03 H	1229	61 21 56.57	96.12.09	Statoil	Olje prod	m
	037	01 56 05.94	00.00.00	Transocean 8		
33/09-L-02 H	1166	61 19 46.02	96.07.04	Statoil	Olje prod	2853 m
	037	01 59 11.05	96.08.12	Treasure Prospect	Midl. forl. ved TD	
33/09-M-04 H	1125	61 20 27.97	96.03.25	Statoil	Olje prod	3632 m
	037	01 59 59.27	96.04.18	Treasure Prospect	Plugget	
33/09-M-04 AH	1152	61 20 27.97	96.04.18	Statoil	Olje prod	3160 m
	037	01 59 59.27	96.05.21	Treasure Prospect	Olje	
33/12-B-02 B	1107	61 12 25.25	96.02.08	Statoil	Olje prod	5114 m
	037	01 49 52.41	96.04.26	Statfjord B	Olje	
33/12-B-06 A	1169	61 12 25.18	96.06.28	Statoil	Olje prod	3435 m
	037	01 49 52.34	96.07.08	Statfjord B	Olje	
33/12-B-23 A	1180	61 12 24.10	96.07.15	Statoil	Olje prod	4500 m
	037	01 49 51.19	96.09.19	Statfjord B	Olje	
33/12-B-41 A	1158	61 12 24.88	96.05.19	Statoil	Olje prod	4610 m
	037	01 49 50.29	96.06.06	Statfjord B	Olje	
34/07-A-17 H	1182	61 29 21.19	96.08.08	Saga	Olje prod	4301 m
	089	02 13 34.65	96.11.14	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-C-01 H	1113	61 22 49.91	96.01.17	Saga	Olje prod	4431 m
	089	02 06 11.80	96.12.30	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-C-02 H	1090	61 22 49.91	95.11.26	Saga	Olje prod	3220 m
	089	02 06 11.80	96.12.04	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-C-03 H	1123	61 22 49.49	96.01.23	Saga	Olje prod	4716 m
	089	02 06 11.82	00.00.00	Scarabeo 5		
34/07-I-03 AH	1144	61 16 34.23	96.04.25	Saga	Olje prod	2636 m
	089	02 07 01.68	96.07.02	Scarabeo 5	Plugget	

Statistikker og oversikter

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
34/07-I-03 BH	1178	61 16 34.23	96.07.02	Saga	Olje prod	2312 m
	089	02 07 01.68	96.07.18	Scarabeo 5	Olje	
34/07-P-09	1116	61 26 56.95	96.02.01	Saga	Olje prod	4994 m
	089	02 08 37.37	96.06.16	Snorre P	Olje	
34/07-P-22	1190	61 26 57.47	96.08.18	Saga	Vann inj	5869 m
	089	02 08 36.81	96.11.27	Snorre P	Midl. forl. ved TD	
34/07-P-32	1104	61 26 58.11	95.12.06	Saga	Vann inj	4923 m
	089	02 08 36.53	96.02.01	Snorre P	Vann inj	
34/07-P-39	1165	61 26 57.99	96.06.18	Saga	Olje prod	4560 m
	089	02 08 37.07	96.08.12	Snorre P	Olje	
34/10-A-06 A	1148	61 10 33.64	96.04.25	Statoil	Olje prod	3526 m
	050	02 11 23.09	96.06.01	Gullfaks A	Olje	
34/10-A-07 A	1228	61 10 34.77	96.12.01	Statoil	Olje prod	m
	050	02 11 21.80	00.00.00	Gullfaks A		
34/10-A-17 A	1099	61 10 33.93	95.12.01	Statoil	Vann inj	3246 m
	050	02 11 23.14	96.01.12	Gullfaks A	Vann inj	
34/10-A-44	1120	61 10 34.91	96.01.31	Statoil	Olje prod	4130 m
	050	02 11 21.63	96.04.18	Gullfaks A	Midl. forl. ved TD	
34/10-A-45	1192	61 10 34.73	96.08.23	Statoil	Olje prod	3214 m
	050	02 11 21.65	96.09.30	Gullfaks A	Midl. forl. ved TD	
34/10-B-05 A	1176	61 12 11.13	96.08.09	Statoil	Olje prod	4014 m
	050	02 12 05.24	96.12.21	Gullfaks B	Midl. forl. ved TD	
34/10-B-36 A	1206	61 12 10.01	96.10.04	Statoil	Vann inj	2664 m
	050	02 12 06.22	96.11.19	Gullfaks B	Midl. forl. ved TD	
34/10-B-37	1198	61 12 10.04	96.09.15	Statoil	Olje prod	m
	050	02 12 05.99	96.10.03	Gullfaks B	Midl. forl. ved 13 3/8"	
34/10-C-20 A	1149	61 12 53.39	96.04.20	Statoil	Olje prod	4712 m
	050	02 16 28.06	96.05.24	Gullfaks A	Olje	
34/10-C-31	1101	61 12 54.62	95.11.27	Statoil	Vann inj	4381 m
	050	02 16 26.59	96.01.17	Gullfaks C	Vann inj	
34/10-C-32	1115	61 12 53.43	96.01.23	Statoil	Olje prod	5100 m
	050	02 16 28.21	96.03.17	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-33	1140	61 12 54.90	96.03.18	Statoil	Olje prod	2295 m
	050	02 16 26.25	96.04.04	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-34	1157	61 12 54.87	96.05.06	Statoil	Observasjon	4553 m
	050	02 16 24.48	96.06.20	Gullfaks C	Plugget	
34/10-C-34 A	1173	61 12 54.87	96.06.20	Statoil	Olje prod	4460 m
	050	02 16 24.46	96.08.11	Gullfaks C	Olje	
34/10-C-35	1181	61 12 53.38	96.08.11	Statoil	Olje prod	m
	050	02 16 27.69	96.11.10	Gullfaks C	Midl. forl. ved 13 3/8"	
34/10-C-36	1205	61 12 54.77	96.10.05	Statoil	Observasjon	m
	050	02 16 26.79	96.10.12	Gullfaks C	Midl. forl. ved 20"	
6407/07-A-08 H	1231	64 16 15.25	96.11.27	Hydro	Gass inj	m
	107	07 12 08.68	00.00.00	West Vanguard		
6407/07-A-14 H	1191	64 16 16.38	96.08.16	Hydro	Observasjon	m
	107	07 12 06.40	96.09.20	West Vanguard	Midl. forl. ved 18 5/8"	
6407/07-A-15 H	1201	64 16 16.53	96.09.21	Hydro	Observasjon	4122 m
	107	07 12 05.58	96.11.02	West Vanguard	Plugget	
6407/07-A-15 AH	1218	60 16 16.53	96.11.02	Hydro	Olje prod	4150 m
	107	07 12 05.58	96.11.27	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
6507/07-A-09	1147	65 19 32.85	96.04.24	Statoil	Olje prod	3985 m
	095	07 19 02.31	96.07.04	Heidrun	Olje	
6507/07-A-25	1177	65 19 32.64	96.07.04	Statoil	Vann inj	4926 m
	095	07 19 02.45	96.11.16	Heidrun	Midl. forl. ved TD	
6507/07-A-46	1223	65 19 32.58	96.11.17	Statoil	Olje prod	m
	095	07 19 04.00	00.00.00	Heidrun		
6507/07-A-51	1130	65 19 32.40	96.03.08	Statoil	Vann inj	4145 m
	095	07 19 03.24	96.04.23	Heidrun	Vann inj.	
6608/10-B-02 H	1239	66 00 55.04	96.12.13	Statoil	Olje prod	m
	128	08 03 17.00	00.00.00	Trans. Wildcat		

Brønn	Reg.nr Utv.till	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
6608/10-C-04	H 1226	66 00 52.20	96.11.18	Statoil	Gass inj	2900 m
	128	08 03 21.72	96.12.11	Trans. Wildcat	Midl. forl. ved TD	
6608/10-D-01	H 1208	66 00 49.30	96.09.28	Statoil	Olje prod	3500 m
	128	08 03 28.89	96.11.18	Trans. Wildcat	Midl. forl. ved TD	

Tabell 7.4.c

Utvinningsbrønner boret fra flyttbare boreinnretninger

H=havbunnskomplettert, A/B/C=sideboret ny brønn, X=oppgift brønn

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)
2/04-X-08	1230	56 32 50.96	96.12.13	Phillips	Olje produsent	m
	018	03 13 08.41	00.00.00	Mærsk Gallant		
2/07-A-09	A 628	56 22 36.41	96.08.08	Phillips	Olje produsent	5355 m
	018	03 15 57.67	96.09.27	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/07-A-12	A 1155	60 22 36.48	96.05.26	Phillips	Olje produsent	5386 m
	018	03 15 57.60	96.07.23	Mærsk Gallant	Olje	
2/07-A-14	A 1203	56 22 36.59	96.10.13	Phillips	Olje produsent	4872 m
	018	03 15 57.71	96.12.01	Mærsk Gallant	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-02	A 1132	56 16 35.65	96.03.12	Amoco	Olje produsent	5355 m
	006	03 23 46.96	96.07.08	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-04	1096	56 16 35.67	96.06.09	Amoco	Olje produsent	4918 m
	006	03 23 47.25	96.12.05	Mærsk Guardian	Midl. forl. ved TD	
2/08-F-06	1211	56 16 35.57	96.12.06	Amoco	Olje produsent	m
	006	03 23 46.96	00.00.00	Mærsk Guardian		
9/02-A-01	1074	57 49 07.48	96.02.01	Statoil	Olje produsent	4435 m
	114	04 31 10.74	96.03.08	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-02	1238	57 49 07.54	96.12.14	Statoil	Olje produsent	m
	114	04 31 10.87	96.12.30	Mærsk Giant	Midl. forl. ved 13 3/8"	
9/02-A-04	1167	57 49 07.53	96.06.09	Statoil	Olje produsent	4845 m
	114	04 31 11.21	96.11.25	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-A-08	1141	57 49 07.53	96.03.25	Statoil	Olje produsent	4637 m
	114	04 31 11.21	96.06.06	Mærsk Giant	Midl. forl. ved TD	
9/02-B-01	H 1109	57 45 15.30	96.04.07	Statoil	Olje produsent	3355 m
	114	04 21 21.16	96.05.08	Deepsea Bergen	Midl. forl. ved TD	
9/02-B-02	H 1139	57 45 15.30	96.03.25	Statoil	Olje produsent	3438 m
	114	04 21 21.80	96.07.28	Deepsea Bergen	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-06	1111	58 25 04.61	96.02.05	Statoil	Gass produsent	4540 m
	046	01 43 04.14	96.07.22	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-07	1136	58 25 04.66	96.03.27	Statoil	Gass produsent	5732 m
	046	01 43 04.29	96.08.28	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-13	1154	58 25 04.42	96.08.30	Statoil	Gass produsent	6235 m
	046	01 43 04.17	96.12.27	West Epsilon	Midl. forl. ved TD	
15/09-B-24	1244	58 25 04.40	96.12.30	Statoil	Gass produsent	m
	046	01 43 04.77	00.00.00	West Epsilon		
25/11-A-04	H 1227	59 11 28.37	96.11.16	Esso	Observasjon	2324 m
	001	02 21 34.86	96.12.04	West Alpha	Plugget	
25/11-A-04	A H 1236	59 11 28.37	96.12.04	Esso	Olje produsent	2115 m
	001	02 21 34.86	96.12.10	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-05	H 1202	59 11 30.25	96.09.27	Esso	Observasjon	2502 m
	001	02 21 33.88	96.11.03	West Alpha	Plugget	
25/11-A-05	A H 1221	59 11 30.25	96.11.04	Esso	Olje produsent	2460 m
	001	02 21 33.88	96.11.15	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-A-06	H 1210	59 11 23.39	96.10.07	Esso	Olje produsent	m
	001	02 21 37.38	96.10.17	West Alpha	Midl. forl. ved 9 5/8"	
25/11-A-08	H 1237	59 11 29.83	96.12.11	Esso	Yann produsent	m
	001	02 21 32.62	96.12.15	West Alpha	Midl. forl. ved 13 3/8"	
25/11-B-07	H 1245	59 10 40.45	96.12.17	Esso	Observasjon	m
	001	02 22 46.46	00.00.00	West Alpha		
25/11-C-03	H 1194	59 11 00.62	96.08.29	Esso	Observasjon	2118 m
	001	02 24 32.58	96.09.20	West Alpha	Plugget	
25/11-D-01	H 1162	59 12 01.03	96.05.25	Esso	Gass injektor	2525 m
	001	02 24 37.02	96.07.30	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
25/11-D-02	H 1189	59 11 59.60	96.08.02	Esso	Observasjon	2330 m
	001	02 24 33.19	96.08.13	West Alpha	Plugget	

Brønn	Reg.nr Utv.till.	Posisjon	Påbegynt Avsluttet	Operatør Innretning	Klassifikasjon Status	TD (RKB)	
25/11-D-02	A H	1193	59 11 59.60	96.08.13	Esso	Olje produsent	2140 m
		001	02 24 33.19	96.08.24	West Alpha	Midl. forl. ved TD	
30/06-B-51	A H	1110	60 31 59.58	96.01.23	Hydro	Olje produsent	4606 m
		053	02 44 23.91	96.08.11	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
31/02-D-07	H	1133	60 51 21.02	96.03.06	Hydro	Olje produsent	3900 m
		054	03 26 34.19	96.04.07	Polar Pioneer	Olje	
31/02-E-06	A H	1248	60 47 51.30	96.12.31	Hydro	Observasjon	m
		054	03 26 43.10	00.00.00	Polar Pioneer		
31/02-E-05	H	1122	60 47 52.42	96.01.29	Hydro	Observasjon	m
		054	03 26 34.66	96.02.09	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-E-05	A H	1124	60 47 52.42	96.02.09	Hydro	Olje produsent	2991 m
		054	03 26 34.66	96.03.02	Polar Pioneer	Olje	
31/02-F-01	H	1188	60 46 36.40	96.08.25	Hydro	Observasjon	3970 m
		054	03 26 09.20	96.10.13	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-G-01	H	1209	60 45 04.72	96.10.14	Hydro	Observasjon	1860 m
		054	03 26 11.19	96.10.23	Polar Pioneer	Plugget	
31/02-G-01	A H	1217	60 45 04.72	96.10.23	Hydro	Olje produsent	4070 m
		054	03 26 11.19	96.11.21	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/05-H-01	H	1146	60 42 57.98	96.04.14	Hydro	Observasjon	2400 m
		085	03 30 39.37	96.04.30	Polar Pioneer	Plugget	
31/05-H-01	A H	1160	60 42 57.98	96.04.30	Hydro	Olje produsent	4771 m
		085	03 30 39.37	96.06.01	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/05-H-02	H	1234	60 43 49.39	96.11.26	Hydro	Olje produsent	4260 m
		085	03 30 46.79	96.12.30	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
31/05-H-04	H	1168	60 42 55.16	96.06.28	Hydro	Olje produsent	3938 m
		085	03 30 26.53	96.08.06	Polar Pioneer	Midl. forl. ved TD	
33/09-B-04	H	1197	61 26 02.01	96.09.25	Statoil	Olje produsent	m
		037	01 53 30.21	00.00.00	Treasure Prospect		
33/09-G-03	H	1229	61 21 56.57	96.12.09	Statoil	Olje produsent	m
		037	01 56 05.94	00.00.00	Transocean 8		
33/09-L-02	H	1166	61 19 46.02	96.07.04	Statoil	Olje produsent	2853 m
		037	01 59 11.05	96.08.12	Treasure Prospect	Midl. forl. ved TD	
33/09-M-04	H	1125	61 20 27.97	96.03.25	Statoil	Olje produsent	3632 m
		037	01 59 59.27	96.04.18	Treasure Prospect	Plugget	
33/09-M-04	A H	1152	61 20 27.97	96.04.18	Statoil	Olje produsent	3160 m
		037	01 59 59.27	96.05.21	Treasure Prospect	Olje	
34/07-A-17	H	1182	61 29 21.19	96.08.08	Saga	Olje produsent	4301 m
		089	02 13 34.65	96.11.14	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-C-01	H	1113	61 22 49.91	96.01.17	Saga	Olje produsent	4431 m
		089	02 06 11.80	96.12.30	Scarabeo 5	Midl. forl. ved TD	
34/07-C-03	H	1123	61 22 49.49	96.01.23	Saga	Olje produsent	4716 m
		089	02 06 11.82	00.00.00	Scarabeo 5		
34/07-L-03	A H	1144	61 16 34.23	96.04.25	Saga	Olje produsent	2636 m
		089	02 07 01.68	96.07.02	Scarabeo 5	Plugget	
34/07-L-03	B H	1178	61 16 34.23	96.07.02	Saga	Olje produsent	2312 m
		089	02 07 01.68	96.07.18	Scarabeo 5	Olje	
6407/07-A-08	H	1231	64 16 15.25	96.11.27	Hydro	Gass injektor	m
		107	07 12 08.68	00.00.00	West Vanguard		
6407/07-A-14	H	1191	64 16 16.38	96.08.16	Hydro	Observasjon	m
		107	07 12 06.40	96.09.20	West Vanguard	Midl. forl. ved 18 5/8"	
6407/07-A-15	H	1201	64 16 16.53	96.09.21	Hydro	Observasjon	4122 m
		107	07 12 05.58	96.11.02	West Vanguard	Plugget	
6407/07-A-15	A H	1218	60 16 16.53	96.11.02	Hydro	Olje produsent	4150 m
		107	07 12 05.58	96.11.27	West Vanguard	Midl. forl. ved TD	
6608/10-B-02	H	1239	66 00 55.04	96.12.13	Statoil	Olje produsent	m
		128	08 03 17.00	00.00.00	Trans. Wildcat		
6608/10-C-04	H	1226	66 00 52.20	96.11.18	Statoil	Gass injektor	2900 m
		128	08 03 21.72	96.12.11	Trans. Wildcat	Midl. forl. ved TD	
6608/10-D-01	H	1208	66 00 49.30	96.09.28	Statoil	Olje produsent	3500 m
		128	08 03 28.89	96.11.18	Trans. Wildcat	Midl. forl. ved TD	

7.5 RESSURSER I FUNN OG FELT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Tabell 7.5.a
Opprinnelig utvinnbare reserver i felt som har avsluttet produksjonen

	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³
Mime	0,4	0,1		0,5
Nordøst		11,8	0,1	11,9
Frigg				
Odin		26,6		26,6
Totalt	0,4	38,5	0,1	39,0

Funn som i 1996 rapporteres samlet eller som deler av andre felt/funn

Funn	Rapporteres som
35/9-1 R	
36/7-1	35/9-1 R Gjòa
35/11-4 R	
35/11-7	
35/11-8 S	35/11-4 R Fram
6407/1-2 Tyrihans Sør	
6407/1-3 Tyrihans Nord	6407/1-2 Tyrihans
6506/12-1 Smørbukk	
6506/12-3 Smørbukk Sør	
650/11-1 Midgard	Åsgard

I tillegg inngår 30/6-18 Kappa i Oseberg Vest

Tabell 7.5.b
Opprinnelig salgbare og gjenværende petroleumsreserver i felt i produksjon

	OPPRINNELIG SALGBAR				GJENVÆRENDE				
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³	
Nordsjøen:									
Albuskiell		7,4	16,1	1,0	24,8	0,1	0,9	0,0	1,0
Brage		46,6	1,4	0,5	48,7	27,6	0,6	0,2	28,4
Cod		2,9	7,4	0,5	11,0	0,1	0,3	0,0	0,4
Edda		4,9	2,1	0,2	7,3	0,2	0,2		0,4
Ekofisk		404,0	150,4	15,2	574,2	185,4	49,5	6,4	243,2
Eldfisk		81,3	58,7	4,6	146,0	20,5	31,0	1,8	53,8
Embla		8,3	6,0	0,6	15,1	3,9	4,6	0,5	9,1
Frigg ¹⁾			111,9	0,4	112,4		0,8	0,0	0,8
Frøy		11,0	2,3	0,2	13,6	8,4	1,8	0,2	10,4
Gullfaks		307,7	23,0	2,4	333,8	108,3	9,4	1,0	119,0
Gullfaks Vest		3,1			3,1	1,6			1,6
Gungne ²⁾			2,1	0,9	3,3		2,1	0,8	3,2
Gyda ³⁾		30,0	3,7	1,6	35,8	7,7	0,6	0,4	8,8
Gyda Sør ³⁾		2,1	1,1	0,3	3,6	2,1	1,1	0,3	3,6
Heimdal		6,6	40,5		47,1	1,2	2,9		4,1
Hod		8,7	2,2	0,3	11,3	3,2	1,1	0,1	4,5
Lille-Frigg		1,6	3,5		5,1	0,5	1,7		2,2
Loke ²⁾			3,5	1,5	5,5		3,5	1,5	5,5
Murchison ⁴⁾		12,8	0,4	0,4	13,7	0,9	0,1	0,1	1,1
Oseberg		319,3	88,9	6,0	416,0	124,5	88,9	6,0	221,2
Oseberg Vest		1,8	7,5	0,2	9,6	0,7	7,5	0,2	8,5
Sleipner Vest ²⁾			129,4	33,7	173,2		129,4	33,2	172,6
Sleipner Øst ²⁾			41,5	27,3	77,0		23,9	16,7	45,6
Snorre ⁵⁾		169,1	5,0	2,3	177,1	127,9	3,1	0,9	132,2
Statfjord ⁶⁾		535,0	53,9	15,1	608,5	86,2	19,9	5,5	113,3
Statfjord Nord		40,9	2,5	0,5	44,1	35,0	2,1	0,4	37,6
Statfjord Øst		29,8	3,6	0,7	34,3	22,6	3,2	0,6	26,6
Tommeliten Gamma		3,8	9,2	0,5	13,7	0,1	0,5	0,0	0,6
Tor		25,5	11,4	1,2	38,5	5,4	1,0	0,1	6,6
Tordis		28,9	2,3	0,7	32,1	18,7	1,6	0,5	20,9
Troll I (Troll Øst)		19,9	834,9		854,8	19,4	829,5		849,0
Troll II (Troll Olje)		94,0	19,9	0,4	114,4	76,9	19,8	0,4	97,2
Ula		69,2	3,6	2,6	76,2	14,7	0,1	0,4	15,3

	OPPRINNELIG SALGBAR				GJENVÆRENDE			
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³
Valhall	115,4	32,1	4,8	153,7	68,6	22,6	3,0	95,1
Veslefrikk	54,4	2,6	1,0	58,3	27,2	1,4	0,1	28,7
Vest Ekofisk	12,1	26,9	1,4	40,8	0,0	1,2	0,0	1,3
Yme	8,7			8,7	7,5			7,5
Øst Frigg		9,5		9,5		0,4	0,0	0,3
Sum	2466,8	1721,0	129,0	4355,5	1007,3	1268,1	81,4	2381,2
Norskehavet:								
Draugen	94,5			94,5	75,1			75,1
Heidrun	155,0	13,2		168,2	141,8	13,2		155,0
Sum	249,5	13,2		262,7	216,9	13,2		230,1
Totalt	2716,3	1734,2	129,0	4618,2	1224,2	1281,3	81,4	2611,3

Anslagene omfatter alle ressurser som er godkjent utvunnet (ressursklasse 1-2) for de enkelte feltene. Ressurser som kan utvinnes ved hjelp av tiltak for økt utvinning samt bokførte tilleggsressurser på feltene er inkludert i tabell 7.5.d

¹⁾ Dette er norsk andel: 60,82%

²⁾ Gassproduksjonen fra Sleipnerområdet måles samlet. All produksjon fra dette området er fratrukket reservene på Sleipner Øst

³⁾ Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. All produksjon fra disse to feltene er fratrukket Gyda.

⁴⁾ Dette er norsk andel: 22,2%

⁵⁾ Se kommentarer på reserveanslaget for Snorre i kapittel 1.4.24

⁶⁾ Dette er norsk andel: 85,46869%

Tabell 7.5.c

Petroleumsreserver i felt som er godkjent utbygd

	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³
Nordsjøen:				
Balder	27,2	0,8		28,0
Gullfaks Sør	20,7	2,1		22,8
Gullveig	2,1			2,1
Oseberg Øst	23,5	1,4		24,9
Rimfaks	18,9			18,9
Tordis Øst	5,6	0,4	0,1	6,1
Varg	10,7			10,7
Vigdis	33,9	2,4		36,3
Visund	48,5			48,5
Sum	191,1	7,1	0,1	198,3
Norskehavet:				
Njord	37,5			37,5
Norne	72,4			72,4
Åsgard	132,3	191,0	24,0	354,5
Sum	242,2	191,0	24,0	464,4
Totalt	433,3	198,1	24,1	662,7

Anslagene omfatter reserver som er godkjent utvunnet (ressursklasse 2) for de enkelte feltene. Ressurser som kan utvinnes ved hjelp av tiltak for økt utvinning samt bokførte tilleggsressurser på feltene er inkludert i tabell 7.5.d. Endringer som følge av Oljedirektoratets nye system for klassifisering av ressurser er beskrevet i Kapittel 1.1.

Tabell 7.5.d
Ressurser som kan utvinnes ved hjelp av tiltak for økt utvinning samt bokførte tilleggsressurser i felt

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
Klasse 3	248,4	136,6	5,6	392,3
Klasse 4	68,3	148,8	19,3	242,2
Klasse 5	25,0	23,2	0,8	49,2
Klasse 6	4,2	0,9		5,1
Sum klasse 3-6 i felt	345,9	309,5	25,7	688,8

Tabell 7.5.e
Petroleumsressurser i funn i sen planleggingsfase

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
Nordsjøen:				
2/12-1 Mjølner	3,5	0,6		4,1
15/9-19 SR	6,1	1,0		7,1
25/7-3	2,0			2,0
25/8-5 S	20,7			20,7
25/8-8 S	8,0			8,0
25/11-15 Hermod ¹⁾	84,5			84,5
30/2-1 Huldra	7,9	22,3		30,2
30/9-3 Omega Nord	16,8	9,7		26,5
30/9-5 S	1,5	0,4		1,9
30/9-6	2,9	0,7		3,6
30/9-9	1,4	0,4		1,8
30/9-10 Omega Sør	16,0	2,0		18,0
30/9-13 S	9,9	9,2		19,1
30/9-16 K	4,1	1,4		5,5
33/9-19 S*	11,0	0,8		11,8
34/7-21	10,2	1,3		11,5
34/7-23 S	3,6	0,4		4,0
34/7-25 S*	7,1	0,7		7,8
34/11-1	20,0	50,0		70,0
35/11-4 R Fram	26,6	19,9		46,5
Sum	263,8	120,9		384,7
Norskehavet				
6406/2-1 Lavrans	26,0	84,0	11,0	124,3
6406/3-2 Trestakk	4,8			4,8
6407/1-2 Tyrihans	16,0	25,0	6,0	48,8
Sum	46,8	109,0	17,0	177,9
Total	310,6	229,9	17,4	562,6

Anslagene omfatter de samlede ressursene som er bokført i ressursklasse 3-6 for de enkelte funnene.

* Funn i 1996

¹⁾ Se kommentarer på ressursanslaget for 25/11-15 Hermod i avsnitt 1.5.3.

Tabell 7.5.f
Petroleumsressurser i funn i tidlig planleggingsfase

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
Nordsjøen:				
1/3-3	4,3			4,3
2/4-17 Tjalve	1,2	2,2	0,2	3,6
15/5-1 Dagny		5,9	1,3	7,6
15/5-2		2,9	0,1	3,0
15/5-5	11,4			11,4
15/9-20 S		0,2		0,2
25/5-5	1,7			1,7
30/7-2	1,5	0,4		1,9
30/8-1 S		20,0		20,0
35/9-1 R Gjøa	13,6	26,4		40,0
Sum	33,7	58,0	1,6	93,7
Norskehavet:				
6507/8-4 Heidrun Nord	3,4	0,5		3,9
Sum	3,4	0,5		3,9
Total ex. Troll III	37,1	58,5	1,6	97,6
Troll III (Troll Vest Gass)	9,3	379,0		388,3
Totalt	46,4	437,5	1,6	485,9

Anslagene omfatter de samlede ressursene som er bokført i ressursklasse 4-6 for de enkelte funnene.

Tabell 7.5.g
Petroleumsressurser i funn som kan bli bygd ut på lang sikt

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
Nordsjøen:				
1/2-1	0,1			0,1
1/3-6	1,5	0,9	0,1	2,5
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6		6,7
1/9-1 Tommeliten Alpha	3,2	3,5	0,3	7,1
2/2-1	0,4	1,1		1,5
2/2-5	0,9			0,9
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3		1,2
2/7-22		0,6		0,6
2/7-29	3,0			3,0
3/7-4 Trym		2,9	0,5	3,6
6/3-1 PI	0,8	0,4		1,2
15/3-1 S	4,0	14,6	1,8	20,9
15/3-4	2,2	1,1		3,3
15/8-1 Alpha		4,1	1,3	5,8
15/12-8			1,0	1,3
16/7-2	0,5	1,8	0,3	2,7
16/7-4	0,9	8,0	0,5	9,6
18/10-1	1,2			1,2
24/6-1 Peik	3,0	9,1		12,1
24/9-3	3,0			3,0
24/9-5	0,7			0,7
24/9-6	3,1			3,1

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
24/12-3 S*	5,0			5,0
25/2-5 Lille Frøy	1,5	1,6	0,2	3,4
25/4-6 S Vale	3,5	4,0		7,5
25/5-3 Skirne		5,1	0,4	5,6
25/5-4 Byggve		3,9	0,5	4,6
25/6-1	1,2			1,2
30/7-6 R Hild	13,1	33,4		46,5
30/9-4 S	1,3	0,9		2,2
30/9-15	0,5	0,4		0,9
34/4-5	2,0			2,0
34/7-18	1,7			1,7
34/10-23 Gamma	6,0	69,0		75,0
35/3-2 Agat		43,0		43,0
35/8-1	1,9	13,5		15,4
35/8-2	2,6	7,0		9,6
35/11-2	1,5	4,9	2,6	9,8
Sum	77,6	236,6	9,5	326,6
Norskehavet:				
6407/6-3 Mikkel		17,1	3,4	21,5
6407/8-2	0,4	1,4		1,8
6506/11-2 Lange	7,9	4,6		12,5
6507/2-2		7,7		7,7
6507/3-1 Alve		8,5		8,5
Sum	8,3	39,3	3,4	52,0
Barentshavet:				
7120/7-1 Askeladd Vest		10,0		10,0
7120/7-2 Askeladd Sentral		8,0		8,0
7120/8-1 Askeladd		40,0		40,0
7120/9-1 Albatross		39,1	1,6	41,2
7120/12-2		10,7		10,7
7120/12-3		4,1		4,1
7121/4-1 Snøhvit	6,7	78,0	9,2	96,7
7121/4-2 Snøhvit Nord		3,5		3,5
7121/5-2 Beta	3,0	0,5		3,5
7121/7-2 Albatross Sør		3,0		3,0
7122/6-1	3,2	5,7		8,9
7124/3-1		2,1		2,1
Sum	12,9	204,7	10,8	231,6
Totalt	98,8	480,6	23,7	610,3

* Funn i 1996

Tabell 7.5.h
Petroleumsressurser i funn der utbygging er svært usikker

	OLJE 10⁶ Sm³	GASS 10⁹ Sm³	NGL 10⁶ tonn	O.EKV 10⁶ Sm³
Nordsjøen:				
1/3-1				
2/2-2		0,9		0,9
2/3-1				
2/4-10	2,4			2,4
2/4-11				
2/5-4				
2/5-7	2,9			2,9
2/7-2				
2/7-19 R	2,0			2,0
7/7-2	2,4	0,1		2,5
7/8-3	3,6	0,2		3,8
7/12-5	1,1			1,1
17/3-1				
17/12-1 Bream	1,0			1,0
17/12-2 Brisling	0,2			0,2
25/7-2	1,0	1,0		2,0
25/8-1				
29/3-1	0,6	1,0		1,6
30/6-14				
30/6-16				
30/6-17 R				
30/10-6		1,0		1,0
33/9-6				
34/8-7 R				
34/10-40 S		0,6		0,6
Sum	17,2	4,8		22,0
Norskehavet:				
6201/11-1	1,0	0,3		1,3
6204/11-1		10,3	0,4	10,8
6407/4-1				
Sum	1,0	10,6	0,4	12,1
Barentshavet:				
7119/12-3		4,1		4,1
7128/4-1	0,9	0,1		1,0
7226/11-1	0,6	24,0		24,6
7316/5-1		1,2		1,2
Sum	1,5	29,4		30,9
Totalt	19,7	44,8	0,4	65,0

Ressursanslagene er svært usikre.

Tabell 7.5.i
Foreløpige anslag over petroleumressursene i funn som ikke er ferdig evaluert

	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ Sm ³
Nordsjøen:				
2/6-5*	2,0			2,0
9/2-6 S*	2,0			2,0
15/12-10 S*	3,0			3,0
30/3-7 S	3,0			3,0
34/11-2 S*		9,0		9,0
35/10-2*		8,0		8,0
Totalt	10,0	17,0		27,0

* Funn i 1996

Tabell 7.5.j
Endringer i reserve/ressursanslag i årsberetningene 1995-1996

	Årsberetning 1996			Årsberetning 1995			Endringer fra 1995 til 1996		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon									
Brage	46,6	1,4	0,5	46,2	1,9	0,8	0,4	-0,5	-0,3
Cod	2,9	7,4	0,5	2,9	7,4	0,5	0,0		0,0
Edda	4,9	2,1	0,2	4,9	2,1	0,2	0,0		
Ekofisk	404,0	150,4	15,2	404,0	157,4	15,0		-7,0	0,3
Eldfisk	81,3	58,7	4,6	79,2	58,3	4,7	2,1	0,4	-0,1
Embla	8,3	6,0	0,6	7,3	4,8	0,5	1,0	1,2	0,1
Frigg		111,9	0,4		111,5	0,4		0,4	
Frøy	11,0	2,3	0,2	15,8	3,2	0,2	-4,8	-0,9	0,0
Gullfaks	307,7	23,0	2,4	308,7	21,9	2,5	-1,0	1,1	-0,1
Gullfaks Vest	3,1			2,9	0,3		0,2	-0,3	
Gyda	30,0	3,7	1,6	30,6	3,9	1,7	-0,6	-0,2	-0,1
Gyda Sør	2,1	1,1	0,3	1,5	0,9	0,2	0,6	0,2	0,1
Heidrun	155,0	13,2		133,0	12,5		22,0	0,7	
Heimdal	6,6	40,5		6,8	40,6		-0,2	-0,1	
Hod	8,7	2,2	0,3	9,3	2,3	0,3	-0,6	0,0	
Lille-Frigg	1,6	3,5		1,7	4,2	0,0	-0,1	-0,7	0,0
Løke		3,5	1,5		3,4	1,4		0,1	0,1
Murchison	12,8	0,4	0,4	12,5	0,4	0,4	0,3		0,0
Oseberg	319,3	88,9	6,0	325,0	90,9		-5,7	-2,0	6,0
Oseberg Vest	1,8	7,5	0,2	2,0	7,5		-0,2		0,2
Sleipner Vest		129,4	33,7		126,9	33,7		2,5	
Sleipner Øst		41,5	27,3		41,0	26,0		0,5	1,3
Snorre	169,1	5,0	2,3	189,2	10,1	5,5	-20,1	-5,1	-3,2
Statfjord	535,0	53,9	15,1	538,0	57,0	15,0	-3,0	-3,1	0,1
Statfjord Nord	40,9	2,5	0,5	27,6	1,9	0,4	13,3	0,6	0,1
Statfjord Øst	29,8	3,6	0,7	24,7	3,0	0,7	5,1	0,6	
Tommeliten Gamma	3,8	9,2	0,5	3,8	9,5	0,6	0,0	-0,3	-0,1
Tor	25,5	11,4	1,2	25,0	11,3	1,2	0,5	0,1	
Tordis	28,9	2,3	0,7	29,6	2,0	0,7	-0,7	0,3	0,0
Troll I (Troll Øst)	19,9	834,9			825,0	20,0	19,9	9,9	-20,0
Troll II (Troll Olje)	94,0	19,9	0,4	71,0	19,3		23,0	0,6	0,4
Ula	69,2	3,6	2,6	69,1	3,6	2,6	0,1		
Valhall	115,4	32,1	4,8	130,9	32,0	5,1	-15,5	0,1	-0,3
Veslefrikk	54,4	2,6	1,0	54,4	2,7	1,0		-0,1	
Vest Ekofisk	12,1	26,9	1,4	12,2	27,0	1,5	-0,1	-0,1	-0,1
Yme	8,7			10,5			-1,8		
Øst Frigg		9,5			9,3	0,1		0,2	-0,1
Felt godkjent utbygd									
Balder	27,2	0,8		39,3			-12,1	0,8	
Gullfaks Sør	20,7	2,1		20,1	62,5	17,8	0,6	-60,4	-17,8
Gullveig	2,1			2,1	0,7			-0,7	
Njord	37,5			37,5	14,0			-14,0	
Norne	72,4			76,2	15,6		-3,8	-15,6	
Oseberg Øst	23,5	1,4		19,0	1,0		4,5	0,4	
Rimfaks	18,9			20,3	17,0		-1,4	-17,0	

	Årsberetning 1996			Årsberetning 1995			Endringer fra 1995 til 1996		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Tordis Øst	5,6	0,4	0,1	5,4	0,5	0,5	0,2	-0,1	-0,4
Varg	10,7			9,8			0,9		
Visund	48,5			48,4	56,4	2,1	0,1	-56,4	-2,1
Åsgard	132,3	191,0	24,0	77,0	232,0	34,3	55,3	-41,0	-10,3
Funn i sen planleggingsfase									
15/9-19 SR	6,1	1,0		4,8	0,8		1,3	0,2	
2/12-1 Mjølner	3,5	0,6		1,5	0,7		2,0	-0,1	
25/11-15 Hermod	84,5			60,0	0,9		24,5	-0,9	
25/8-5 S	20,7			24,0	5,0		-3,3	-5,0	
30/9-10 Omega Sør	16,0	2,0		12,5	1,8		3,5	0,3	
30/9-13 S	9,9	9,2		8,1	3,2		1,8	6,0	
30/9-16 K	4,1	1,4		3,8	1,2		0,3	0,2	
30/9-3 Omega Nord	16,8	9,7		14,2	10,7		2,6	-1,0	
30/9-5 S	1,5	0,4					1,5	0,4	
30/9-6	2,9	0,7		2,0	0,9		0,9	-0,2	
30/9-9	1,4	0,4		1,6	0,6		-0,2	-0,2	
34/11-1	20,0	50,0			45,0	14,3	20,0	5,0	-14,3
34/7-21	10,2	1,3		11,0			-0,8	1,3	
34/7-23 S	3,6	0,4		3,9			-0,3	0,4	
35/11-4 R Fram (inkl. 35/11-7 og -8 S*)	26,6	19,9		18,0	12,6		8,6	7,3	
6406/3-2 Trestakk	4,8			4,8	1,2		0,0	-1,2	
6407/1-2 Tyrihans (Nord + Sør)	16,0	25,0	6,0	2,5	27,5	5,3	13,5	-2,5	0,7
Funn i tidlig planleggingsfase									
Troll III (Troll Vest Gass)	9,3	379,0			407,0	11,0	9,3	-28,0	-11,0
1/3-3	4,3			1,2	0,3		3,1	-0,3	
2/4-17 Tjalve	1,2	2,2	0,2	0,9	2,4		0,3	-0,2	0,2
15/5-1 Dagny		5,9	1,3		5,8	2,0		0,1	-0,7
35/9-1 R Gjæa (inkl. 36/7-1-funnet*)	13,6	26,4		5,0	11,5		8,6	14,9	
Funn som kan bli bygd ut på lang sikt									
1/2-1	0,1			2,9	0,4		-2,8	-0,4	
1/3-6	1,5	0,9	0,1	3,3	5,8		-1,8	-4,9	0,1
2/5-3 Sørøst Tor	0,9	0,3		0,8	0,3		0,1		
3/7-4 Trym		2,9	0,5		3,0	0,6		-0,1	-0,1
15/3-1 S	4,0	14,6	1,8	4,6	19,4		-0,6	-4,8	1,8
15/3-4	2,2	1,1		2,2	1,3		0,0	-0,2	
15/8-1 Alpha		4,1	1,3		4,1	0,9			0,5
16/7-2	0,5	1,8	0,3		1,8		0,5		0,3
16/7-4	0,9	8,0	0,5	1,4	8,0		-0,5		0,5
24/6-1 Peik	3,0	9,1			9,1	3,0	3,0		-3,0
24/9-6	3,1			4,0			-0,9		
25/2-5 Lille Frøy	1,5	1,6	0,2	1,2	1,5	0,3	0,3	0,1	-0,1
25/4-6 S Vale	3,5	4,0		3,4	2,5		0,1	1,5	
25/5-4 Byggve		3,9	0,5	0,6	3,1	0,0	-0,6	0,8	0,5
25/5-3 Skime		5,1	0,4		5,2	0,4		-0,1	
25/6-1	1,2			2,0			-0,8		
30/7-6 R Hild	13,1	33,4		7,7	33,2		5,4	0,2	
30/9-15	0,5	0,4		2,8			-2,3	0,4	
30/9-4 S (inkl. 30/9-7-funnet)	1,3	0,9		1,6	1,5		-0,3	-0,6	
6407/6-3 Mikkel		17,1	3,4	1,0	17,4	2,6	-1,0	-0,3	0,8
6506/11-2 Lange	7,9	4,6			2,0	3,4	7,9	2,6	-3,4
6507/2-2		7,7			6,8			0,9	
6507/3-1 Alve		8,5		2,9	10,5	1,0	-2,9	-2,0	-1,0
6507/8-4	3,4	0,5		3,2	1,8		0,2	-1,3	
7120/7-1 Askeladd Vest		10,0			15,1			-5,1	
7120/7-2 Askeladd sentral		8,0			10,4			-2,4	
7120/8-1 Askeladd		40,0			55,7			-15,7	
7120/9-1 Albatross		39,1	1,6		38,0			1,1	1,6
7121/4-1 Snøhvii	6,7	78,0	9,2	6,7	83,0	9,2	0,0	-5,0	0,0
7121/5-2 Beta	3,0	0,5		3,1	0,5		-0,1		
7121/7-2 Albatross Sør		3,0			5,8			-2,8	
7122/6-1	3,2	5,7		3,2	3,7			2,0	

	Årsberetning 1996			Årsberetning 1995			Endringer fra 1995 til 1996		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Diverse justeringer									
Endring i bokføring av Trollfeltet							-74,0	-68,0	
Klasse 3-6 på felt FRU i 1995							345,9	309,5	25,7
Mindre justeringer i funn som ikke ble nevnt i fjorårets årsberetning							-8,5	18,1	11,2
* Nye funn som inngår i andre funn							-20,0	-14,0	
Sum endringer i felt og funn							155,0	1,0	-36,0

7.6 MÅLENHETER FOR OLJE OG GASS

1 000 Sm ³ gass tilsvarer:	1 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ olje tilsvarer:	1 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL tilsvarer:	1,3 Sm ³ o.e.

Olje og gass oppgis ofte i volumetriske enheter under definerede 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.

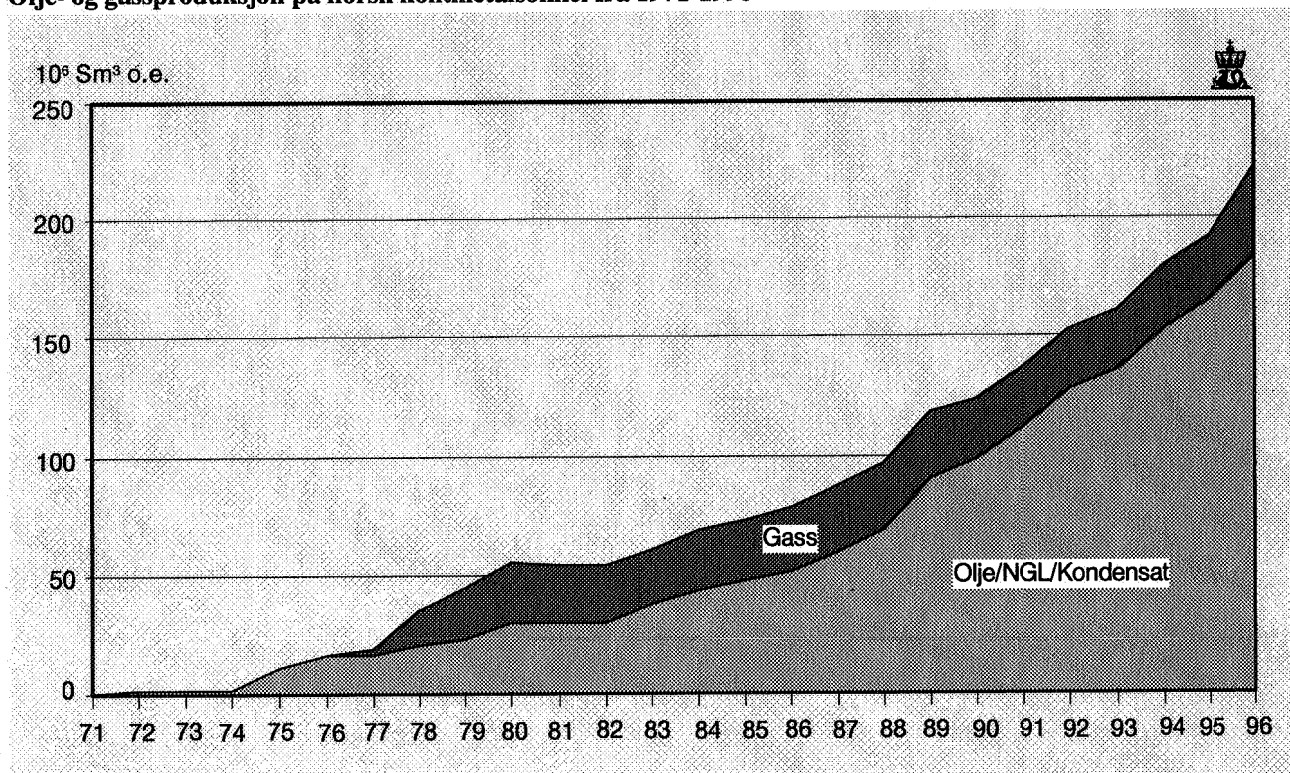
Fra og med 1. januar 1996 oppgir Oljedirektoratet de samlede petroleumsressursene i *Sm³ oljeekvivalenter* (Sm³

o.e.). Når vi summerer eller sammenligner olje- og gassmengder vil vi derfor benytte ovenstående omregning: Omregning fra vektenhet NGL til Sm³ oljeekvivalenter er derimot noe mer usikker, da sammensetningen av de lette hydrokarbonkomponentene kan variere ganske mye fra felt til felt. Vi har valgt å bruke en fast omregningsfaktor på 1,3 fra tonn NGL/kondensat til Sm³ o.e. Dette er basert på at energiinnholdet i 1 tonn av en gjennomsnittlig NGL/kondensatblanding fra norsk sokkel tilsvarer energiinnholdet i 1,3 Sm³ olje.

7.7 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1996 222,1 millioner Sm³ o.e. Produksjonen i 1995 var 192,9 millioner Sm³ o.e. I tabell 7.7.a og i figurene 7.7.a og 7.7.b er produksjonen nærmere framstilt. For Statfjord, Frigg og Murchison viser tallene i tabell 7.7.a norsk andel av produksjonen.

Figur 7.7.a
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1971-1996



Tabell 7.7.a
Produksjon i millioner Sm³ oljeekvivalenter

1996	PRODUKSJON			FORBRUK		SALGBARE PRODUKTER		
	Olje	Gass	Kond.	Gass Fakkell	Gass Brensel	Olje/NGL	Gass/kond.	Sum
Brage	6,441	0,648		0,019	0,055	6,528	0,357	6,885
Draugen	8,444	0,457		0,013	0,044	8,444		8,444
Ekofiskområdet	17,513	9,460		0,011	0,943	17,203	7,568	24,771
Embla	1,061	0,383				1,045	0,355	1,400
Friggområdet	1,899	1,906	0,557	0,010	0,034	2,060	1,921	3,981
Gullfaks	25,025	2,999		0,061	0,275	25,131	1,813	26,944
Gullfaks Vest	0,420	0,047				0,420		0,420
Gyda (inkl. Gyda Sør)	4,051	1,089		0,002	0,038	3,354	0,608	3,962
Heidrun	12,190	1,421		0,038	0,105	12,263		12,263
Heimdal		4,673	0,731		0,059	0,635	4,569	5,204
Hod	0,590	0,129		0,001	0,010	0,582	0,120	0,702
Murchison	0,264	0,055		0,006	0,015	0,240	0,006	0,246
Oseberg	29,082	5,912		0,021	0,277	28,974		28,974
Oseberg Vest	0,159	0,310		0,001	0,005	0,154		0,154
Sleipnerområdet		8,689	6,617	0,007	0,142	1,928	11,227	13,155
Snorre	11,440	1,207		0,030	0,079	11,873	0,660	12,533
Statfjord	21,609	7,131		0,090	0,420	22,487	3,426	25,913
Statfjord Nord	3,307	0,230				3,401	0,347	3,748
Statfjord Øst	3,356	0,478				3,419	0,233	3,652
Tommeliten Gamma	0,303	0,855				0,241	0,788	1,029
Tordis	4,504	0,455		0,007	0,033	4,626	0,381	5,007
Trollområdet	13,204	8,430	0,194	0,041	0,109	13,324	5,507	18,831
Ula	2,806	0,250		0,002	0,055	2,820	0,165	2,985
Valhall	4,241	0,553		0,006	0,070	4,187	0,880	5,067
Veslefrikk	4,092	0,553		0,007	0,051	4,230	0,447	4,677
Yme	1,283	0,059		0,053	0,000	1,195		1,195
Sum 1996	177,283	59,454	8,400	0,428	2,817	180,762	41,379	222,141
Sum 1995	158,235	47,192	6,975	0,409	2,640	161,682	31,192	192,874
Sum 1994	147,674	45,392	4,588	0,364	2,630	150,775	29,492	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	26,167	153,203
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 7.7.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977-1996

