

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1990

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1990

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

Innhold

1	STYRETS BERETNING	5			
	DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	7			
1.1	Oljedirektoratets oppgaver	7			
1.2	Oljedirektoratets målsetting	7			
1.3	Styret og administrasjon	7			
1.3.1	Styret	7	2.5.8	Frigg-området	52
1.3.2	Organisasjon	7	2.5.8.1	Frigg	52
1.3.3	Personale	7	2.5.8.2	Øst-Frigg	53
1.3.4	Budsjett og økonomi	8	2.5.8.3	Nordøst-Frigg	54
1.3.5	Informasjon	9	2.5.8.4	Odin	54
1.3.6	Dokument- og dataforvaltning	9	2.5.9	Oseberg	55
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	10	2.5.10	Veslefrikk	57
2.1	Undersøkelles- og utvinningstillatelser	10	2.5.11	Gullfaks	58
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	10	2.5.12	Staffjord	59
2.1.2	Tildelingsrunder og nye utvinningstillatelser	10	2.5.13	Murchison	61
2.1.3	Andelsoverdragelser	11	2.6	Transportsystem for gass og olje	62
2.1.4	Tilbakeleveringer/oppføringer	13	2.6.1	Eksisterende transportsystem	62
2.2	Kartlegging og leteboring	13	2.6.2	Planlagte transportsystem	64
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	13	2.7	Slutfase og fjerning	65
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1990	13	3	PETROLEUMSRESSURSER	67
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder	17	3.1	Ressursregnskapet	67
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	17	3.2	Reservegrunnlaget for besluttede felt	68
2.2.1.4	Salg av seismiske data	17	3.3	Øvrige oppdagede ressurser i Nordsjøen	69
2.2.1.5	Frigivning av data og materiale fra sokkelen	20	3.4	Oppdagede ressurser utenfor Midt-Norge og i Barentshavet	69
2.2.1.6	Vitenskapelige undersøkelser	22	3.5	Endringer av ressursanslag fra forrige årsberetning	69
2.2.2	Leteboring	22	3.5.1	Felt i produksjon og felt besluttet utbygd	69
2.2.2.1	Fordeling av prospekttyper	23	3.5.2	Andre funn	71
2.2.2.2	Nye funn i 1990	23	3.6	Nye feltnavn i 1990	72
2.2.2.3	Nærmere beskrivelse av de resterende boringene	29	4	SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN ..	73
2.2.2.4	Svalbard	32	4.1	Innledning	73
2.3	Felt under vurdering	32	4.2	Regelverksutvikling	73
2.3.1	Nordsjøen	32	4.2.1	Status i regelverksarbeidet	73
2.3.2	Utenfor Midt-Norge	36	4.2.2	Forskrift om rørledningssystemer	74
2.3.3	Barentshavet	37	4.2.3	Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner	74
2.4	Felt vedtatt utbygd	37	4.2.4	Forskrift om risikoanalyser	74
2.4.1	Embla	37	4.3	Tilsynsvirksomheten	74
2.4.2	Sleipner Øst	39	4.3.1	Samtykker og tillatelser	74
2.4.3	Brage	39	4.3.2	Prioriterte innsatsområder	75
2.4.4	Troll	40	4.3.2.1	Etterlevelse av arbeidsmiljøloven	75
2.4.5	Staffjord Nord og Staffjord Øst	41	4.3.2.2	Tilsyn i tidlig fase	75
2.4.6	Snorre	42	4.3.2.3	Eldre innretninger	75
2.4.7	Draugen	43	4.4	Erfaringer med internkontroll	75
2.5	Felt i produksjon	44	4.5	Bemanning av innretninger	76
2.5.1	Hod	44	4.6	Fjernstyrte innretninger	76
2.5.2	Valhall	44	4.7	Ulykkesgranskning	76
2.5.3	Tommeliten	46	4.8	Personskader	77
2.5.4	Ekofisk-området	46	4.8.1	Generelt	77
2.5.5	Gyda	48	4.8.2	Nestenulykker	77
2.5.6	Ula	49	4.8.3	Personskader i forbindelse med produksjonsvirksomheten	77
2.5.7	Heimdal	51	4.8.4	Personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger	79
			4.8.5	Utvikling av skadefrekvensen	84

4.9 Arbeidsmiljø	87	4.17.3 Kvikksølv i brønnstrøm	96
4.9.1 Det organiserte verne- og miljøarbeidet	87	4.17.4 Mekaniske rørforbindelser	96
4.9.2 Ergonomiske forhold	87	4.18 Databaser	96
4.9.3 Helsefarlige kjemiske produkter	87	5 PETROLEUMSØKONOMI	97
4.9.4 Innkvartering	87	5.1 Letevirksomhet, vare- og tjenesteleveranser	97
4.9.5 Lov om vern mot tobakkskader	88	5.2 Kostnader forbundet med utbygging og drift på norsk kontinentalsokkel	98
4.10 Beredskap	88	5.3 Produksjonsavgift	99
4.10.1 Helikopter-flyge-informasjontjeneste (HFIS)	88	5.3.1 Total produksjonsavgift	99
4.10.2 Flyttbare boreinnretninger	88	5.3.2 Produksjonsavgift olje	99
4.10.2.1 Kvalifikasjoner i sikkerhet og beredskap	88	5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL	100
4.10.2.2 Utenlandske innretninger	88	5.4 Arealavgift på utvinningstillatelser	101
4.10.3 Gasslekkasjer	88	5.5 Petroleumsmarkedet	101
4.10.4 Drivende gjenstander	88	5.5.1 Råoljemarkedet	101
4.11 Boring	88	5.5.2 Gassmarkedet	102
4.11.1 Leteboring i nordområdene	88	5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel	103
4.11.2 Utvikling av ny teknologi	88	6 SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	106
4.11.2.1 Fjernstyrt rørhåndtering	88	6.1 Divisjon for ressursforvaltning	106
4.11.2.2 System for avledningsventiler	89	6.1.1 Leteavdelingen	106
4.11.3 Dype høytrykksbrønner	89	6.1.2 Utbyggingsavdelingen	107
4.11.4 Brønn 2/4-14	89	6.1.3 Driftsavdelingen	109
4.11.5 Bruken av forskjellige typer boreslam	89	6.1.4 Planavdelingen	111
4.11.6 Høyavviksboring	90	6.1.5 SPOR	112
4.11.7 Gassløfting av produksjonsbrønner	90	6.2 Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø	113
4.11.8 Brønnvedlikehold	90	6.3 Administrasjonsavdelingen	118
4.11.9 Bruk av data fra Oljedirektoratets bo- redatabase	90	7 INTERNASJONALT SAMARBEID	120
4.12 Naturdata	91	7.1 Bistand til fremmede stater	120
4.13 Strukturer og rørledninger	91	7.1.1 Bistand gjennom NORAD	120
4.13.1 Lettbetong i bærende konstruksjoner	91	7.1.2 PETRAD	120
4.13.2 Konstruksjonsstål	91	7.2 Sikkerhet og arbeidsmiljø	120
4.13.3 Instrumentert tilstandskontroll	91	7.2.1 EF-kommisjonen	121
4.13.4 Rørledninger og stigerør	92	7.2.2 Elektrotekniske normer og forskrifter	121
4.13.5 Innsynkningen i Ekofisk-området	92	7.2.3 Oppfølging av Piper Alpha-ulykken	121
4.13.6 Ekstreme isforhold	92	7.2.4 Foredragsvirksomhet	121
4.13.7 Grunnundersøkelser	92	7.3 ISO – Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen	121
4.14 Elektriske anlegg	92	8 STATISTIKKER OG OVERSIKTER	122
4.14.1 Kraftforsyning på Draugen	92	8.1 Målenheter	122
4.14.2 Magnetiske lagre i roterende utstyr	93	8.2 Statistikk over leteboringsaktiviteten	123
4.14.3 Faglig samarbeid og bistand	93	8.3 Statistikk over produksjonsboring	127
4.15 Gasslekkasjer, branner og branntilløp	93	8.4 Produksjon av olje og gass	131
4.15.1 Oppfølging av Piper Alpha-ulykken	93	8.5 Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1990	138
4.15.2 Gasslekkasjer	93	8.6 Organisasjonstablå	139
4.15.3 Branner og branntilløp	94		
4.16 Dykking	94		
4.16.1 Dykkeaktivitet	94		
4.16.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter	94		
4.16.3 Forskning innenfor dykking	95		
4.17 Mekanisk utstyr	96		
4.17.1 Ny teknologi for vanninjeksjonsanlegg	96		
4.17.2 Ventiler som har betydning for sikkerheten	96		

Styrets beretning 1990

Letevirksomheten på norsk sokkel har i 1990 vært meget stor. En må tilbake til 1985 for å finne tilsvarende høy aktivitet. Ved årets utgang var det påbegynt i alt 36 lete- og avgrensingsboringer. 12 leterigger var i aktivitet ved årets slutt, og dette er det høyeste antall siden 1985.

Der er i tillegg boret 60 produksjonshull i 1990. Dermed er det utført totalt 96 boringer på norsk sokkel i løpet av året, et tall som er på samme nivå som rekordåret 1985 med totalt 97 boringer.

Den omfattende letevirksomheten har da også gitt positive resultater. Det er gjort ti funn i løpet av året. Syv av funnene er gjort i Nordsjøen og tre utenfor Midt-Norge. Dette betyr at det er funnet olje eller gass i 4 av 10 hull som er boret på norsk sokkel i 1990, en funnfrekvens som plasserer norsk sokkel blant de fremste leteområder i verden.

Det er ennå for tidlig å tallfeste tilveksten av de funn som er gjort i løpet av året. På sikt vil de nye funnene sannsynligvis mer enn erstatte uttaket av olje og gass i 1990. Det har i tillegg skjedd en markert oppskrivning av ressursene for felt i drift og felt som er besluttet utbygd. Denne økningen utgjør i seg selv mer enn produksjonen av petroleum i 1990.

Med nåværende uttak av petroleum har Norge således oppdagede ressurser til 20 års oljeproduksjon og vel hundre års gassproduksjon. Dersom man inkluderer forventede ressurser i fremtidige funn har vi reserver til 40 års oljeproduksjon og ca. 200 års gassproduksjon.

Interessen for 13. runde bekrefter også at den norske kontinentalsokkel fortsatt er et meget interessant leteområde for den internasjonale oljeindustri.

13. konsesjonsrunde ble utlyst 15.3.1990 med søknadsfrist 14.9.1990. Utlysningen omfattet 52 blokker eller delblokker samt 103 tidligere utlyste ikke tildelte blokker utenfor Midt-Norge og i Barentshavet. Ved søknadsfristens utløp hadde 24 selskaper søkt om deltakelse i nye utvinningstillatelser. Alle søkte blokker i Nordsjøen, 9 utenfor Midt-Norge og 17 i Barentshavet.

Det har i 1990 ikke vært boret etter petroleumforekomster på Svalbard. Norsk Hydro i samarbeid med Store Norske Spitsbergen Kullkompani, har imidlertid mobilisert boreinnretning og utstyr for å starte boring i Reindalen i januar 1991.

Ved årets slutt ble direktoratet delegert myndighet av Olje- og energidepartementet til å kreve inn den nye miljøavgiften på CO₂-utslipp på sokkelen.

Oljedirektoratet skal også føre tilsyn med måling og beregning av avgiften, og følge opp virkningene av den; for eksempel hvorvidt avgiften fører til reduksjon i CO₂-utslippene, overgang til andre energiformer og/eller ny teknologisk utvikling som er ressurser- og miljøbevarende.

I forbindelse med innføringen av den nye miljøavgiften på sokkelen, er det gjort beregninger som viser hvor mye gass som brukes på plattformene, og hvor store CO₂-utslipp dette medfører. Det må i

denne forbindelse understrekes at norske myndigheters holdning til brenning av gass på sokkelen har vært meget restriktiv gjennom årene. Norsk sokkel fremstår som det område i verden med olje- og gassproduksjon der det brennes minst gass.

I løpet av året er to nye felt kommet i produksjon på norsk sokkel. Det er Gyda og Hod. Dermed er 21 olje- og gassfelt i permanent produksjon, mens det tilsvarende antall for fem år siden var 12. Videre har Oljedirektoratet i løpet av året behandlet plan for utbygging og drift (PUD) av Heidrun og Statfjord Nord og Statfjord Øst, Embla og Sleipner og plan for anlegg og drift (PAD) for Haltenpipe.

Direktoratet har videre behandlet oppdatert plan for utbygging og drift av Troll fase I. I denne planen er prosessering av gassen anbefalt flyttet fra plattformen på feltet til en landterminal på Kollsnes i Øygarden utenfor Bergen.

Dette vil gi en fleksibel, kostnadseffektiv og sikker utbyggingsløsning for Norges største gassfelt. Det er grunn til å tro at en også ved senere feltutbygginger vil kunne utnytte de muligheter transport av ubehandlet olje og gass over lange strekninger gir til å bygge fremtidige prosessanlegg på land.

På Troll Vest er det i løpet av året gjennomført testproduksjon av olje fra en horisontalbrønn. Resultatet var svært oppmuntrende, og viser at der er et stort potensiale for bruk av horisontale brønner på norsk sokkel.

Bruk av horisontale brønner planlegges også for flere felt. På Statfjord er det boret tre slike brønner i løpet av året som et ledd i arbeidet med å få mer ut av reservoarene.

På Valhall er der satt i gang et prøveprosjekt for å undersøke om vanninjeksjon kan øke utvinningen av olje fra et kalkstens-reservoar. Lignende tiltak vurderes også for flere andre felt, en virksomhet som stiller både industrien og direktoratet overfor krevende, men interessante utfordringer når det gjelder å øke petroleumspotensialet på norsk sokkel.

Internasjonale begivenheter har også i 1990 bidratt til å sette søkelys på norsk sokkel. Det gjelder særlig situasjonen i Midtøsten etter den irakiske okkupasjonen av Kuwait. Dette førte til svingninger i oljeprisen som en må helt tilbake til 1979 for å finne maken til.

I Nordsjø-sammenheng medførte offentliggjørelsen av Lord Cullen-kommisjonens rapport etter granskningen av «Piper Alpha»-ulykken, sterk fokusering på norsk sikkerhetsfilosofi og tilsynspraksis. Oljedirektoratets sikkerhetsdirektør var i januar i et omfattende vitneavhør i Cullen-høringene i Aberdeen.

Etter offentliggjørelsen av kommisjonens rapport og den politiske behandling kommisjonens 106 anbefalinger fikk, er det grunn til å regne med at britisk tilsynsfilosofi vil få flere elementer av den norske.

Erfaringene fra «Piper Alpha»-ulykken medførte

at direktoratet nokså umiddelbart påla norske operatører å gjennomgå alle eksisterende innretninger på norsk sokkel i lys av nytt regelverk, driftserfaringer og teknologisk utvikling. Dette har satt ekstra søkelys på eldre innretninger. Gjennom de tiltak som allerede er gjennomført, er den tekniske standard på mange av dem betydelig forbedret.

Denne prosess har også avdekket mangler ved noen av selskapenes internkontroll-systemer vedrørende vedlikehold.

Oppfølging av arbeidsmiljølovens krav og internkontrollprinsippet har vært to høyt prioriterte oppgaver i 1990. Tilsynet har i hovedsak fokusert på krav til gjennomføring av arbeidsmiljø-analyser og at arbeidsmiljøkrav inkorporeres allerede i designfasen.

Tilsynet i driftsfasen har også vært konsentrert om bemanningsendringer, ansvars- og kommunikasjonsforhold og personellkvalifikasjoner.

Petroleumsvirksomheten har i 1990 dessverre krevd to menneskeliv. Ulykker og andre, alvorlige hendelser har medført et betydelig engasjement fra Oljedirektoratets side, både i direkte oppfølging og i form av bistand til politi og påtalemyndighet.

Boring av høytrykksbrønner har også vært et betydelig innsatsområde i 1990, for å unngå en lignende situasjon som i brønn 2/4-14 året før. Operasjonsprosedyrer er endret, boreprogrammer forandret, boreinnretninger oppgradert samtidig som de erfaringer Oljedirektoratet til enhver tid sitter inne med, blir tilbakemeldt til operatørene.

Direktoratets nye forskrifter vil bety en klar forbedring i tilsynet med sikkerheten. Det nye regelverket åpner for den nødvendige tilpasning ut fra den enkelte virksomhets behov og egenart. Dette forventes å gi kostnadseffektive løsninger samtidig som at sikkerhetsnivået utvikles videre.

Direktoratet har hatt nær kontakt med partene i

næringen under utarbeidelse av detaljregelverket. Dette har bidratt til å sikre kvaliteten av forskriftene, samtidig som det vil lette gjennomføringen med hensyn til å oppnå større enhetlig forståelse av hvordan regelverket skal brukes og håndheves. Gjennomføring av det nye regelverket vil innebære en betydelig utfordring for direktoratet i tiden fremover, både i direktoratet selv og i forholdet til industrien. På dette område vil en omfattende informasjonsvirksomhet internt og eksternt, være nødvendig for å sikre at de nye rammebetingelser som er nedfelt, vil bli etterlevet.

Direktoratet har også gitt høringsuttalelse om arbeidsmiljølovens virkeområde i petroleumsvirksomheten. Direktoratet har merket seg utvalgets forslag om i det vesentlige å samordne arbeidsmiljøloven og petroleumslovens virkeområder.

Direktoratet har igangsatt arbeidet med å trekke opp planer for et detaljregelverk under arbeidsmiljøloven i petroleumsvirksomheten.

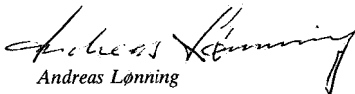
Det er også gjennom året gitt prioritet til arbeidet med å utforme strategier for hvordan Oljedirektoratet skal delta i det fremtidige standardiseringsarbeid i Norge og i Europa, og direktoratet er også pålagt å vurdere eget regelverksarbeid opp mot tilsvarende virksomhet innenfor EF. Hittil har Oljedirektoratet i liten grad vært berørt av EFs regelverksarbeid, men har deltatt som observatør under EFs Safety and Health Commission som skal lage utkast til et særdirrektiv for sikkerhet og helse på arbeidsplasser i petroleumsvirksomheten.

10. november 1990 utløp direktør Fredrik Hagemanns tredje åremålskontrakt som oljedirektør. Ved Kronprinsregentens resolusjon av 27. juli 1990 ble stortingsrepresentant Gunnar Berge beskikket som oljedirektør for en åremålsperiode på seks år. Samtidig ble Fredrik Hagemann konstituert i stillingen frem til Gunnar Berge kan tiltre.

Stavanger, 27.2.1991

I styret for Oljedirektoratet


Arve Berg

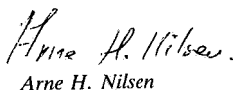

Andreas Lønning


Oddny Aleksandersen


Liv Hatland

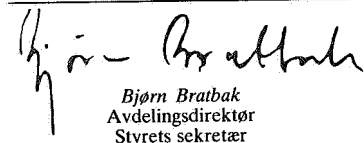

Peter J Tronslin


Jan B M Strømme


Arne H. Nilsen


Elisabet Stephansen


Fredrik Hagemann
Oljedirektør


Bjørn Bratbak
Avdelingsdirektør
Styrets sekretær

1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER

Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Denne ble sist endret 29.3.1979. Disse oppgaver er senere endret ved delegeringer. Delegeringene følger direkte av lov/forskrifter eller ved egne delegeringsvedtak fra overordnet myndighet. Delegeringene gjelder deler av:

- Petroleumsloven, lov av 23.3.1985 nr 11 med forskrifter
- Arbeidsmiljøloven, lov av 9.2.1977 nr 4 med forskrifter
- Lov om vern mot tobakkskader, lov av 9.3.1973 § 6, 8. ledd samt forskrift fastsatt ved kgl res 8.7.1988.
- Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter naturforekomster på Svalbard av 29.3.1988.
- Forskrifter vedrørende vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel mv av 31.1.1969.
- Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning fra petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel av 26.10.1979.

1.2 OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING

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

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

1.3 STYRET OG ADMINISTRASJON

1.3.1 Styret

Styret har i beretningsperioden bestått av:

- Distriktsarbeidssjef Arve Berg, Ålesund (leder)
- Konserndirektør Andreas Lønning (nestleder)
- Adm dir Liv Hatland, Oslo
- Konsulent Oddny Aleksandersen, Tromsø
- Oljesekretær Jan B M Strømme, Drøbak
- Adm dir Peter J Tronslin, Stavanger
- Overingeniør Arne H Nilsen, Stavanger
- Seksjonssjef Elisabet Stephansen, Stavanger

Vararepresentanter

For 1-4:

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

For 5:

Avdelingsleder Bjørn Kolby, Oslo

For 6:

Forhandlingsdirektør Gunnar Flaatt, Oslo

For styremedlemmene 7 og 8:

Konsulent Tor Inge Ottosen, Stavanger
Overingeniør Susanne Larsen, Stavanger

Overingeniør Susanne Larsen sa opp sin stilling den 6.6.1990 og fratradte dermed sitt verv som varamedlem. Nytt varamedlem ble ikke oppnevnt.

Styret har i beretningsperioden avholdt ni møter, syv av disse i Stavanger. Møtet i mai ble avholdt i Pau i Sør-Frankrike i forbindelse med styrets studiebesøk hos oljeselskapene Total og Elf Aquitaine. Møtet i oktober ble avholdt ved avdelingskontoret i Harstad. Ved samme anledning besøkte styret Nordnorsk Opplæringscenter i Tjeldsund.

1.3.2 Organisasjon

I 1990 er det ikke foretatt strukturelle endringer i organisasjonen.

På bakgrunn av at Fredrik Hagemanns tredje åremålskontrakt som oljedirektør gikk ut 10.11.1990, ble stillingen lyst ledig. Ved kronprinsregentens resolusjon av 27.7.1990 ble Gunnar Berge beskikket som oljedirektør for en åremålsperiode på seks år. Samtidig ble Fredrik Hagemann konstituert til Gunnar Berge kan tiltre i stillingen.

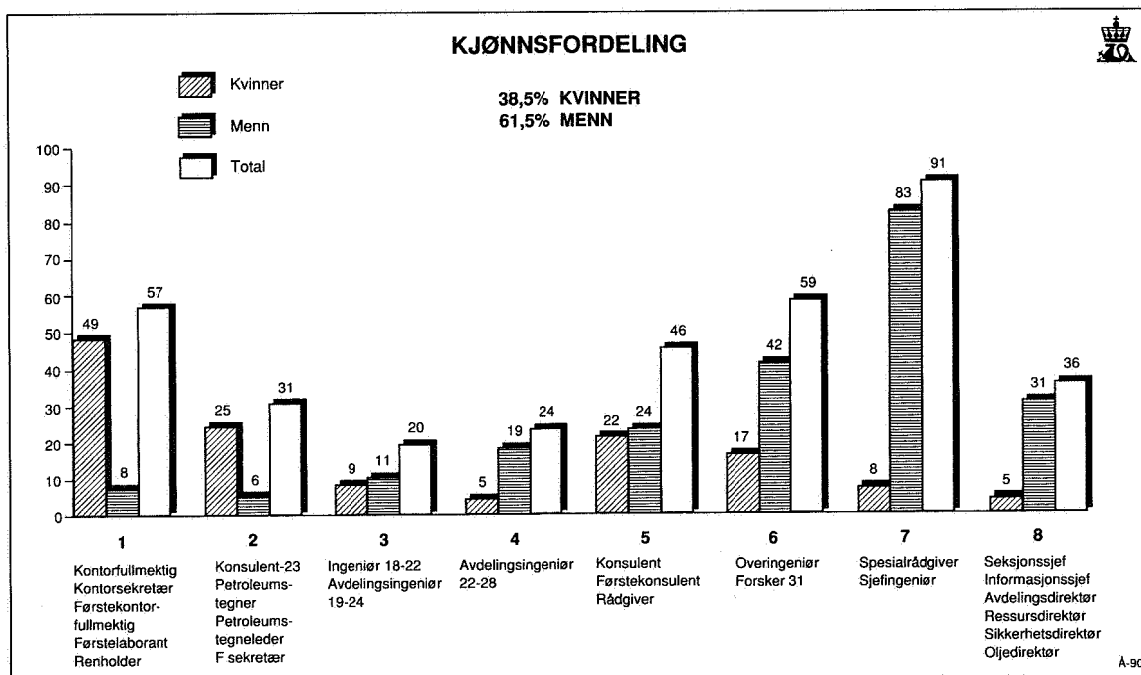
1.3.3 Personale

Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 339 stillingshjemler. Oljedirektoratet fikk ingen nye stillinger i 1990. I tillegg er tre stillinger lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. 352 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1990. 15 medarbeidere har permisjon. Av medarbeiderne er 38,5 % kvinner. Figur 1.3.3 viser andel menn og kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet. En av NORADs spesialrådgivere for oljespørsmål i utviklingsland har arbeidet i direktoratet hele beretningsperioden.

I 1990 har direktoratet behandlet 51 tilsettingsaker. Det er tilsatt 13 nye medarbeidere i faste stillinger. Av de nytilsatte er tre tilflyttere, syv av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og tre er nyutdannet.

24 medarbeidere har fratradt sine stillinger. Dette utgjør 7 % av det totale antall stillingshjemler.

Fig. 1.3.3
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr 31.12.90



Medbestemmelse

I løpet av året har det vært avholdt 13 møter mellom ledelsen og de tillitsvalgte. Av aktuelle saker som har vært behandlet nevnes:

- kartlegging av Oljedirektoratets organisasjon
- omgjøring av ledige stillinger
- overføringer av stillinger og medarbeidere mellom enhetene
- system for jobbrotasjon
- tilbakeføring av lønnsfullmaktene
- tilsetningsvilkårene for tilsynslederne
- innføring av edb-basert planleggingssystem
- ny rutine for vurdering av ledige stillinger
- fordeling av velferdsmidlene

Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1990 var på kroner 3 450 000. Budsjettet dekker også reise og opphold i forbindelse med opplæring. For å få en effektiv utnyttelse av ressursene, er det som tidligere år lagt vekt på å arrangere kurs og seminarer internt. I denne forbindelse er det gitt ut kurskataloger over de interne tilbudene. Den interne opplæring omfatter også lederopplæring i henhold til utviklet kursprogram. Direktoratet har også hatt stor nytte av å delta på kurs i oljeselskapenes regi.

Likestilling

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget likestillingsutvalg. Utvalget består av fire medlemmer, to fra ledelsen og to fra tjenestemannsorgani-

sasjonene. Det utarbeides årlig en handlingsplan for likestillingsarbeidet. Utvalgets hovedarbeid i 1990 har bestått i å gjennomføre en likestillingsundersøkelse i direktoratet. Resultatene er presentert for ansatte og ledere.

1.3.4 Budsjett og økonomi

Til direktoratets virksomhet er det i 1990 totalt benyttet kroner 232 667 517.

Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 165 531 031
- Kontrollutgifter	kr 8 256 404
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 52 954 904
- Sikkerhet og arbeidsmiljø	kr 5 925 178
Totalt	kr 232 667 517

Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgiftene kroner 104 722 297 og bygnings drift og leie av lokaler kroner 6 045 109. Den resterende delen, kroner 54 763 625, dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, ekstern bistand, reiser, opplæring, edb-drift, nyinvesteringer i utstyr med mer.

Andre oppgaver:

- Opprydding av havbunnen	kr 4 666 457
- Forskning og utvikling innenfor økt oljeutvinning (SPOR)	kr 14 978 785
- World Petroleum Congress 1995	kr 108 437

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter, kroner 8 729 244 293, har direktoratet kroner 106 882 917 i inntekter som fordeler seg slik:

– Salg av publikasjoner	kr	3 297 246
– Salg av friggitt prøvemateriale	kr	1 503 355
– Undersøkellesgebyr	kr	1 500 000
– Refusjon av kontrollutgifter	kr	37 269 296
– Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr	57 338 084
– Renter av bankinnskudd	kr	5 882 218
– Diverse inntekter	kr	92 718
Totalt	kr	106 882 917

1.3.5 Informasjon

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

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1989 ble lagt frem på en pressekonferanse i april.

Oljedirektoratet deltok sammen med Olje- og energidepartementet og Kommunaldepartementet med en felles myndighetsstand på ONS-90.

I løpet av 1990 er det sendt ut 54 pressemeldinger, de fleste i forbindelse med avslutningen av letehull.

1.3.6 Dokument- og dataforvaltning

Det er i 1990 registrert nærmere 100 000 dokumentenheter i arkivene, biblioteket og Infoil. På samme tid er det formidlet ca 20 000 registrerte forespørsler og bestillinger.

Det har vært avholdt tre interne innføringskurs i Oljedirektoratets dokumentdatabaser, samtidig som det er utarbeidet søkeveiledning til arkivdatabasen Journal og litteraturdatabasen Odin.

Det er utarbeidet kassasjonsregler for dokumenter, samtidig som arkivnøkkelen er blitt revidert.

Aktiviteten i biblioteket har også i 1990 vært høy. Antall henvendelser etter litteratur og informasjon har steget med 8.5 % i forhold til året før.

Bruken av informasjonsbasene OIL og Infoil 2 med tilhørende trykte organer ligger på samme nivå som tidligere.

Nytt for 1990 er utgivelsen av OIL i PC-versjon. Flere har allerede tegnet abonnement på den.

Det er inngått avtale med EF om samarbeid og sammenslåing av databasene Infoil, Infoil 2 og Sesame til Infoil/Sesame.

2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGS-TILLATELSER

2.1.1 Nye undersøkelsestillatelser

Det er per 31.12.1990 tildelt 185 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på tre år.

Følgende tillatelser er gitt i 1990:

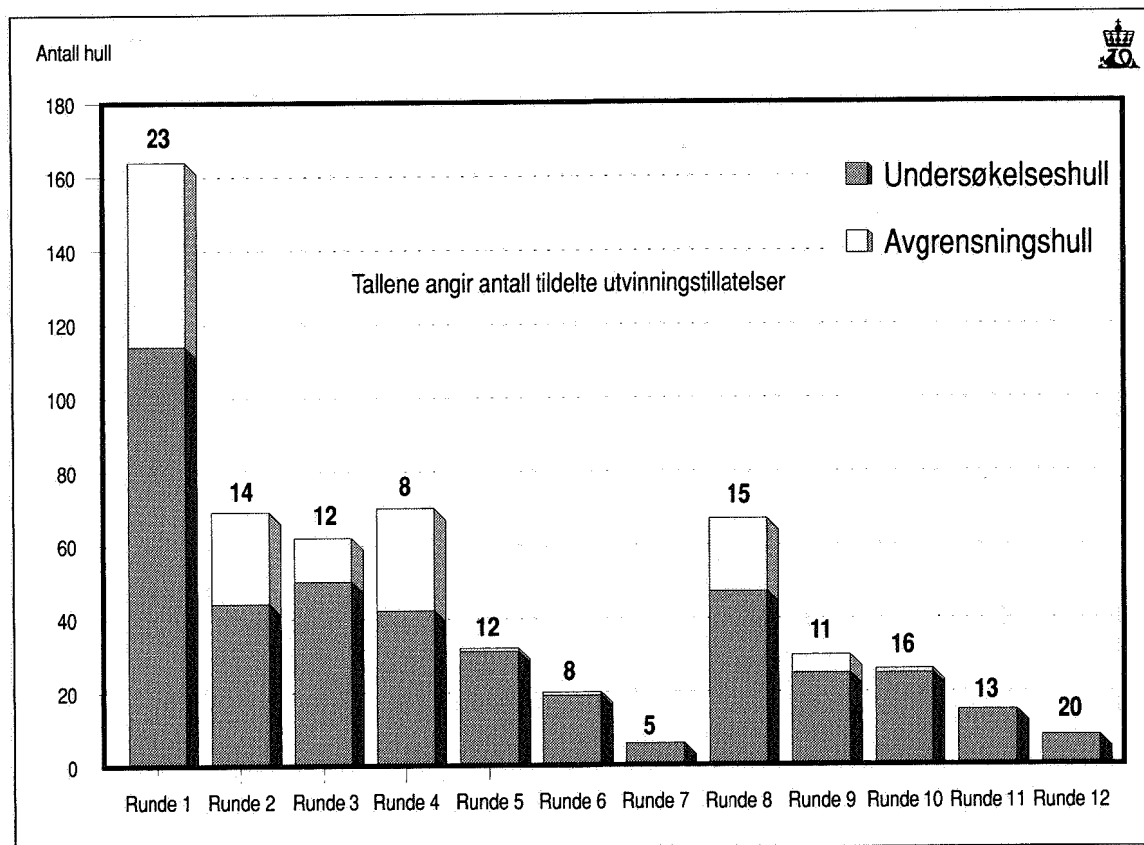
Selskap	Tillatelse nr:
Geophysical Company of Norway A/S	172
Mobil Development Norway A.S	173
Esso Norge A.S	174
Saga Petroleum a.s	175
Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser (IKU)	176
Amoco Norway Oil Company	177
Geoteam A/S	178
Norsk Agip A/S	179
Amerada Hess Norge A/S	180
Mærsk Olie og Gass A/S	181
Norsk Hydro Produksjon a.s	182

Norske Fina A/S	183
Marathon Petroleum Norge A/S	184
Hoff International Offshore	
Service Team Inc.	185

2.1.2 Tidelingsrunder og nye utvinningstillatelser

Tidelingsrunde 13, som ble utlyst 6.3.1990, omfattet 52 blokker og deler av blokker fordelt på hele sokkelen. 22 av blokkene er i Nordsjøen, fem utenfor Midt-Norge og 25 i Barentshavet. I tillegg var det anledning til å søke på alt tidligere utlyst areal som det ikke er gitt utvinningstillatelse for utenfor Midt-Norge og i Barentshavet, i alt 103 blokker eller deler av blokker. Søknadsfristen var 14.9.1990. 24 selskaper har søkt på 30 av de 52 utlyste blokkene og 99 av blokkene utenfor Midt-Norge og i Barentshavet. Av de 99 blokkene har 62 vært utlyst tidligere, men ikke tildelt. Tildelingen forventes å finne sted tidlig i 1991. Frem til 31.12.1990 er det tildelt 162 utvinningstillatelser. Se tabell 2.1.2.a og b, og figur 2.1.2.

Fig. 2.1.2
Lete hull boret i hver tidelingsrunde



Tabell 2.1.2.a Utvinningstillatelser og arealer per 31.12.1990

Tild.-runde	Tildelt	Utvinn. till.nr.	Antall blokker*		Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal i utv.till. km ²	
			til-delt	tilbake-levert				
1.	01.09.65	001-021	74	55	39842.476	35466.252	4376.244	
	07.12.65	022	4	4	2263.565	2263.565	0.0	
	12.09.77	019 (2)	2	0	617.891	0.0	617.891	
2.	23.05.69	023-031	9	1	4107.833	2233.346	1874.487	
	30.05.69	032-033	2	0	746.285	376.906	369.379	
	14.11.69	034-035	2	0	1024.529	564.837	459.692	
	11.06.71	036	1	0	523.937	262.047	261.890	
ut.	10.08.73	037	2	0	586.834	295.157	291.677	
3.	01.04.75	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.780	450.767	
	01.06.75	041	1	1	488.659	488.659	0.0	
	06.08.76	043	2	0	604.558	303.217	301.341	
	27.08.76	044	1	0	193.076	90.417	102.659	
	03.12.76	045-046	4	2	1270.682	814.708	455.974	
	07.01.77	047	2	1	368.363	304.160	64.203	
	18.02.77	048	2	1	321.500	107.019	214.481	
	23.12.77	049	1	1	485.802	485.802	0.0	
	ut.	16.06.78	050	1	0	500.509	151.962	348.547
	4.	06.04.79	051-058	8	1	4007.887	2434.633	1573.254
ut.	20.08.82	079	1	0	102.167		102.167	
5.	18.01.80	059-061	3	2	1108.078	998.675	109.403	
	27.03.81	062-064	3	1	1099.522	499.780	599.742	
	23.04.82	073-078	6	2	2311.912	1668.413	643.499	
6.	21.08.81	065-072	9	1	3218.945	1746.972	1471.973	
7.	10.12.82	080-084	5	5	2082.966	2082.966	0.0	
ut.	08.07.83	085	3	0	1521.160	725.816	795.344	
8.	09.03.84	086-100	17	1	6338.273	2035.279	4302.994	
9.	14.03.85	101-111	13	0	5293.054		5293.054	
ut.	26.07.85	112	1		260.215		260.215	
10a	23.08.85	113-120	9		3075.433		3075.433	
10b	28.02.86	121-128	9	1	3828.258	428.120	3400.138	
ut.	11.07.86	129	1		225.393		225.393	
11.	10.04.87	130-137	11	1	4163.711	628.856	3534.855	
	29.05.87	138-142	11		2975.807		2975.807	
12a	08.07.88	143-153	16		4701.021		4701.021	
12b	09.03.89	154-162	13		5031.262		5031.262	
			256	85	107132.130	58847.344	48284.786	

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

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1990 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til paragraf 61 i lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet:

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Elf Aquitaine Norge A/S	53.2000 %
Total Marine Norsk A/S	36.8000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0000 %

Utvinningstillatelse 025

Operatør: Elf Aquitaine Norge A/S

Total Marine Norsk A/S har overtatt 15.00 % fra Lasmo Norge A/S.

Total Marine Norsk A/S har overtatt Unocal Norge A/S andeler i fire utvinningstillatelser. Dette gjelder 25.00 % i 051, 18.00 % i 052, 20.00 % i 088 og 10.00 % i 158.

Tabell 2.1.2.b Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 31.12.1990

Tildelingsrunde	År	Antall blokker	Andel %		Operatør %	
			norsk	utenl	norsk	utenl
1	1965	78	9	91	0	100
2	1969 - 71	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974 - 78	22	58	42	63	37
Ula (19 B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980 - 82	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	34	50	50
Utv.t 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
Utv.t 085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
Utv.t 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	36	56	44
Utv.t 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	43	38	63
12B	1989	13	64	36	67	33

Fordelingen i utvinningstillatelsene er etter dette:

Utvinningstillatelse 051

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

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Conoco Petroleum Norge a/s	25.0000 %
Total Marine Norsk A/S	25.0000 %

Utvinningstillatelse 052

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

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

Utvinningstillatelse 088

Operatør: Total Marine Norsk A/S

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

Utvinningstillatelse 158

Operatør: BP Norway Limited U.A.

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
BP Norway Limited U.A.	30.0000 %
Det Norske Oljeselskap A/S	10.0000 %
Total Marine Norsk A/S	10.0000 %

Neste Oy (Neste Petroleum A/S) har overtatt Arco Norway Inc andeler i 7 utvinningstillatelser. Dette gjelder 9.80 % i 055, 10.00 % i 062, 15.00 % i 074, 10.00 % i 094, 10.00 % i 095, 10.00 % i 124 og 15.00 % i 135.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Utvinningstillatelse 055

Operatør: Norsk Hydro Produksjon a.s

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.0000 %
Esso Norge a.s	19.6000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	14.7000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	9.8000 %
BP Norway Limited UA	4.9000 %

Utvinningstillatelse 062

Operatør: Saga Petroleum a.s

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

Utvinningstillatelse 074

Operatør: Saga Petroleum a.s

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	50.0000 %
Norsk Agip A/S	15.0000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	15.0000 %
Deminex (Norge) A/S	10.0000 %
Saga Petroleum a.s	10.0000 %

Utvinningstillatelse 094

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

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Mobil Development Norway A/S	15.0000 %
Norsk Agip A/S	10.0000 %
Conoco Petroleum Norge A/S	10.0000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	10.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	5.0000 %

Utvinningstillatelse 095

Operatør: Norske Conoco A/S

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Norske Conoco A/S	30.0000 %
Conoco Petroleum Norge A/S	10.0000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	10.0000 %

Utvinningstillatelse 124

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

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Norske Conoco A/S	15.0000 %
Conoco Petroleum Norge A/S	10.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	10.0000 %
Det Norske Oljeselskap A/S	5.0000 %

Utvinningstillatelse 135

Operatør: Saga Petroleum a.s

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Neste Oy (Neste Petroleum A/S)	15.0000 %
Saga Petroleum a.s	15.0000 %
Total Marine Norsk A/S	15.0000 %
Amerada Hess Norge A/S	5.0000 %

Utvinningstillatelse 057

Operatør: Saga Petroleum a.s

Idemitsu Oil Norwegian A/S har overtatt 9.60 % av Den norske stats oljeselskap a.s.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

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

Utvinningstillatelse 065

Operatør: Elf Aquitaine Norge A/S

Enterprise Oil Norwegian A/S har overtatt 10 % fra Texaco Exploration Norway A/S.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	16.6670 %
A/S Norske Shell	15.0000 %
Enterprise Oil Norway A/S	10.0000 %
Total Marine Norsk A/S	8.3330 %

Utvinningstillatelse 066

Operatør: Saga Petroleum a.s.

Mobil Development Norway A/S og Saga Petroleum a.s har overtatt Arco Norway Inc sin andel med henholdsvis 3.60 og 1.40 %.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0000 %
Mobil Development Norway A/S	28.6000 %
Saga Petroleum a.s.	11.4000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0000 %

Utvinningstillatelse 089

Operatør: Saga Petroleum a.s

Idemitsu Oil Norwegian A/S har overtatt 9.60 % av Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil).

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.4000 %
Esso Norge A.S	14.7000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	11.7600 %
Saga Petroleum a.s.	9.8000 %
Idemitsu Oil Exploration (Norsk) A.S	9.6000 %
Elf Aquitaine Norge a/s	7.8400 %
Deminex (Norge) A/S	3.9200 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.9800 %

Utvinningstillatelse 130

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil) og Enterprise Oil Norwegian A/S har hver overtatt 7.500 % av de 15.000 % Petrobras A/S hadde i utvinningstillatelse 130.

Fordelingen i utvinningstillatelsen er etter dette:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	57.5000 %
A/S Norske Shell	27.5000 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	15.0000 %

Arco Norway Inc og Lasmo Norge A/S er nå uten andeler på norsk sokkel. Neste Oy (Neste Petroleum A/S) er den eneste nye rettighetshaver i 1990.

2.1.4 Tilbakeleveringer og oppgivelser

Der har vært tilbakelevering og oppgivelse av areal i 11 utvinningstillatelser. I fire utvinningstillatelser er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tabell 2.1.4. Tildelt og nåværende areal er vist i figur 2.1.4.

2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING**2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser**

Det ble samlet inn 119 409 km seismikk på norsk sokkel i 1990, figur 2.2.1.a. Dette betyr at aktiviteten var 11.8 % høyere enn i 1989.

2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1990

Oljedirektoratet samlet inn 8 567 km seismikk i løpet av 1990, figur 2.2.1.b. Det ble samlet inn data i områdene som er angitt på figur 2.2.1.c, d og e.

Tabell 2.1.4 Tilbakeleveringer

Utvinnings- tillatelse	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km ²	Tilb.levert areal km ²	Areal i utv.- tillatelse km ²
007	Elf	16/6	2152.548	2152.548	.000
066	Saga	2/2	565.894	484.432	181.461
077	Statoil	7120/7	331.606	224.260	107.346
086	Statoil	6/3	594.788	538.067	56.721
091	Statoil	6406/3	440.392	262.697	177.695
092	Statoil	6407/6	444.465	263.687	180.778
096	Elf	7119/9	331.606	331.606	.000
097	Hydro	7120/6	327.322	181.910	145.412
099	Statoil	7121/4	327.322	226.962	100.360
100	Statoil	7121/7	331.606	230.349	101.257
125	Shell	6508/5	428.120	428.120	.000
137	Statoil	7224/7 og 7224/8	628.856	628.856	.000

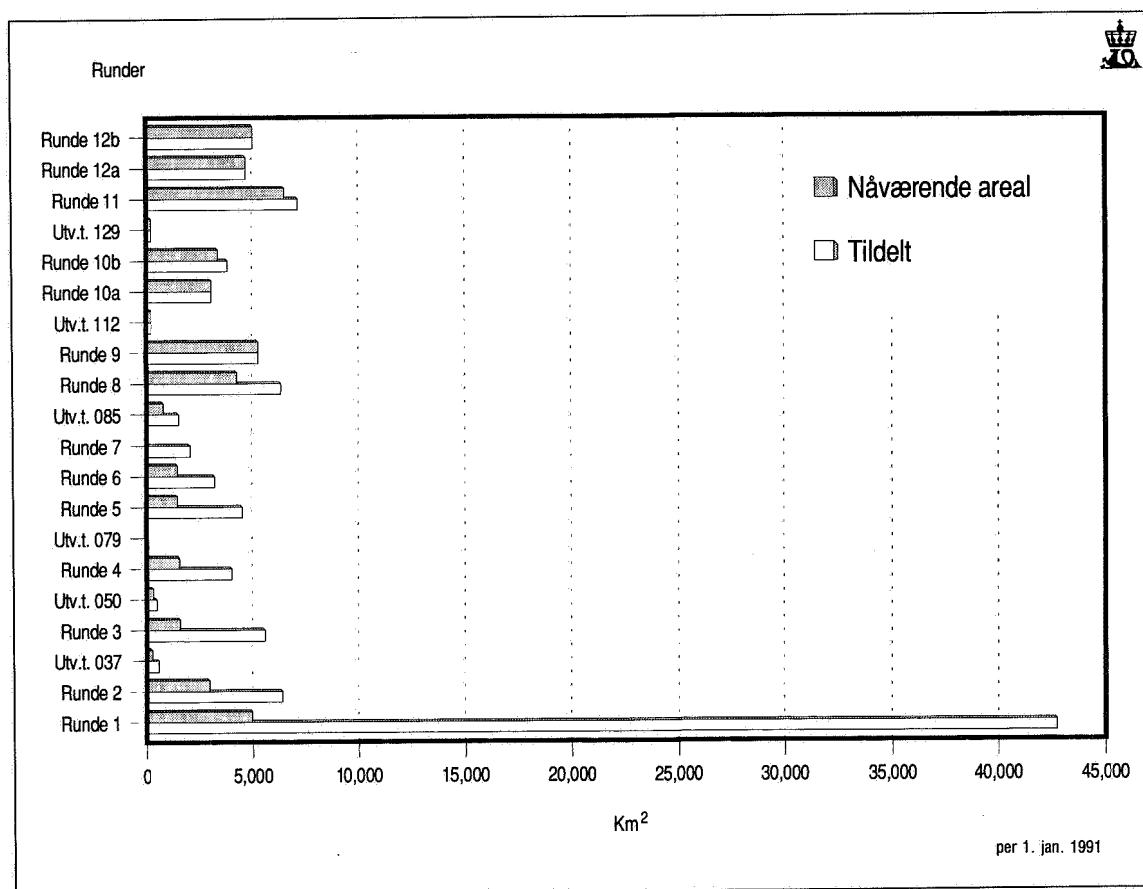
Fig. 2.1.4
Tildelt og nåværende areal i utvinningstillatelser

Fig. 2.2.1.a
Innsamlet seismikk på norsk kontinentalsokkel

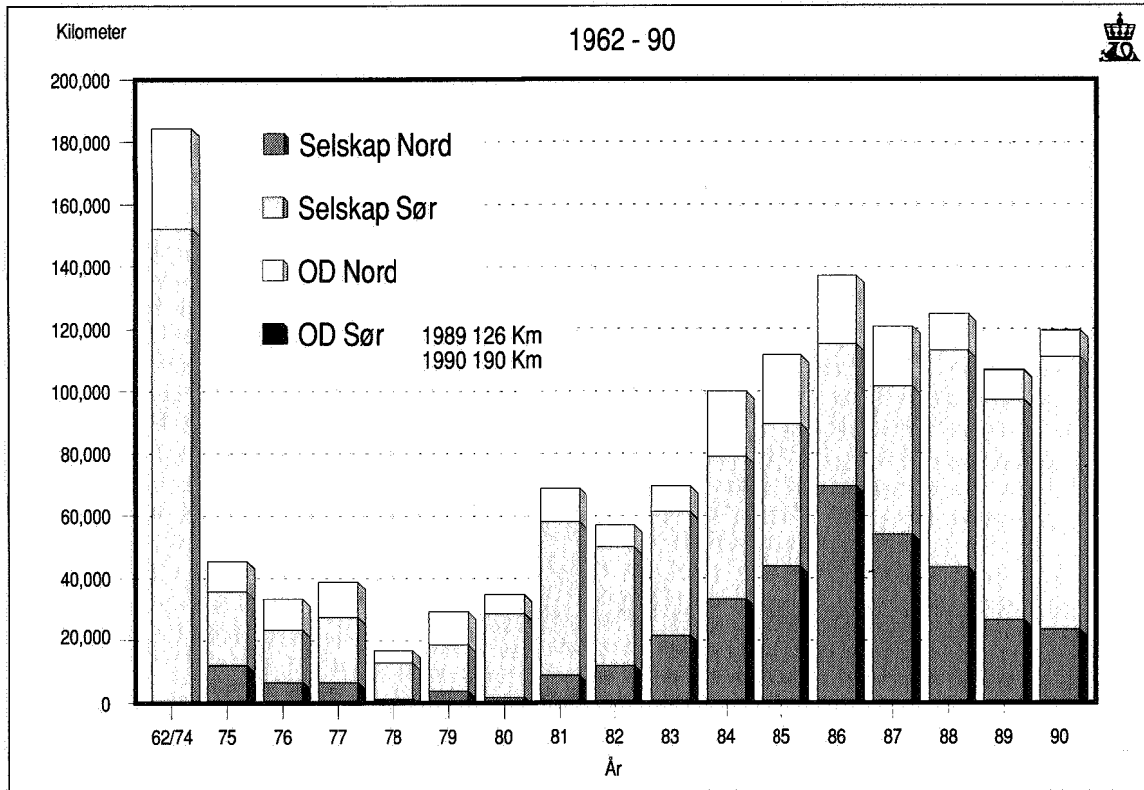


Fig. 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi

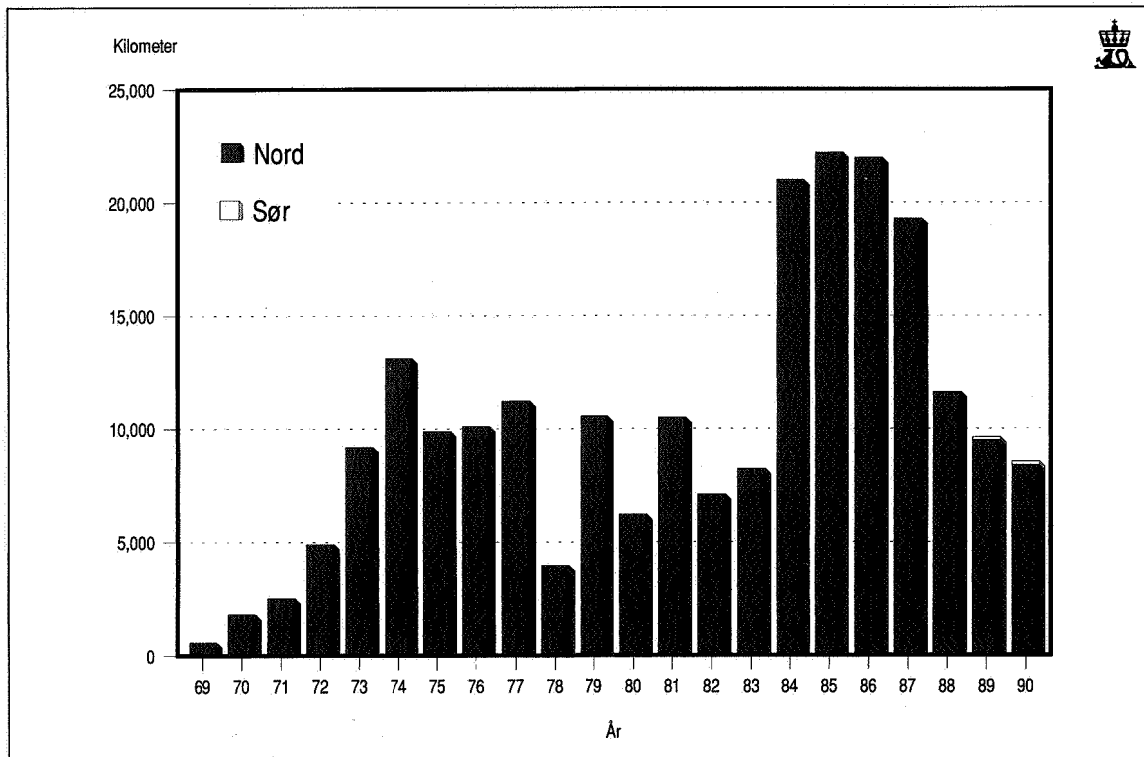


Fig. 2.2.1.c
Seismisk testlinje i Nordsjøen

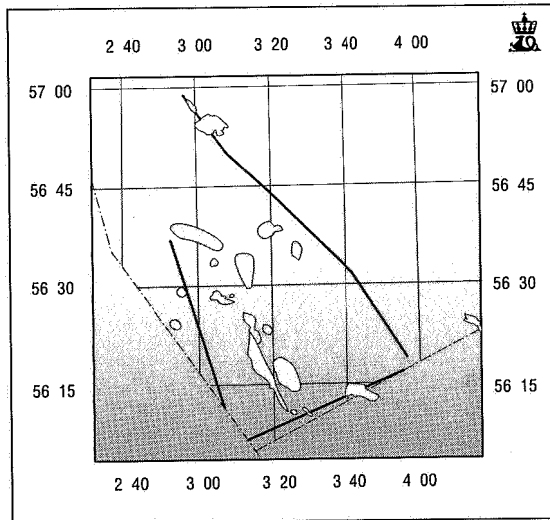
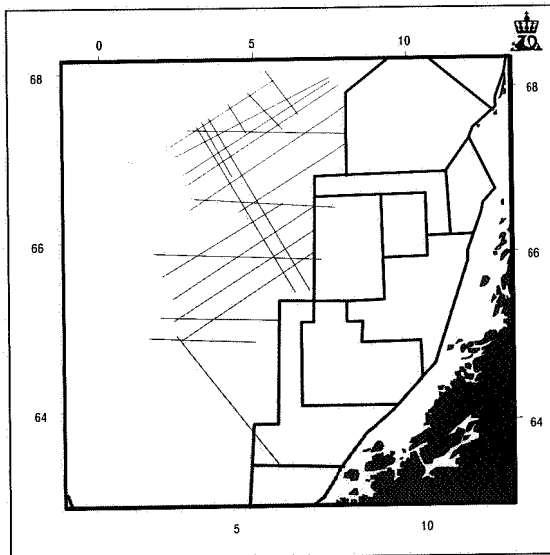


Fig. 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser på Vøringplatået og utenfor Lofoten



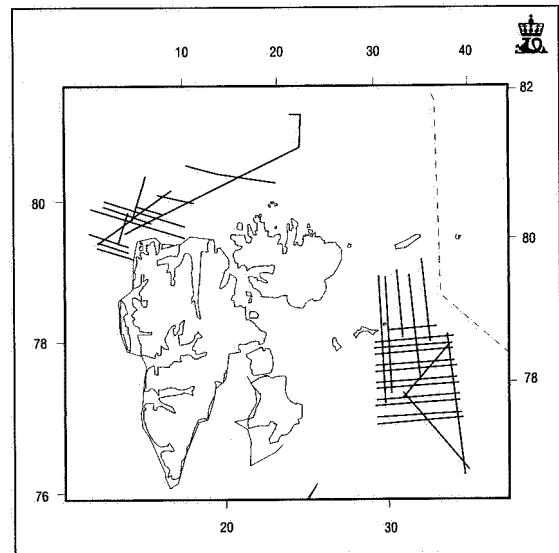
Nordsjøen

Det ble samlet inn tre testlinjer på tilsammen 190 km i den sørlige delen av Nordsjøen. Dataene ble samlet inn av det nyetablerte, norske selskapet Master Seismic med fartøyet «Skandi Pioneer». Selskapet planlegger å gjøre de prosesserte dataene tilgjengelige for industrien. Dataene vil bli prosessert av CGG.

Vøring-plataet

Det ble samlet inn 4 044 km seismikk i Vøringbassenget. Hovedtyngden ble samlet inn i den nordlige delen av området, mens en del av linjene strekker

Fig. 2.2.1.e
Geofysiske undersøkelser i det nordlige Barentshavet



seg ned i Møre-bassenget. Disse dataene ble også samlet inn med fartøyet «Skandi Pioneer».

Det ble benyttet luftkanoner, «sleeve-guns», og datalengden var ti sekunder på grunn av stort havdyp og stor sedimenttykkelse i området.

Dataene prosesseres av Western Geophysical i London. Oljedirektoratet planlegger å fullføre innsamlingen i den nordlige delen av Vøring-bassenget i løpet av 1991, og deler av området vil deretter kunne åpnes for innsamling i selskapenes regi.

Barentshavet

Det ble samlet inn totalt 4 333 km seismikk i det nordlige Barentshavet med det norske fartøyet «Geco Echo». Selv om undersøkelsene i år ble sterkt forsinket, ble det likevel samlet inn data svært langt mot nord på grunn av meget gunstige isforhold. Hovedtyngden av dataene ble samlet inn på Storbanken og helt opp mot Kvitøya. Det ble benyttet tre kabler på denne undersøkelsen hvorav en relativt kort, grunn kabel som er spesielt beregnet på grunne data.

Etter å ha fullført undersøkelsene på Storbanken, gikk fartøyet gjennom Hinlopen-sundet og fortsatte undersøkelsene nord og nordvest for Svalbard. Natt til fredag 5. oktober nådde fartøyet 82 grader Nord. (82°00'09"N, 22°59'08"). Så vidt man kjenner til, har det aldri vært samlet inn høykvalitetsseismikk så langt nord tidligere. Arbeid av denne typen nær iskanten, med vanntemperaturer rundt frysepunktet, setter store krav til utstyret. Kartgrunnlaget er også meget dårlig i dette området. Dataene fra Storbanken blir prosessert av Digicon og Geco (grunn-seismikk), mens dataene fra Moffenflaket blir prosessert av CGG.

Navigasjon

Det ble benyttet forskjellige typer navigasjonssystemer under undersøkelsene. I den nordlige delen av området var det ikke tilgang på bakkebaserte systemer, men det gikk likevel bra å navigere ved hjelp av det amerikanske, globale, militære satellittsystemet NAVSTAR GPS. Dette systemet er nå i ferd med å oppnå kontinuerlig dekning ettersom det stadig kommer flere satellitter i drift, og det forventes å bli mye benyttet innen oljevirksomheten i tiden fremover.

Primærsystemet under undersøkelsen utenfor Midt-Norge og til dels i Barentshavet var imidlertid det bakkebaserte systemet Geoloc som opereres av Geoteam a.s.

Grunne borer

I 1990 ble det gjennomført tre grunne borer i det nordlige Barentshav i Oljedirektoratets regi med IKU som operatør. Boringene ble utført på Gardarbankhøgda og i Olgabassenget i områder som ennå ikke er åpnet for leteboring. Hensikten var å supplere de seismisk baserte kartene med geologisk informasjon for videre planleggingsformål. En foretok kjernetaking fra den mesosoiske lagrekken. Resultatene vil foreløpig ikke bli gjort tilgjengelige for oljeselskapene.

Følgende borer ble utført:

	Koordinater	Dybde under havbunn	Litologi og alder ved TD
7427/03-U-1	27°45'42.3"Ø 74°54'56.0"N	93.30 meter siltstein Midtre trias	Leirstein/
7532/02-U-1	32°32'28.4"Ø 75°45'00.9"N	19.92 meter siltstein Midtre trias	Leirstein/
7533/03-U-1	33°44'59.1"Ø 75°56'16.9"N	120.55 meter Midtre jura	Leirstein

I alle hullene var kvartær mektighet mindre enn 5 meter.

2.2.1.2 Åpning av nye leteområder

Det er ikke åpnet nye områder for leteboring i 1990. Figur 2.2.1.2 viser områder som er tilgjengelig for seismiske datainnsamling for industrien.

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1990 ble det innsamlet 110 843 km seismikk på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap og kontraktører. Av dette er 88 700 km 3D-seismikk. 87 200 km ble innsamlet i Nordsjøen og 23 600 km utenfor Midt-Norge og i Barentshavet. Det fremgår av tallene ovenfor at aktiviteten i Nordsjøen økte med 16 250 km fra 1989. Aktiviteten utenfor Midt-Norge og i Barentshavet økte med 6 200 km fra

1989. Norske oljeselskaper samlet inn 27 665 km. Dette er en reduksjon på 4 000 km fra året før. Utenlandske selskaper samlet inn 71 000 km som er en økning på 32 000 km fra 1989. Det ble samlet inn 12 100 km spekulativ seismikk av Geco, Geoteam og Nopec. Dette er en reduksjon på 14 000 km fra året før.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1990 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 57.3 millioner kroner (43.1 millioner kroner i 1989). Jf tabell 2.2.1.4

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

Møre Sør

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

Møre I

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

Trøndelag I

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

Trøndelag II, nord for 64°15"

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

Trøndelag II, sør for 64°15"

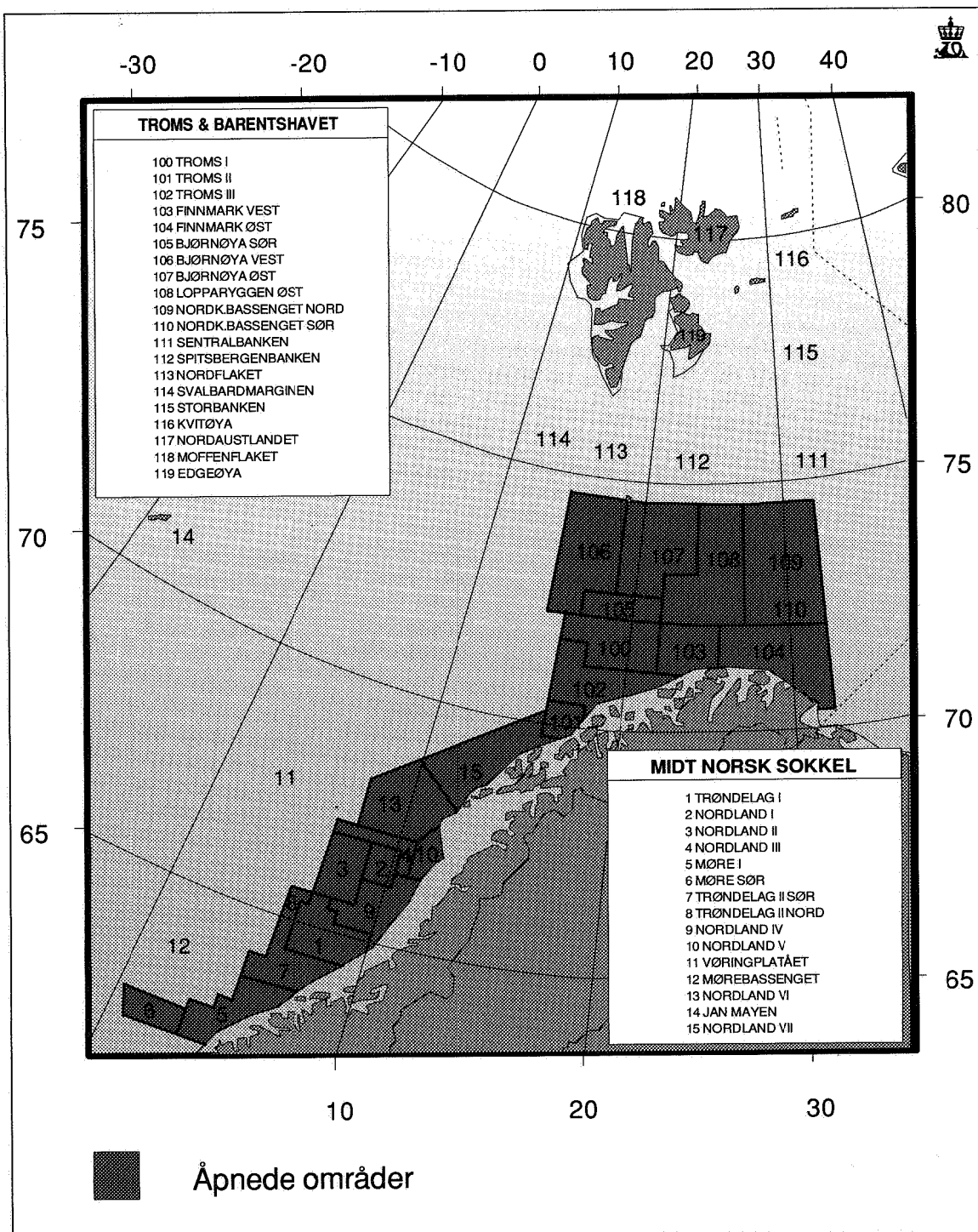
Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Britoil, Conoco, Deminex, DNO, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Hydro, Idemitsu, Mobil, Occidental, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Tenneco, Total og Unocal.

Nordland I

Agip, Amerada, Amoco, Arco, BP, Britoil, Chevron, Conoco, Deminex, Elf, Enterprise, Esso, Fina, Getty, Gulf, Hispanoil, Hydro, Japan Oil, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Superior, Svenska Petroleum, Tenneco, Texaco, Total, Unocal og ØMV.

Fig. 2.2.1.2

Områder som er tilgjengelig for seismisk datainnsamling for industrien.
Områdebetegnelser utenfor Midt-Norge og i Barentshavet

**Nordland II**

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

Nordland III

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

Nordland IV

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

Nordland V

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

Nordland VI

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

Nordland VII

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

Troms I, øst for 19°

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

Troms I, vest for 19°

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

Troms II

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

Troms III

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

Finnmark Vest

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

Finnmark Øst

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

Bjørnøya Sør

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

Bjørnøya Vest

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

Bjørnøya Øst

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

Lopparyggen Øst

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

Nordkappbassenget, nord 73°15"

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

Nordkappbassenget, sør 73°15"

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

Tabell 2.2.1.4 Oversikt over antall solgte seismiske datapakker

Pakke	1990	Totalt
001 MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-1		33
002 MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PK-2		26
003 TAMPEN-SPUR		21
004 MØRE-SØR-84		21
005 TRØNDELAGE-REGIONAL		25
006 HALTENBANKEN-VEST-84		23
007 FRØYABANKEN-84		26
008 MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-2 #)		22
009 MØRE-TRØNDELAGE-PAKKE-3 #)		28
010 TRÆNABANKEN		30
011 REG-DATA-NORDLAND-RYGGEN		20
012 NORDLAND-IV-85		9
013 REG-DATA-MIDT-N-SOKKEL		19
014 NORDLAND-II-83		21
015 NORDLAND-III-84	1	13
016 TROMS-II	1	12
017 REGIONAL-DATA-TROMS-ØST		18
018 FINNMARK-VEST-83		19
019 FINNMARK-VEST-84		20
020 NORDLAND-III-85	1	13
021 MØRE-SØR-TEST-84 #)		5
022 STOREGGA-85		5

Pakke	1990	Totalt
023	VØRINGPLATAÆT	3 10
024	VØRING-BASSENGET-85/86	2 8
025	LOFOTEN-VEST-86	3 10
026	JAN-MAYEN-85	1 1
028	VØRING-BASSENGET-87	4 7
029	NORDLAND-VI-87	3 10
030	NORDLAND-VII-87	3 10
031	NORDLAND-V-87	5 8
032	NORDLAND-VI-88	5 9
033	NORDLAND-VII-88	6 9
034	NORDLAND-V-73-79	4 7
035	NORDLAND-VI-73-79	6 11
036	NORDLAND-VI-89	7 9
037	NORDLAND-VII-89	7 9
038	NORDLAND-VII-74/75	6 9
039	NORDSJØEN-SØR-TEST-89 #)	1 1
040	VØRING-BASSENGET-88	5 5
041	VØRING-BASSENGET-MERLIN-89	5 5
042	VØRING-BASSENGET-WESTERN-89	5 5
043	MØRE-BASSENGET-88	3 3
100	TROMS-HOVEDPAKKE	34
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73	21
102	TROMS-III-83/84	1 14
103	TROMS-III-85	3 13
105	TROMS-I-ØST-77	1 20
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1	1 24
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3	1 23
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2	1 16
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4	1 16
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	1 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 1
212	BJØRNØYA-VEST-86-DIAG	1 13
213	BJØRNØYA-VEST-86-HIGH	1 13
214	BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN	1 12
215	BJØRNØYA-VEST-86-SWATH #)	1 1
216	BJØRNØYA-VEST-87	2 13
300	BARENTSHAVET-SØR-ØST-HOVEDPK	22
301	BARENTSHAVET-SØR-ØST-PAKKE-2	21
302	NORDKAPP-BASS-85-GECO-DIAG	1 20
303	NORDKAPP-BASSENGET-85-NORD	2 20
304	NORDKAPP-BASSENGET-85-GRID	21
305	NORDKAPP-BASSENGET-86-DIAG	1 20
306	NORDKAPP-BASSENGET-86-SØR	1 21
307	NORDKAPP-BASSENGET-86-NORD	14
308	FINNMARK-ØST-86-REGIONAL	19
309	FINNMARK-ØST-86-DIAG	18
310	FINNMARK-ØST-86-GSI	19
312	NORDKAPP-TEST-87 #)	1

2.2.1.5 Frigivning av data og materiale fra sokkelen

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkningsheten på norsk kontinentalsokkel, mottar Oljedirektoratet blant annet kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av borkaks og borekjerner.

Prøver av borkaks tas hver tiende meter gjennom borehullet, og hver tredje meter i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver, som

skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens.

Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjerner i letehull og halvparten av kjerner i produksjonshull. Per 31.12.1990 har Oljedirektoratet lagret 63 362 kjernemateriale fra 702 borehull, 338 857 prøver av vasket borkaks fra 881 hull og 367 024 våtprøver fra 1 035 hull. Dette inkluderer

produksjonshull og materiale fra 80 utenlandske borehull, det meste fra britisk sektor i Nordsjøen, men også fra Svalbard, Andøya, Hopen, Tanzania og Mosambik.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis fem år etter at borehullet er komplett. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke. «Well Data Summary Sheets» (WDSS) publiseres årlig og gir en oversikt over borehull som blir fem år i kalenderåret. Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er frigitt og hvilke kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige borehull. Videre gis en del tekniske data og testresultater, samt en samlelogg med litologibeskrivelse for hvert borehull i målestokk 1:4000.

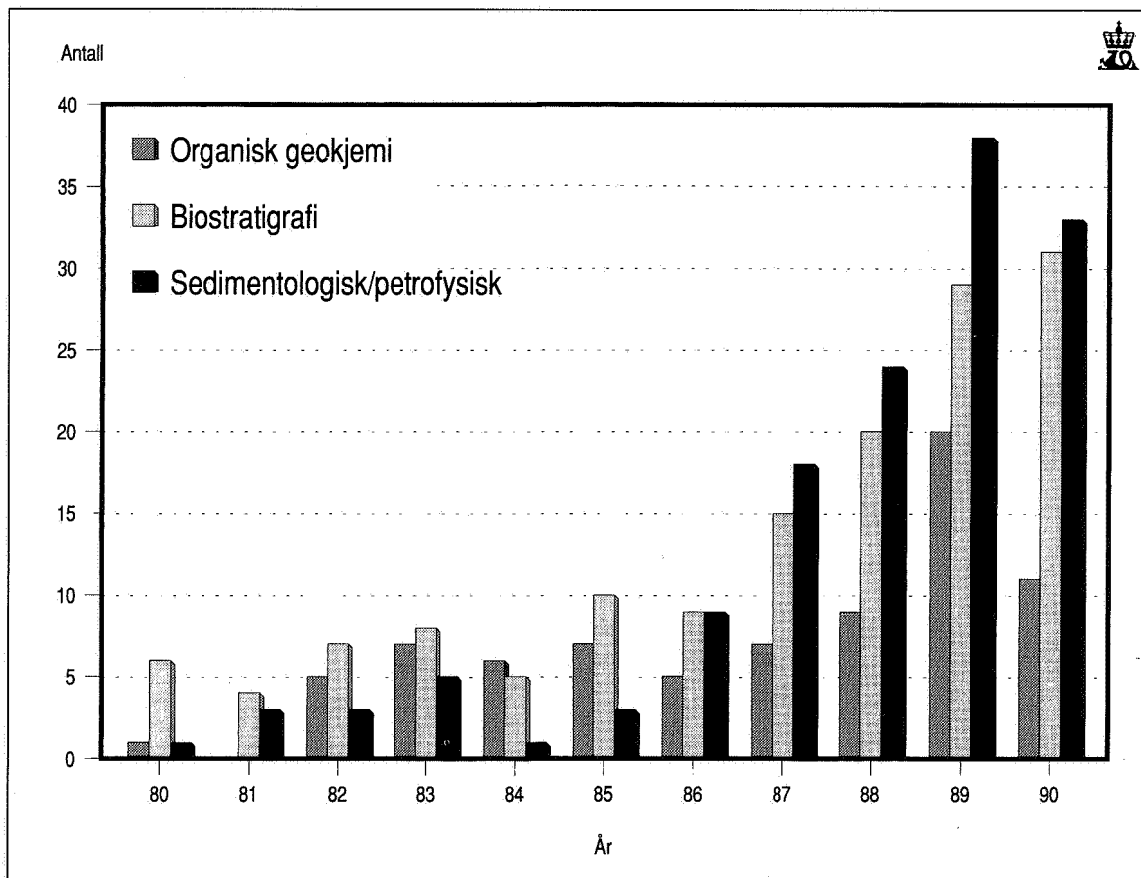
I tillegg til WDSS har Oljedirektoratet to publikasjonsserier; «Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells» og «Borehole List, Exploration Drilling». Begge er årlige publikasjoner. Listen med utvinningstillatelser inneholder en oversikt over hver utvinningstillatelse på norsk sokkel; tillatelsens nummer, tildelingsdato, operatør, tildelt areal, nåværende areal, partnere og andeler, geografiske

koordinatpunkter for arealet på utvinningstillatelsen, en del data om hvert borehull boret i utvinningstillatelsen og et kart over hvert område i utvinningstillatelsen med borehullene plottet inn. I tillegg finnes en del historiske data og lister og tabeller fra boreaktiviteten. Borehullslisten er en utvidet versjon av Oljedirektoratets tidligere borehullsliste. Letehullene er her presentert i fem forskjellige sorteringer. Sorteringene er borehullsnummer, påbegynnelsesdato, avslutningsdato, operatør og utvinningstillatelsen.

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borkaks og våtprøver, og i spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale fra disse til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også femårsregelen for frigivning. Figur 2.2.1.5.a viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi og sedimentologi og petrofysikk.

Fra 1986 til 1989 har antall søknader om frigivning av materiale, og følgelig antall undersøkelser basert på frigitt materiale, vist en stor økning. I 1990 har imidlertid antallet organisk geokjemisk og sedimen-

Fig. 2.2.1.5.a
Søknader om prøvemateriale fordelt på fagområder



tologiske/petrofysiske søknader avtatt med 24 % i forhold til året før, mens antallet søknader for biostratigrafiske undersøkelser viser fortsatt økning.

Figur 2.2.1.5.a viser at undersøkelser basert på organisk geokjemi, utgjør et mindretall av prosjekter som Oljedirektoratet har frigitt materiale til. Imidlertid står dette fagområdet for størst mengde materiale som ble frigitt i løpet av 1986–1990.

Figur 2.2.1.5.b viser et oversiktskart med angivelser av hvilke blokker det er frigitt seismiske data fra i Nordsjøen. Frigivningspraksisen for seismiske data er for tiden under revisjon og vil bli nærmere redegjort for i årsberetningen for 1991.

2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

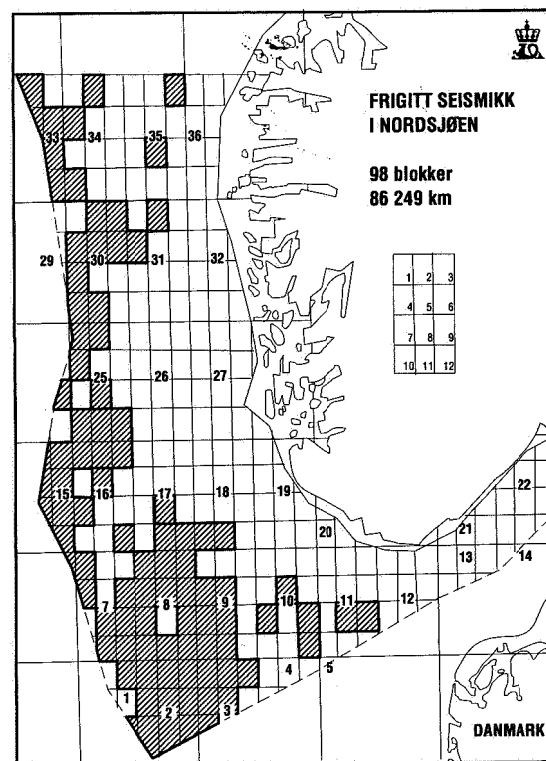
Per 31.12.1990 er det gitt i alt 279 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinental-sokkel. Som det fremgår av tabell 2.2.1.6, er det i 1990 gitt syv slike tillatelser, en utstedt av Oljedirektoratet i Stavanger og seks av Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

2.2.2 Leteboring

Ved årsskiftet 1989–1990 var ni letehull under boring. Av disse er fire avsluttet, ett er oppgitt og fire er suspendert i 1990. I 1990 er det påbegynt 36 nye letehull, fordelt på 26 undersøkelseshull og ti avgrensningshull.

Borevirkksomheten i 1990 har vært fordelt med 27 borehull i Nordsjøen, åtte utenfor Midt-Norge og ett i Barentshavet. I tillegg er ti suspenderte letehull gjenåpnet i løpet av året. 25 letehull er avsluttet og plugget i løpet 1990, ni er suspendert, ett er oppgitt og ett er omgjort til produksjonshull. Ni letehull var under boring per 31.12.1990. Per 31.12.1990 var det

Fig. 2.2.1.5.b
Blokker der seismiske data er frigitt



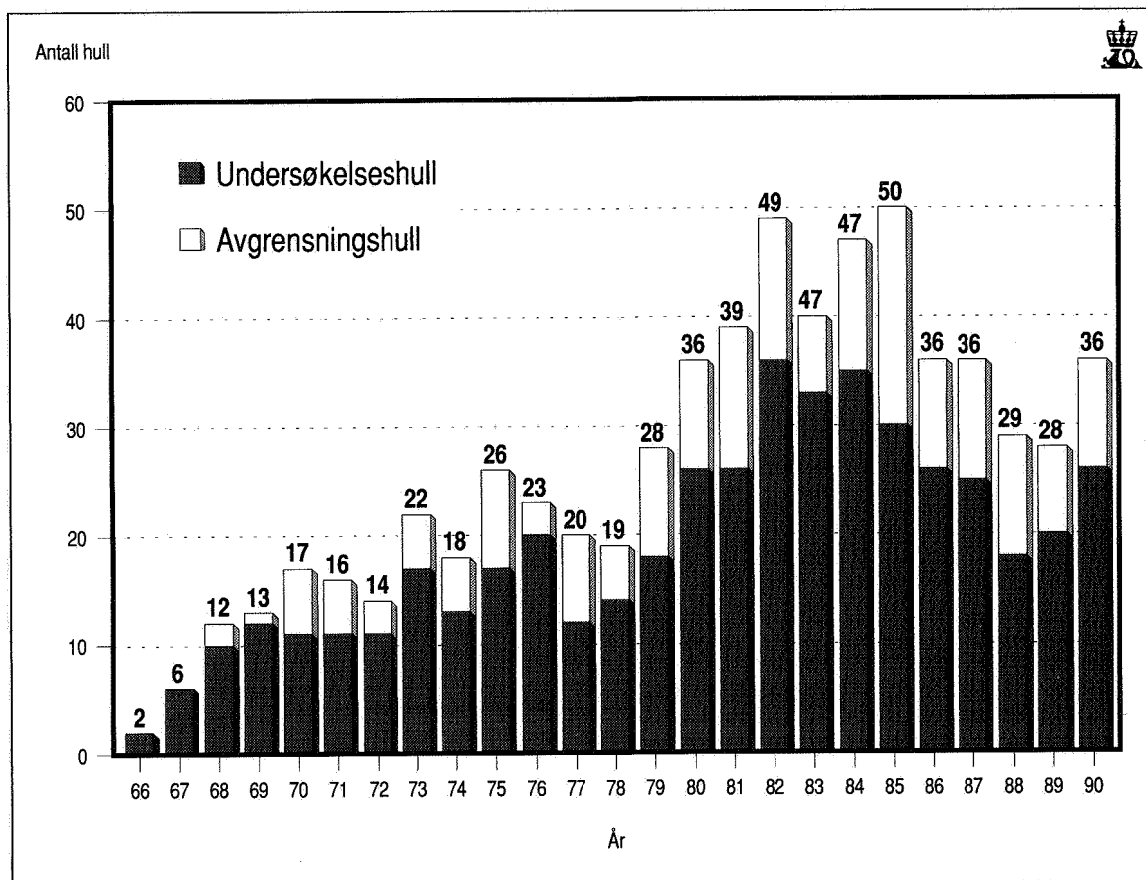
totalt påbegynt 662 letehull på norsk sokkel. De fordeler seg med 475 undersøkelses- og 187 avgrensningshull. Se figur 2.2.2.a. Totalt er 34 letehull midlertidig forlatt på norsk sokkel ved årets slutt.

Tabell 2.2.1.6

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geo-fysikk	Geo-logi	Bio-logi	
257/90	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee Nederland		X		Skagerrak, Norskerenna
17/90-H	Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X	X	Norskehavet Barentshavet
18/90-H	Murmansk Sevmoregeologija USSR	X			Svalbard og tiliggende havområder
19/90-H	Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X	X		Finnmarkskysten og det sørlige Barentshav
20/90-H	P.P. Sjirsjov Institutt for Oceanografi USSR		X		Nordvestlig del av Barentshavet
21/90-H	Norsk Polarinstitutt Oslo	X	X		Vestkysten av Svalbard
22/90-H	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen		X		Vestkysten av Svalbard

Fig. 2.2.2.a
Leteboring på norsk kontinentalsokkel.
Antall letehull påbegynt per år 1966–90



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

1/09-04	25/02-09	30/09-10
1/09-06 S	25/02-13	31/02-16 S
2/04-15 S	25/11-14 S	34/04-07
2/07-20	30/02-01	34/10-05
2/07-21 S	30/03-04	34/10-32 R
2/07-23 S	30/06-16	35/11-04
2/12-02 S	30/06-19	6407/07-03
7/11-10 SR	30/06-21	6407/07-04
15/09-17	30/06-22	6407/09-03
15/12-06 S	30/09-02 R	6407/09-05
25/01-08 SR3	30/09-09	6407/09-06
		6506/12-08

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

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1990 hatt operatøransvaret for 20 av de påbegynte boringene, som tilsvarer 55.6 %. De resterende 16 fordeler seg på Elf, Conoco, BP, Phillips, Esso, Amoco, Mobil og Shell.

Dette går frem av tabell 8.2.c.

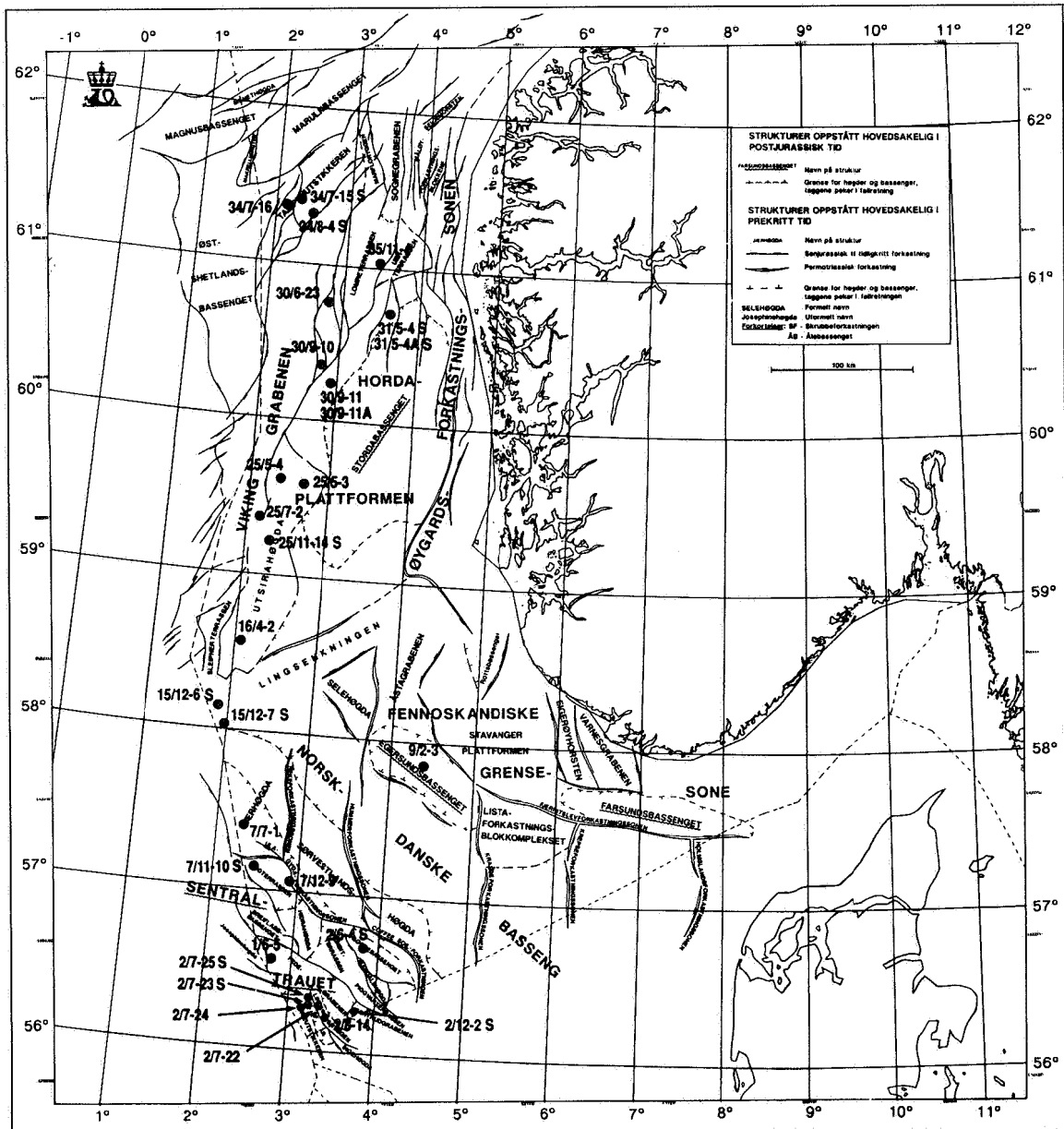
2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Leteaktiviteten i 1990 har for en stor del vært rettet mot sandsteinsprospekter av jura alder. Av de 36 letehull som var påbegynt per 31.12.1990, hadde 29 bergarter av jura alder som hovedprospekt. Andre hovedprospekter var fire i paleocen sand, ett i kritt, ett i trias og to i devon sand. Sekundære prospekter var tre i tertiær, tre i kritt, to i jura, to i trias og ett i perm.

2.2.2.2 Nye funn i 1990

Det ble påbegynt 36 letehull på norsk sokkel i 1990 (Tabell 2.2.2.a). Dette er åtte flere enn i 1989. 26 av

Fig. 2.2.2.b
Letehull boret i 1990 i Nordsjøen



disse er klassifisert som undersøkeshull og ti som avgrensningshull.

15 av de 26 undersøkeshullene ble boret på nye, tidligere uborede prospekter. Ti nye funn ble testet i 1990. 9/2-3 ble påbegynt i 1989, men på grunn av at det ble produksjonstestet i 1990, ble funnet tillagt dette året. Åtte av de 26 undersøkeshullene var tørre, mens ni ikke hadde nådd ned til prospektive lag ved årets slutt.

Når det gjelder leteboringen generelt i 1990, var aktiviteten størst i Nordsjøen med 27 påbegynte

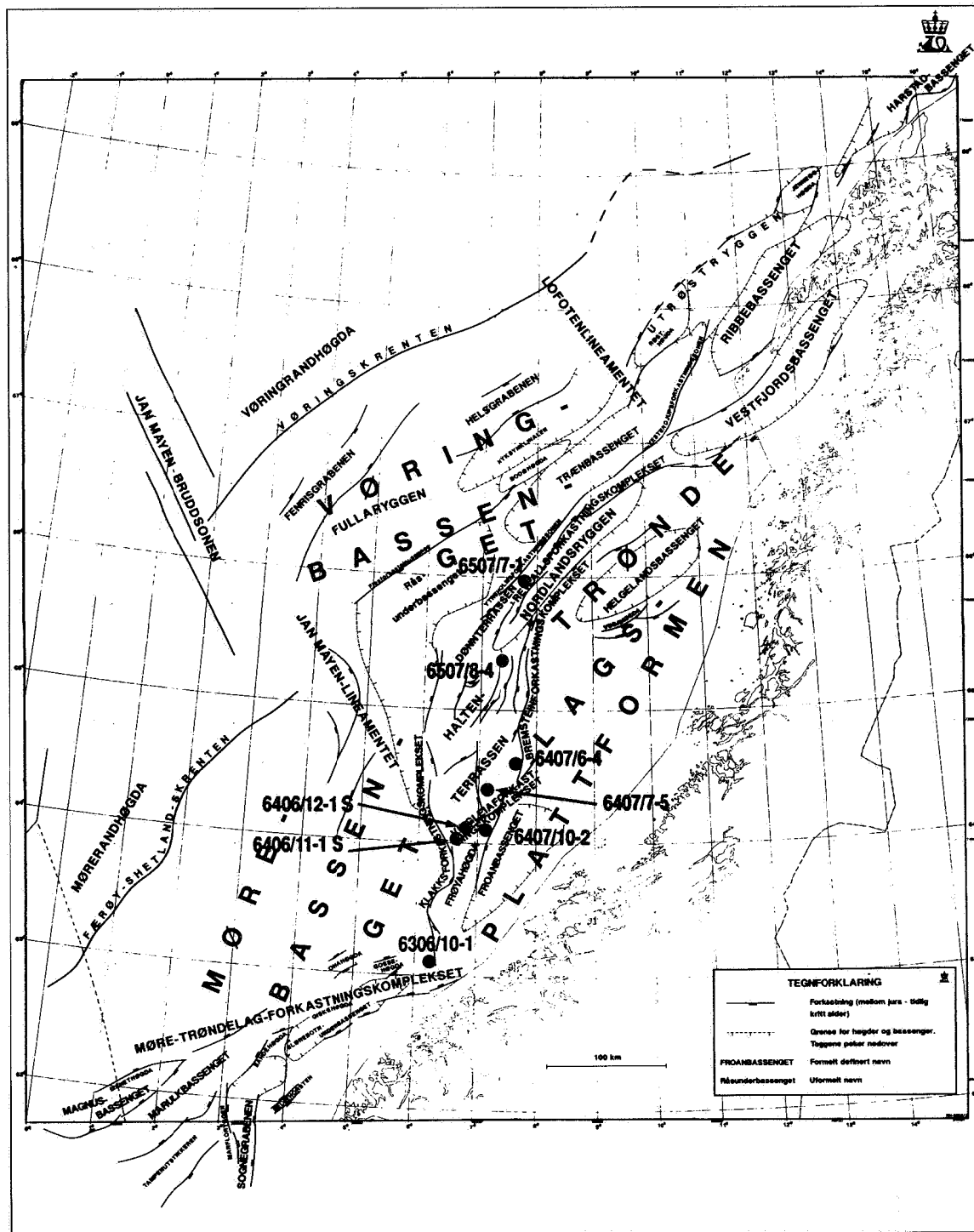
hull. Utenfor Midt-Norge ble det påbegynt åtte hull, mens det i Barentshavet bare var påbegynt ett hull.

Blokk 2/7

BP har som operatør for utvinningstillatelse 145, boret undersøkeshull 2/7-22 på en tidligere uboret struktur vest for Valhall-feltet.

Hullet ble boret ned til 4 727 meter under havoverflaten, og hydrokarboner ble påvist i bergarter av prekritisk alder. Alderen på reservoaret er usikker, men det kan være av trias eller perm alder.

Fig. 2.2.2.c
 Letehull boret i 1990 utenfor Midt-Norge



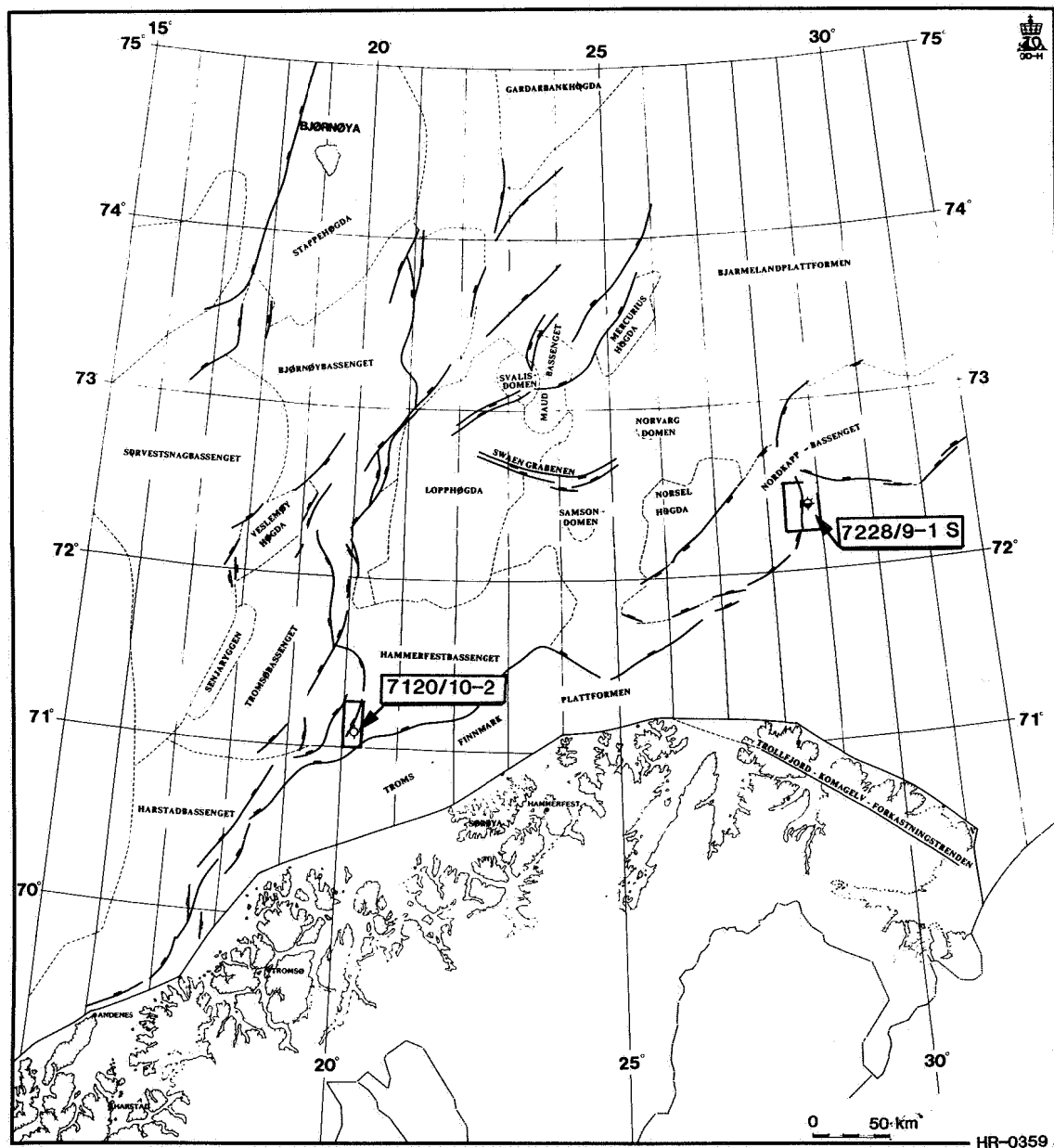
En produksjonstest gav 226 000 Sm³ gass per døgn, 207 Sm³ kondensat per døgn og 334 Sm³ formasjonsvann per døgn gjennom en 12.7 mm duse-åpning. Gassens tetthet er 0.78 relativ til luft og kondensatets tetthet 0.79 g/cm³. Foreløpige ressurs-

anslag indikerer at funnet er for lite til at det vil bli regnet med i Oljedirektoratets ressursregnskap.

Blokk 9/2

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 114,

Fig. 2.2.2.d
Lete hull boret i 1990 i Barentshavet



boret undersøkeshull 9/2-3. Strukturen som ble boret, ligger i den sørvestlige delen av blokken. Hullet ble boret til 3 399 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Under boringen ble det påvist hydrokarboner, og hullet ble produksjonstestet. Hensikten med testen var primært å få avklart om man hadde truffet på residuelle eller bevegelige hydrokarboner, noe som ikke entydig kunne bestemmes fra loggene eller kjernene. De utvinnbare oljeressursene ligger for lavt til at de vil inngå i ressursregnskapet.

Blokk 15/12

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 038, boret undersøkeshull 15/12-6 S. Hullet ble boret på et separat forkastningssegment i den nordvestlige delen av Beta Vest-strukturen sentralt i blokk 15/12. Hullet ble boret til 3 027 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble truffet på hydrokarboner i sandsteiner av senjura alder, og hullet ble produksjonstestet. Høyeste produksjon ble målt til 1 100 Sm³ olje og 67 100 Sm³ gass per døgn gjennom en 15.9 mm dyseåpning. Oljens tett-

Tabell 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede letehull i 1990 (per 31.12.1990)

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

Lete hull	Till nr Utv.till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vanndyp (angitt i KBÈ i meter	Total dyp (meter) Alder på totaldyp
2/07-19 R	262	56 20 18.36	90.01.15	Phillips	Undersøkelseshull	73	4873
	018	03 06 13.61	90.03.14	Ross Isle	Olje	22	Perm
2/11-06 SR	305	56 10 35.50	90.07.19	Amoco	Avgrensningshull	72	4076
	033	03 27 36.72	90.08.13	Kolskaya	Olje	0	
30/06-09 R	339	60 30 03.46	90.05.09	Hydro	Undersøkelseshull	107	3476
	053	02 46 52.62	90.05.12	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Trias
25/01-07 R4	455	59 55 08.28	90.03.30	Elf	Avgrensningshull	101	2722
	024	02 06 09.79	90.04.06	West Vanguard	Gass	22	Kritt
6407/07-02 R	532	64 15 26.39	90.03.07	Hydro	Undersøkelseshull	338	3320
	107	07 10 42.65	90.04.30	Vildkat	Olje	25	
2/04-14 R	593	56 41 05.49	89.05.08	Saga	Undersøkelseshull	68	4734
	146	03 08 43.06	90.04.06	Neddrill Trigon	Suspendert	26	
2/04-14 R2	593	56 41 05.49	90.04.06	Saga	Undersøkelseshull	68	4264
	146	03 08 43.06	90.04.14	Treasure Saga	Oppgitt	26	
2/04-15 S	602	56 40 27.25	89.01.31	Saga	Undersøkelseshull	68	4962
	146	03 08 38.79	90.03.16	Treasure Saga	Suspendert	26	
2/07-21 S	610	56 19 59.63	89.06.21	Phillips	Avgrensningshull	71	5044
	018	03 14 53.75	90.01.09	Ross Isle	Suspendert	22	
34/10-33 CR	614	61 07 34.44	90.02.24	Statoil	Avgrensningshull	134	3753
	050	02 12 57.10	90.04.27	Deepsea Bergen	Olje	23	
25/02-13	617	59 47 37.69	89.09.06	Elf	Avgrensningshull	116	3909
	026	02 27 12.52	90.01.26	West Vanguard	Suspendert	22	Trias
3/07-04	619	56 24 15.60	89.09.20	Shell	Undersøkelseshull	67	3723
	147	04 14 22.24	90.01.23	Hunter	Olje/Gass	25	Perm
6205/03-01	623	62 57 08.62	89.10.24	Hydro	Undersøkelseshull	157	4300
	154	05 56 38.11	90.02.11	Mærsk Jutlander	Suspendert	22	
6205/03-01 R	623	62 57 08.62	90.09.20	Hydro	Undersøkelseshull	157	
	153	05 56 38.11	90.11.30	Mærsk Jutlander		23	
9/02-03	624	57 45 20.20	89.12.04	Statoil	Undersøkelseshull	79	3424
	114	04 22 13.50	90.02.08	Vildkat	Olje	25	Jura
7228/09-01 S	625	72 23 48.36	89.12.22	Hydro	Undersøkelseshull	279	4576
	161	28 43 08.67	90.05.07	Ross Rig	Olje/Gass	23	Paleozoic
7/07-01	626	57 24 56.88	89.12.30	Statoil	Undersøkelseshull	82	3500
	148	02 15 59.74	90.02.20	Deepsea Bergen	Tørt hull	23	Trias
25/05-03	627	59 35 08.01	90.01.27	Elf	Undersøkelseshull	118	2878
	102	02 37 46.94	90.03.14	West Vanguard	Gass/Kondensat	22	
25/07-02	628	59 16 28.59	90.02.08	Conoco	Undersøkelseshull	124	4850
	103	02 12 26.09	90.07.18	Dyvi Stena	Gass/Kondensat	25	M.Jura
2/12-02 S	629	56 13 54.28	90.02.15	Hydro	Undersøkelseshull	70	5757
	113	03 42 16.63	90.09.14	Mærsk Jutlander	Suspendert	22	Pre-Jura.
7/12-09	630	57 04 21.52	90.03.18	BP	Avgrensningshull	70	3820
	019	02 52 56.51	90.05.14	Ross Isle	Olje/Gass	23	
6507/08-04	631	65 23 17.18	90.06.14	Statoil	Undersøkelseshull	354	2560
	124	07 23 59.65	90.08.13	Deepsea Bergen	Olje/Gass	23	Trias
2/06-04 S	632	56 38 59.29	90.04.08	Elf	Undersøkelseshull	55	3617
	008	03 47 23.27	90.06.02	West Vanguard	Tørt hull	22	Perm
6407/10-02	633	64 13 44.34	90.05.03	Hydro	Undersøkelseshull	334	3825
	132	07 16 54.02	90.06.23	Vildkat	Spor av hydrokarb.	25	U.Jura
30/06-23	634	60 40 58.01	90.04.29	Hydro	Avgrensningshull	151	3209
	053	02 55 58.97	90.07.01	Transocean 8	Olje/Gass	23	U.Jura
6507/03-01	635	65 58 29.85	90.05.12	Statoil	Undersøkelseshull	369	4757
	159	07 49 31.52	90.10.26	Ross Rig	Gass/Kondensat	23	U.Jura
2/07-23 S	636	56 19 57.79	90.05.15	Phillips	Avgrensningshull	71	
	018	03 14 53.64	90.11.21	West Delta		29	
2/07-22	637	56 17 46.25	90.05.17	BP	Undersøkelseshull	69	4750
	145	03 09 32.01	90.10.15	Ross Isle	Gass/Kondensat	23	Pre-Kritt
34/07-15 S	638	61 24 38.59	90.05.23	Saga	Undersøkelseshull	306	4646
	089	02 12 53.22	90.09.04	Treasure Saga	Spor av hydrokarb.	26	U.Jura
16/04-02	639	58 35 47.03	90.06.29	Hydro	Undersøkelseshull	93	3117
	087	02 01 48.03	90.07.29	Vildkat	Tørt hull	25	Jura
34/07-16	640	61 23 13.05	90.06.27	Saga	Undersøkelseshull	287	2700
	089	02 06 59.13	90.08.13	Scarabeo 5	Susp. etter 9 5/8"	25	
34/07-16 R	640	61 23 13.05	90.09.04	Saga	Undersøkelseshull	287	2980
	089	02 06 59.13	90.10.15	Treasure Saga	Olje	25	Trias
7/11-10 S	641	57 07 12.51	90.07.05	Hydro	Avgrensningshull	78	4566
	070	02 29 10.56	90.09.10	Transocean 8	Suspendert	23	

Lete hull	Till nr Utv.till.	Posisjon nord øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vanddyb (angitt i KBE i meter	Total dyp (meter) Alder på totaldyp
7/11-10 SR	641	57 07 12.51	90.09.25	Hydro	Avgrensningshull	78	4566
	070	02 29 10.56	90.10.24	Vildkat	Ssuspendet. Olje	25	
35/11-04	642	61 01 59.93	90.08.18	Mobil	Undersøkelseshull	355	
	090	03 32 53.58	90.12.29	Yatzy		17	
7120/10-02	643	71 05 34.80	90.07.20	Esso	Undersøkelseshull	186	2500
	098	20 14 28.31	90.09.05	Byford Dolphin	Tørt hull	25	Jura
15/12-06 S	644	58 04 40.30	90.08.19	Statoil	Undersøkelseshull	84	3050
	038	01 53 25.41	90.11.04	Deepsea Bergen	Suspendert. Olje	23	Trias
1/06-05	645	56 32 21.57	90.07.20	Conoco	Undersøkelseshull	70	1855
	144	02 48 04.77	90.09.02	Dyvi Stena	Spor av hydrokarb.	25	Perm
30/09-10	646	60 23 23.20	90.07.31	Hydro	Undersøkelseshull	95	3649
	104	02 47 13.16	90.09.21	Vildkat	Suspendert. Olje	25	U.Jura
2/08-14	647	56 15 48.93	90.08.14	Amoco	Undersøkelseshull	67	
	006	03 21 23.11	00.00.00	West Vanguard		22	
25/11-14 S	648	59 11 17.31	90.09.13	Esso	Avgrensningshull	127	
	001	02 22 11.64	90.12.31	Byford Dolphin		25	
6306/10-01	649	63 09 26.32	90.09.07	Shell	Undersøkelseshull	83	
	155	06 19 41.45	90.12.17	Dyvi Stena		25	
31/05-04 S	650	60 43 16.19	90.09.13	Hydro	Avgrensningshull	317	
	085	03 33 43.06	90.10.10	Transocean 8		23	
6406/11-01 S	651	64 02 46.02	90.10.19	Saga	Undersøkelseshull	315	
	156	06 36 14.16	00.00.00	Treasure Saga		25	
30/09-11	652	60 19 27.89	90.10.27	Hydro	Undersøkelseshull	108	
	104	02 55 44.00	90.11.19	Vildkat		25	
2/07-24	653	56 18 33.00	90.11.07	Phillips	Undersøkelseshull		
	018	03 19 23.56	00.00.00	Ross Isle		22	
6407/06-04	654	64 37 36.77	90.10.31	Mobil	Undersøkelseshull		
	092	07 40 56.25	90.12.13	Ross Rig		25	
15/12-07 S	655	58 00 49.93	90.11.06	Statoil	Undersøkelseshull		
	116	01 58 35.54	00.00.00	Deepsea Bergen		23	
31/05-04 AS	656	60 43 16.19	90.10.10	Hydro	Avgrensningshull	317	
	085	03 33 43.06	90.12.13	Transocean 8		25	
30/09-11 A	658	60 19 27.89	90.11.19	Hydro	Avgrensningshull	108	
	104	02 55 44.00	90.12.29	Vildkat		25	
2/07-25 S	657	56 19 59.69	90.11.29	Phillips	Avgrensningshull	68	
	018	03 14 53.90	00.00.00	West Delta		20	
34/08-04 S	659	61 19 29.35	90.12.06	Hydro	Undersøkelseshull	309	
	120	02 25 19.14	00.00.00	Mærsk Jutlander		23	
6406/12-01 S	662	64 04 11.14	90.12.15	Statoil	Undersøkelseshull	330	
	157	06 43 56.91	00.00.00	Ross Rig		23	
6407/07-05	660	64 18 24.56	90.12.17	Hydro	Avgrensningshull	327	
	107	07 10 51.42	00.00.00	Transocean 8		24	
25/05-04	661	59 36 33.22	90.12.22	Elf	Undersøkelseshull	123	
	102	02 28 32.07	00.00.00	Dyvi Stena		25	

het ble målt til 0.85 g/cm³. Evaluering av funnet pågår, og det er ennå for tidlig å si noe sikkert om funnets størrelse. Det er imidlertid på det rene at resultatet av boringen og testen ikke svarte til de forventningene man hadde før boringen.

Blokk 25/5

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 102, boret undersøkelseshull 25/5-3. Strukturen det ble boret på, ligger ca 15 km øst-sørøst for Frøy. Hullet ble boret til 2 878 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder. Under boringen ble det påvist hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder og hullet ble produksjonstestet. Høyeste produksjon ble målt til 585 000 Sm³ gass og 115 Sm³ kondensat per døgn gjennom en 15.6 mm dyseåpning. Kondensatets tetthet er 0.7 g/cm³. Funnet

har bidratt til økte ressurser i blokken og er oppmuntrende med tanke på videre funnmuligheter i gjenværende prospekter.

Blokk 25/7

Conoco har som operatør for utvinningstillatelse 103, boret undersøkelseshull 25/7-2. Hullet ble boret til 4 812 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av mellomjura alder. Det ble truffet på hydrokarboner i sandsteiner av senjura alder og hullet ble produksjonstestet. Høyeste produksjon ble målt til 255 000 Sm³ gass og 230 Sm³ kondensat per døgn gjennom en 15.9 mm dyseåpning. Tettheten til kondensatet ble målt til 0.77 g/cm³. Resultatet av boringen betraktes som positivt idet letemodellen for blokken ble testet og bekreftet. Undersøkelsene viste imidlertid at reservoarkvaliteten i området nær

hullet er dårlig med henblikk på produksjon. Evaluering av funnet pågår, og det er for tidlig å si noe sikkert om funnets størrelse.

Blokk 30/9

I utvinningstillatelse 104 har Hydro boret undersøkelseshull 30/9-10. Strukturen det ble boret på, ligger sør for Oseberg-feltet, sentralt i blokk 30/9. Hullet ble boret til 3 624 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Ved boringen ble det påvist hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder, og hullet ble produksjonstestet. Høyeste produksjon ble målt til 970 Sm³ olje og 77 600 Sm³ gass per døgn gjennom en 19.1 mm dyseåpning. Oljens tetthet ble målt til 0.866 g/cm³. Hullet ble midlertidig plagget med tanke på fremtidig produksjon eller injeksjon. Funnet er under evaluering, og det er på det rene at funnet fører til en økning i ressursene i Oseberg-området.

Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret undersøkelseshull 34/7-16 på en struktur sør for Snorre-feltet. Det ble boret til et totaldyp av 2 980 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist olje i bergarter av jura alder, og to produksjonstester ble utført. Høyeste produksjonsrate ble målt til 1 300 Sm³ olje per døgn med en dyseåpning på 12.7 mm og et gass/oljeforhold på 47. Oljens tetthet ble målt til 0.836 g/cm³. Dette vurderes til å være et betydelig oljefunn i en allerede meget viktig oljeprovins. Det skal i 1991 bores to nye hull på utstrekningen av samme struktur for å avklare størrelsen på funnet.

Blokk 6306/10

Norske Shell har som operatør for utvinningstillatelse 155, boret undersøkelseshull 6306/10-1. Dette er det andre hullet som er boret i området Møre I. Det ble her boret til et totaldyp av 3 161 meter under havnivå og avsluttet i grunnfjell. Det ble utført to produksjonstester, men det viste seg at kun små mengder av gass og olje lot seg produsere på grunn av tette reservoarbergarter. En er likevel optimistisk med tanke på videre leteboring i dette området. Norske Shell har nå planer om en stor seismisk undersøkelse i denne blokken.

Blokk 6507/3

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 159, boret undersøkelseshull 6507/3-1 på en struktur nord i blokken. Det ble boret til et totaldyp av 4 734 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble påvist hydrokarboner i bergarter av jura alder, og en produksjonstest gav 1.07 x 10⁶ Sm³ gass og 320 Sm³ kondensat per døgn med en dyseåpning på 25 mm.

Dette var det første funnet av hydrokarboner og den første produksjonstesten på Nordland II-området. En forventer at denne strukturen strekker seg

inn i tilgrensende blokk i nord, og det vil bli videre utforskning av dette funnet i 1991. Funnet var spesielt positivt da det i dette området hittil bare er boret tørre hull med kun spor av hydrokarboner.

Blokk 6507/8

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 124, boret undersøkelseshull 6507/8-4 på en struktur rett nordøst for Heidrun-feltet. Det ble boret til et totaldyp av 2 560 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble påvist hydrokarboner i bergarter av jura alder, og det ble utført fire produksjonstester. Høyeste produksjonsrate ble målt til 1 700 Sm³ olje og 770 000 Sm³ gass per døgn med dyseåpninger på 25 mm og 16 mm. Tettheten ble målt til 0.908 g/cm³ for olje og 0.648 g/cm³ for gass. En ser optimistisk på dette funnet av olje og gass som også skal utforskes nærmere i 1991.

2.2.2.3 Nærmere beskrivelse av de resterende boringene

Blokk 1/6

Conoco har som operatør for utvinningstillatelse 144, boret undersøkelseshull 1/6-5 på en tidligere uboret struktur i den sørlige delen av blokken, ca 15 km sørvest for Albuskjell-feltet.

Hullet ble boret ned til 1 829 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av permisk alder. Spor av hydrokarboner ble påvist i bergarter av antatt paleocen alder, men en produksjonstest i intervallet resulterte kun i produksjon av formsjonsvann. Gjennomsnittlig produksjonsrate ble målt til 209 Sm³ saltvann per døgn gjennom en 9.55 mm dyseåpning.

Blokk 2/4

Sagas brønn, 2/4-14, ble brakt under kontroll ved hjelp av avlastningsbrønnen 2/4-15 S den 12. desember i 1989. Arbeidet med å få brakt 2/4-14 under kontroll, hadde da pågått i nesten 11 måneder. Arbeidet med å plugge brønnen på en forsvarlig måte pågikk de første vintermånedene i 1990. Både 2/4-14 og 2/4-15 er nå plagget permanent tilbake og forlatt.

Saga har med jevne mellomrom foretatt grunnseismisk kartlegging i det aktuelle området for å få et bilde av utbredelsen av gass i grunne sandlag. Sandlagene fungerte som mottaker av hydrokarboner under undergrunnsutblåsningen. Den grunnseismiske kartleggingen er også viktig med tanke på nye boringer i blokken.

Blokk 2/6

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 008, boret undersøkelseshull 2/6-4 S på en tidligere uboret struktur sentralt i blokken. Hullet ble boret til 3 562 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av permisk alder. Boringen påviste ikke hydrokarboner.

Blokk 2/7

Phillips har som operatør for utvinningstillatelse 018, testet undersøkelseshull 2/7-19 R som ble midlertidig plugget og forlatt i 1981.

2/7-19 R er det eneste hullet som er boret på strukturen, og produksjonstesten ble gjennomført i sandsteiner av pre-kritt alder. Maksimum produksjon ble målt til 34.8 Sm³ olje per døgn og 15 631 Sm³ gass per døgn gjennom en 11.9 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet er 449 Sm³/Sm³. Oljens egenvekt er 0.807 g/cm³ og gassens tetthet 0.82 relativ til luft.

De lave produksjonsratene indikerer at reservoaret er relativt tett, men store problemer med tap av borevæske til formasjonen under boring kan også ha ført til reduserte produksjonsegenskaper. Strukturen vurderes fremdeles som interessant.

Som operatør for utvinningstillatelse 018, borer Phillips undersøkelseshullet 2/7-24 på et prospekt som ligger sør i blokkene 2/7 og 2/8. Ved årsskiftet var forventet reservoar ikke nådd.

2/7-21 S, 2/7-23 S, 2/7-25 S: avgrensningshull på Embla-feltet

Phillips har som operatør for utvinningstillatelse 018, foretatt avgrensningboring på Embla-feltet sør for Eldfisk-feltet. Plan for utbygging og drift (PUD) for feltet ble godkjent i desember 1990. Alderen på reservoaret er usikker, men antas å være eldre enn jura (trias?). De to avgrensningboringene som er avsluttet i 1990, har ikke ført til endring av ressursanslagene.

Avgrensningshull 2/7-21 S ble boret til 4 713 meter under havoverflaten i sørlig retning. Boringen var en positiv avgrensning, og tre produksjonstester ble gjennomført. Høyeste produksjon ble målt til 1 236 Sm³ olje per døgn og 447 140 Sm³ gass per døgn gjennom en 19.1 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet er 362 Sm³/Sm³. Oljens egenvekt er 0.808 g/cm³ og gassens tetthet 0.76 relativ til luft.

2/7-23 S ble boret for å avgrense Embla-feltet i nordlig retning, og ble boret til 4 436 meter under havoverflaten. Hydrokarboner ble påvist, men hullet ble ikke testet på grunn av tekniske problemer. Hullet vil på et senere tidspunkt bli sideboret slik at en produksjonstest skal kunne gjennomføres.

2/7-25 S blir boret for å avgrense Embla-feltet i sørøstlig retning. Hullet hadde ved årsskiftet ikke nådd forventet reservoarnivå.

Blokk 2/8

Amoco, som operatør i utvinningstillatelse 006, borer undersøkelseshull 2/8-14 på samme prospekt som 2/7-24 bores på. Ved årsskiftet var boringen ikke avsluttet.

Blokk 2/12

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 113, boret undersøkelseshull 2/12-2 S. Hullet ble boret vest på Mjølner-feltet som ligger på grenselinjen

mellom norsk og dansk sokkel. På dansk side kalles feltet Gert.

Hullet ble boret ned til 5 313 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av prejura alder. 2/12-2 S inneholdt kun spor av hydrokarboner i bergarter av tidlig kritt alder og ble derfor ikke testet. Resultatet av boringen har redusert ressursanslagene for Mjølner.

Blokk 7/7

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 148, boret 7/7-1. Hullet ble boret på et tidligere uboret prospekt. Hullet ble boret ned til 3 477 meter under havoverflaten, og ble avsluttet i bergarter av trias alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner.

Blokk 7/11

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 070, boret avgrensningshull 7/11-10 SR på Mime-feltet som ligger nord for Cod-feltet.

Hullet ble boret ned til 4 227 meter under havoverflaten, og ble avsluttet i bergarter av trias alder. Hydrokarboner ble påvist i bergarter av jura alder. En produksjonstest ble gjennomført der 560 Sm³ olje per døgn med 106 500 Sm³ gass per døgn ble produsert gjennom en 12.7 mm dyseåpning. Oljens egenvekt er 0.82 g/cm³ og gassens tetthet 0.77 relativt til luft. Gass/oljeforholdet er 190 Sm³/Sm³. Hullet blir nå langtidstestet med produksjon til Cod-innretningen.

Blokk 7/12

BP har som operatør for utvinningstillatelse 019, boret avgrensningshull 7/12-9 i den sørlige delen av Ula-feltet. Hullet ble boret ned til 3 798 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av trias alder.

Olje ble påvist i sandsteiner av senjura alder. En produksjonstest og en vanninjeksjonstest ble gjennomført. Under produksjonstesten ble det produsert 149 Sm³ olje per døgn og 12 225 Sm³ gass per døgn gjennom en 12.7 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet ble målt til 87 Sm³/Sm³. Oljens egenvekt var mellom 0.821 og 0.825 g/cm³, og gassens tetthet mellom 0.90 og 0.93 relativ til luft. Injeksjonsraten av vann var 2 067 Sm³ per døgn. Resultatet av boringen har ført til en oppjustering av reservene på Ula-feltet.

Blokk 15/12

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 116, boret undersøkelseshullet 15/12-7 S. Hensikten med hullet var å teste hydrokarbonpotensialet i en struktur sørøst i blokken. Hullet ble boret til et dyp av 3 529 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av trias alder uten at det ble påtruffet hydrokarboner.

Blokk 16/4

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 087, boret undersøkelseshull 16/4-2. Hullet ble boret på en struktur i den vestlige delen av blokken. Hullet ble boret til 3 092 meter under havoverflaten. Det ble ikke påvist hydrokarboner ved denne boringen, og hullet ble permanent plugget og forlatt.

Blokk 25/11

Esso har som operatør for utvinningstillatelse 001, boret avgrensningshull 25/11-14 S på Balder-feltet. Hullet vil i løpet av våren 1991 bli langtidslestet.

Blokk 30/6

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 053, boret avgrensningshull 30/6-23. Hullet ble boret i den sørlige delen av Beta-strukturen, nordøst i blokken. Denne delen av Beta ble påvist i 1981 ved undersøkelseshull 30/6-5, men ble ikke testet på grunn av tilstedeværelse av H₂S. Under boringen av den grunne seksjonen oppstod en mindre gassutblåsing. Situasjonen ble imidlertid raskt brakt under kontroll. Grunnseismikken gav ingen forvarsel om tilstedeværelse av grunn gass.

Hullet ble boret til 3 186 meter under havoverflaten og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Resultatet fra boringen samsvarte godt med det som var prognosert. Hydrokarboner ble påvist i sandsteiner av mellomjura alder, og tre produksjonstester ble utført. Høyeste produksjon ble målt til 1 575 Sm³ olje og 74 250 Sm³ gass per døgn gjennom en 25.4 mm dyseåpning. Oljens tetthet var 0.84 g/cm³. Mengden H₂S ble målt til 4-5 ppm. Boringen har fremskaffet ny og viktig informasjon om reservoarer i denne delen av Beta-strukturen. Videre vil boringen danne grunnlag for mer sikre ressursanslag. Hullet ble midlertidig plugget med tanke på en mulig fremtidig langtidslestet.

Blokk 30/9

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 104, boret undersøkelseshull 30/9-11 og avgrensningshull 30/9-11 A. 30/9-11 ble boret på en struktur sørøst for Oseberg-feltet. Boringer ble avsluttet i bergarter i tidligjura alder på et dyp 2 545 meter under havoverflaten uten at det ble påvist hydrokarboner. Hullet ble deretter plugget tilbake til 910 meter. Ut fra dette dypet startet boringen av 30/9-11 A. Hensikten med dette hullet var å teste hydrokarbonpotensialet i en struktur vest for hull 30/9-11. 30/9-11 A ble boret til 2 710 meter under havoverflaten og ble avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 31/5

Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 085, boret det andre horisontalhullet på Troll Vest, 31/5-4 AS. Hovedformålet med hullet er å utføre en lang-

tidstest i den 13 meter høye oljesonen i Fensfjordformasjonen av senjura alder. Hullet vil inngå som en del av TOGI-prosjektet. Lengden på horisontalseksjonen er ca 800 meter. Hullet benyttes nå til testproduksjon fra den tynne oljesonen på Troll Vest.

Blokk 34/7

Saga Petroleum har som operatør for utvinningstillatelse 089, boret undersøkelseshull 34/7-15 S på en struktur øst for hovedforkastningen. Det ble skråboret til et vertikalt dyp på 4 299 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner og hullet ble ikke testet.

Blokk 35/11

Mobil er som operatør for utvinningstillatelse 090, i gang med å bore undersøkelseshull 35/11-4 på en struktur helt sør i blokk 35/11. Hullet har nådd bergarter av andre jura alder, og det er påvist soner med hydrokarboner som senere skal produksjonstestes.

Blokk 6205/3

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 154, boret det første undersøkelseshullet i området Møre I. Hullet ble boret i to stadier, først som 6205/3-1 frem til 15. februar, da det ble midlertidig forlatt. I perioden 15. februar til 1. juni er det satt forbud mot å bore i dette området. Hullet ble gjenåpnet på høsten som 6205/3-1 R, og det ble boret til et totaldyp av 5 241 meter under havnivå og avsluttet i bergarter som var vanskelig å datere, men som en antar er av jura alder. Hullet ble plassert i den nordøstlige delen av strukturen. Det ble utført en produksjonstest, men det viste seg da at de påviste hydrokarboner ikke lot seg produsere på grunn av tett reservoarbergart. En er likevel optimistisk med tanke på videre leteboring i dette området.

Blokk 6406/11

Saga Petroleum er som operatør for utvinningstillatelse 156, i gang med å bore det første undersøkelseshullet, 6406/11-1 S, på en struktur i den sørøstlige delen av blokken. Hullet skal utforske potensialet for hydrokarboner i sandsteiner av mellomjura alder.

Blokk 6407/6

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 121 (blokk 6407/5), boret undersøkelseshull 6407/6-4 på den sørøstlige utstrekningen av Mikkell-strukturen. Hullet ble tillatt plassert i naboblokken 6407/6 der Statoil er operatør, og det ble boret til 3 101 meter under havnivå og avsluttet i bergarter av tidligjura alder. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner, og hullet ble ikke testet.

Blokk 6407/10

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 132, boret undersøkelseshull 6407/10-2 like sørøst for Njord-feltet. Hullet ble boret på en separat struktur og avsluttet i bergarter av tidligjura alder på dyp 3 800 meter. Det ble kun påvist mindre spor av hydrokarboner, og hullet ble ikke testet.

Blokk 7228/9

Norsk Hydro har som operatør for utvinningstillatelse 161, boret undersøkelseshull 7228/9-1 S på en struktur like øst for Nordkappbassenget. Det ble kun påvist spor av olje og gass i sandsteiner av jura og trias alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7120/10

Esso har som operatør for utvinningstillatelse 098, boret undersøkelseshull 7120/10-2. Utvinningstillatelsen ble tildelt i 8. konsesjonsrunde. Blokken ligger sør i Hammerfestbassenget, og hullet ble boret for å teste sandsteiner i en vifte av kritt alder. Det ble ikke påvist hydrokarboner.

2.2.2.4 Svalbard

Det har i 1990 ikke vært boret etter petroleumsforekomster på Svalbard. Norsk Hydro, i samarbeid med Store Norske Spitsbergen Kullkompani, har imidlertid mobilisert boreinnretning og utstyr for å starte boring i Reindalen i januar 1991. Figur 2.2.2.4 viser borelokalitetene på Svalbard, og tabell 2.2.2.4 viser boretillatelsene som er gitt på Svalbard i forbindelse med boring etter olje og gass.

2.3 FELT UNDER VURDERING**2.3.1 Nordsjøen****Ekofisk-området****Mjølner**

Mjølner ligger i blokk 2/12 i utvinningstillatelse 113, som ble tildelt i 1985. Norsk Hydro er operatør. Feltet ligger på grenselinjen mellom norsk og dansk sokkel. Det er ikke forhandlet om ressursfordeling mellom norsk og dansk side. Utbyggingsløsning er heller ikke bestemt.

Sørøst-Tor

Feltet ligger i blokk 2/5 i utvinningstillatelse 06, som ble tildelt i 1965. Amoco er operatør i utvinningstillatelsen. Oljedirektoratet anslår utvinnbare oljeresurser til 2-3 x 10⁶ Sm³, og gassressurser til ca 2 x 10⁹ Sm³. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

Trym

Feltet ble påvist gjennom boringen av brønn 3/7-4 og ligger i utvinningstillatelse 147. Shell er operatør. Feltet, som er et gass-kondensatfelt, strekker seg inn på dansk sokkel. Utbyggingsløsning er ikke bestemt.

Felt omkring Ula

Blokk 1/3 er naboblokken til Gyda-feltet mot vest, med Elf som operatør. Det er påvist et mindre oljefunn som trolig strekker seg inn i blokk 2/1. Det er ikke forbindelse mellom Gyda-feltet og 1/3-3-strukturen.

Blokk 2/2 er naboblokken til Gyda mot øst, med Saga som operatør. Det er også her påvist et lite oljefunn. Vanddypet er svært moderat, 60 meter.

I blokk 7/8 nordvest for Ula, med Conoco som operatør, er det også påvist et mindre oljefelt.

En eventuell utbygging av disse mindre funnene bør vurderes i sammenheng med utbygging av infrastrukturen i området.

I blokk 7/11 mellom Cod og Ula har Hydro gjort et oljefunn, Mime. Hydro søkte i juni 1989 om å få gjennomføre testproduksjon på feltet. Tillatelse ble gitt av Olje- og energidepartementet i august 1989. Testproduksjonen startet i oktober 1990 og vil vare i 1 1/2 år, eventuelt til 0.21 x 10⁶ Sm³ olje er produsert. Det skal produseres fra en brønn, og brønnstrømmen overføres til innretningen på Cod for prosessering i testseparatoren. Oljen og gassen blandes med olje og gass fra Cod-produksjonen og overføres til Ekofisk-feltet for ferdigprosessering.

Sleipner-området

Operatøren for utvinningstillatelsen 046 har i annen halvdel av 1990 søkt om å få bygge ut Sleipner satellitt-feltet 15/9-Theta, som er i trykkommunikasjon med Sleipner Øst. Operatøren planlegger å drenere feltet med en enkelt brønn, men ønsker å bruke en havbunnsramme med fire brønnsliiser der de øvrige slisser planlegges brukt til å drenere Theta-Trias, Theta Vest-Heimdal og eventuelt andre satellittfelt.

Det er videre gjort et funn på britisk side av 15/5-blokken som strekker seg inn på norsk sokkel. Operatøren for utvinningstillatelse 048 planlegger å bore strukturen i første halvdel av 1991, som letebrønn 15/5-4. Foreløpige vurderinger av utbyggingsløsninger går i retning av å fase feltet inn mot Sleipner A-innretningen eller mot de britiske innretningene ved Brae eller Miller.

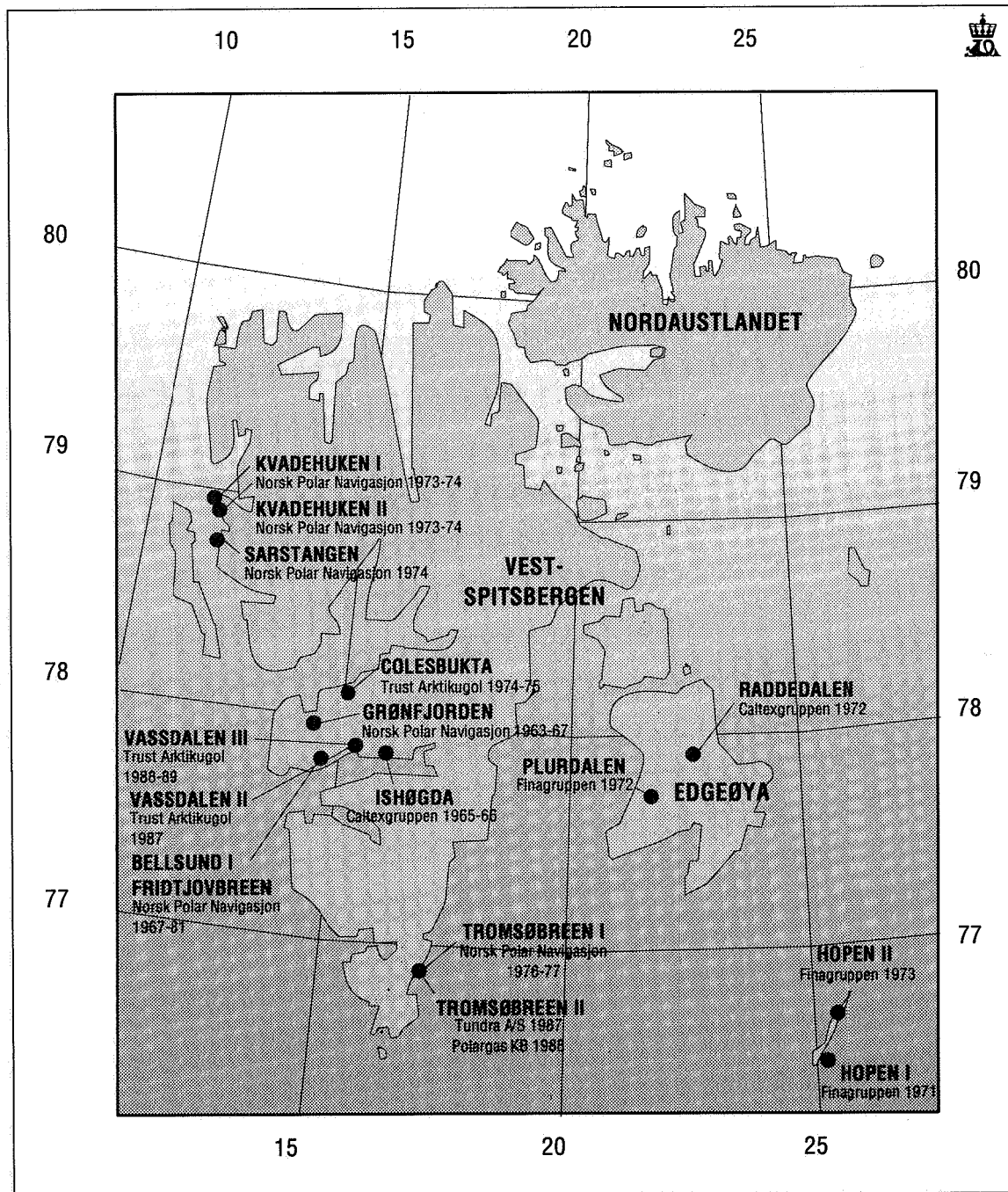
Frigg-området**Balder**

Balder ble påvist i 1974 ved letehull 25/11-5 i sandstein av paleocen alder. Senere er det også påvist hydrokarboner i eocen sand. Feltet ligger i blokk 25/10 og 25/11, utvinningstillatelse 001 og 028 med Esso som operatør.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser er 35 x 10⁶ Sm³ olje.

Esso har i løpet av 1990 boret og testet brønn 25/11-14. Brønningen er midlertidig forlatt før oppstart av testproduksjon med Petrojarl I, første halvår 1991. Resultatene fra denne testen vil avgjøre den videre fremdriften på feltet.

Fig. 2.2.2.4
Borelokaliteter på Svalbard



25/5-3

25/5-3 ligger i blokk 25/5, utvinningstillatelse 102, som ble tildelt i 1985 med Elf som operatør. Funnet ble påvist ved brønn 25/5-3 i 1989 i Brentgruppen, midtre jura sandstein.

Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 9.1×10^9 Sm³ gass og 1.7×10^6 Sm³ kondensat. Dette sammenfaller med Oljedirektoratets tall.

Operatøren har arbeidet med reservoarstudier for

feltet i 1990 og plan for utbygging og drift ventes ultimo 1991. Produksjonsstart kan i så fall forventes ultimo 1994. Sannsynlig utbyggingsløsning vil være en undervannsinnretning koplet direkte opp mot Frigg eller Heimdal, eller indirekte via Frøy.

Frøy

Frøy ble påvist ved brønn 25/2-6, utvinningstillatelse 026, i 1977. Feltet ligger vesentlig i utvinnings-

Tabell 2.2.2.4
Boreaktivitet på Svalbard

Lete hull (lokalitet)	Posisjon nord øst	Påbegynt	Avsluttet	Boretid dager	Operatør Rettighetshaver	Total dybde meter	KB elev. over msl meter
7714/2-1 Grønnfjorden I (Nordenskiöld Land)	77 57 34 14 20 36	09.06.63 13.06.64 26.06.65 26.06.67	05.09.63 26.08.64 08.09.65 12.08.67	287	Norsk Polar Navig Norsk Polar Navig	971.6	7.5
7715/3-1 Ishøgda I (Spitsbergen)	77 50 22 15 58 00	01.08.65	15.03.66	277	Texaco Caltex-gruppen	3304	18
7714/3/1 Bellsund I (Fridtjofsbreen)	77 47 14 46	23.08.67 29.06.68 07.07.69 10.07.74 16.07.75 22.08.80 01.07.81	02.09.67 21.08.68 16.08.69 18.09.74 20.09.75 05.09.80 10.08.81	299*)	Norsk Polar Navig Norsk Polar Navig	405	
7625/7-1 Hopen I (Hopen)	76 26 57 25 01 45	11.08.71	29.09.71	50	Forasol Fina-gruppen	908	9.1
7722/3-1 Raddedalen (Edgeøya)	77 54 10 22 41 50	02.04.72	12.07.72	100	Total Caltex-gruppen	2823	84
7721/6-1 Plurdalen (Edgeøya)	77 44 33 21 50 00	29.06.72	12.10.72	108	Fina Fina-gruppen	2351	144.6
7811/2-1 Kvadehuken I (Brøggerhalvøya)	78 57 03 11 23 33	01.09.72 21.04.73	10.11.72 19.06.73	112	Terratest a/s Norsk Polar Navig	479	
7625/5-1 Hopen II (Hopen)	76 41 15 25 28 00	20.06.73	20.10.73	123	Westburne Int Ltd Fina-gruppen	2840.3	314.7
7811/2-2 Kvadehuken II (Brøggerhalvøya)	78 55 32 11 33 11	13.08.73 22.03.74	19.11.73 16.06.74	186	Terratest a/s Norsk Polar Navig	394	
7811/5-1 Sarstangen (Forlandsrevet)	78 43 36 11 28 40	15.08.74	01.12.74	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig	1113.5	5
7815/10-1 Colesbukta (Nordenskiöld Land)	78 07 15 02	13.11.74	01.12.75	373	Trust Arktikugol	3180	12
7617/1-1 Tromsøbreen I (Haketangen)	76 52 30 17 05 30	11.09.76 13.06.77	22.09.76 19.09.77	109	Terratest a/s Norsk Polar Navig	990	6.7
7617/1-2 Tromsøbreen II (Haketangen)	76 52 31 17 05 38	20.07.87 13.06.88	30.10.87 24.08.88	175	Deutag Tundra A/S	2337	6.7
7715/1-1 Vassdalen II (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	22.01.85	1)		Trust Arktikugol	2481	15.13
7715/1-2 Vassdalen III (Van Mijenfjorden)	77 49 57 15 11 15	30.03.88	01.11.89		Trust Arktikugol	2352	15.13

1) Boringen ble avsluttet grunnet boretekniske problemer.

tillatelse 102, som ble tildelt i 9. konsesjonsrunde, med Elf som operatør. Etter boring av 25/5-1 i 1987, ble det påvist hydrokarboner i Sleipner-formasjonen.

Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 16.5×10^6 Sm³ olje, 1.4×10^6 Sm³ NGL og 3.5×10^9 Sm³ gass. Oljedirektoratet arbeider med en oppdatering av ressursanslagene på feltet.

Operatøren har lagt frem drivverdighetserklæring i 1990 og plan for utbygging og drift er ventet første halvår 1991. Utbyggingsløsningen, som sannsynligvis blir en brønnhodeinnretning, vil drives fra Frigg eller Heimdal. Det planlegges en utbygging med fem produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner.

Operatøren vil bore en avgrensingsbrønn 25/2-14 på en separat struktur på feltet tidlig i 1991. Resultatene av denne brønnen vil kunne påvirke utbyggingsløsningen for Frøy.

Lille-Frigg

Lille-Frigg ligger i blokk 25/2, utvinningstillatelse 026, som ble tildelt i 1969 med Elf som operatør. Lille-Frigg ble påvist ved brønn 25/2-4 i 1975 i Brentgruppen, midtre jura sandstein. Etter boring av 25/2-12 i 1988, startet arbeidet med en drivverdighetserklæring.

Operatørens anslag for utvinnbare ressurser er 7×10^9 Sm³ gass og 3.7×10^6 Sm³ kondensat. Dette sammenfaller med Oljedirektoratets tall.

Operatøren har lagt frem evalueringsprogram for feltet i 1990 og plan for utbygging og drift er ventet i 1991. Produksjonsstart kan i så fall forventes ultimo 1993. Sannsynlig utbyggingsløsning vil bestå av en undervannsløsning med tre til fem produksjonsbrønner.

Oseberg-området

Det er flere felt under vurdering i dette området i tillegg til de som er i produksjon (Oseberg og Veslefrikk) eller vedtatt utbygd (Brage og 30/6 Gamma Nord). Felt under vurdering er 30/9 Omega, Hild, 30/6 Kappa, 30/6 Beta og Huldra.

30/9 Omega

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

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

Hild

Hild ligger i to utvinningstillatelser. Utvinningstillatelse 040 som omfatter blokkene 29/9 og 30/7, og ut-

vinningstillatelse 043 som omfatter 20/6 og 30/4. Norsk Hydro er operatør for utvinningstillatelse 040, og BP er operatør for utvinningstillatelse 043. Blokkene ble tildelt i henholdsvis 1974 og 1976. Ved en eventuell utbygging av Hild må det foretas utvinningsforhandlinger mellom de to utvinningstillatelsene.

Det er ikke boret på noen av utvinningstillatelsene i 1990. Det planlegges en brønn med korttids-test på feltet i 1992. Plan for utbygging og drift er planlagt i 1992.

Foreløpige planer går ut på å bygge ut feltet med undervannsinnretninger og overføring av brønnstrømmen til Frigg-feltet.

30/6 Kappa

30/6 Kappa ligger vest for Oseberg-feltsenter. Hoveddelen av strukturen ligger i utvinningstillatelse 053, men den sørlige delen strekker seg inn i utvinningstillatelse 079 i blokk 30/9. Det er påvist olje og gass i Statfjord-formasjonen. Utbyggingsplaner for feltet er ikke fastlagt, men det inngår i de feltene som blir vurdert i Hydros områdeplaner for Oseberg-området.

30/6 Beta

30/6 Beta består av to strukturelementer som er skilt med en forseglende forkastning. Begge strukturene ligger i utvinningstillatelse 053 der Norsk Hydro er operatør. Det er påvist olje i flere formasjoner i Brentgruppen. Reservoarene er kompliserte, og det er flere ulike olje/vannkontakter og forholdsvis lav permeabilitet. Utvinnbare ressurser er beregnet til ca 19×10^6 Sm³ olje.

Hydro planlegger en utbygging med en innretning med delvis prosessering og overføring av gass og olje til Oseberg-feltsenter eller Oseberg C for videre behandling. Plan for utbygging og drift vil sannsynligvis bli fremlagt høsten 1991 og produksjonsstart er planlagt i 1996.

Huldra

Huldra er et gassfelt som ligger nordvest for Veslefrikk. Hoveddelen av feltet ligger i blokk 30/2 i utvinningstillatelse 051, men feltet strekker seg sannsynligvis også inn i utvinningstillatelse 052 i blokk 30/3. Statoil er operatør for begge utvinningstillatelsene.

Det er påvist gass i Brentgruppen. Statoil anslår utvinnbare ressurser til om lag 22×10^9 Sm³ gass og 9×10^6 Sm³ kondensat. Operatøren vurderer en utbygging med en brønnhode- eller undervannsinnretning med overføring til Statfjord B for prosessering. Foreløpige planer forutsetter produksjonsstart høsten 1994.

Gullfaks-området

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

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

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

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

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

Statoil utførte i 1989 en testproduksjon der det ble produsert rundt 60 000 Sm³ olje i en måned.

Testproduksjonen i oljesonen ble gjennomført for å innhente viktig informasjon om produksjonsforholdene i reservoaret.

Testresultatene danner sammen med ny 3D-seismikk grunnlag for ny kartlegging og nye ressursanslag. Ressursanslagene på Gullfaks Sør er svært usikre.

Statoil arbeider med plan for utbygging og drift for Gullfaks Sør, som forventes lagt frem for myndighetene våren 1991. Planen vil inneholde en trinnvis utbygging av Gullfaks Sør med en testproduksjon som fase I. Testproduksjonen vil sannsynligvis foregå fra fem brønner over en periode på ca to år. Produksjonen vil foregå fra en brønnhodeinnretning eller en undervannsinnetning. Brønnstrømmen vil bli overført til Gullfaks for prosessering.

Tordis

Tordis hører til utvinningstillatelse 089, og ble påvist av brønn 34/7-12 i 1987. Det ble boret en avgrensingsbrønn på feltet (34/7-14) høsten 1989. På bakgrunn av de to brønnene ble feltet erklært drivverdig, og plan for utbygging og drift (PUD) for feltet ble lagt frem i desember 1990.

Oljedirektoratets anslag over utvinnbare ressurser er 18.8 x 10⁶ Sm³ olje, og operatørens anslag er i samme størrelsesorden.

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

Visund

Hydro har ved årsskiftet 1990-1991 startet boring av det fjerde undersøkelseshullet i blokk 34/8, utvinningstillatelse 120. Brønnen skal teste den sørlige utstrekningen av feltet. Hydro har tidligere boret tre undersøkelses- og et avgrensingshull i blokken. De to undersøkelseshullene på den såkalte A-strukturen påviste betydelige mengder olje og gass. Det er i løpet av 1990 skutt ny seismikk over deler av feltet. Sammen med resultatene fra den pågående boringen vil den gi viktig informasjon om ressurspotensia-

let i blokken, som anses som relativt stort. I 1991 er det planlagt å skyte mer seismikk over feltet og å bore to brønner. Én brønn skal avgrense Visund ytterligere, og den andre skal bores på et annet, uboret prospekt i blokken.

2.3.2 Utenfor Midt-Norge

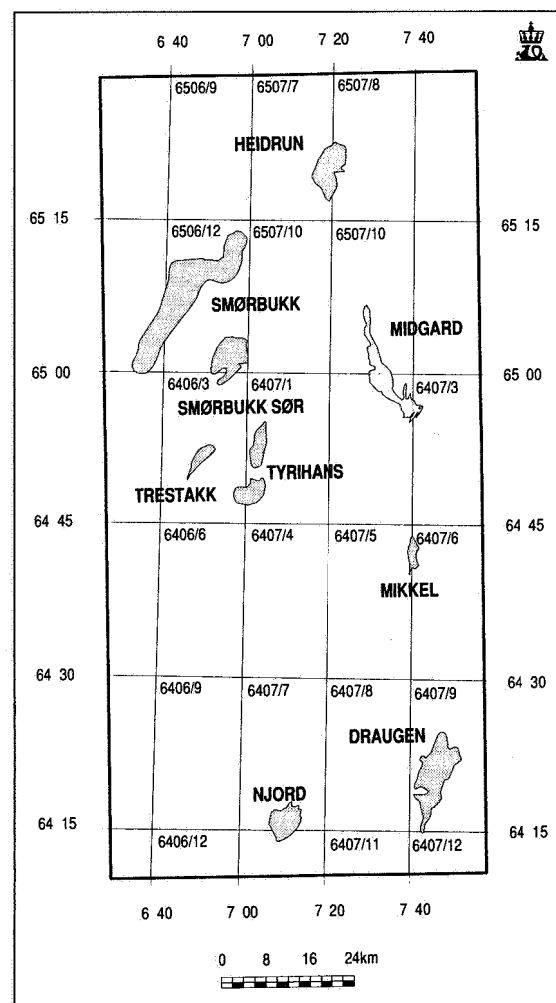
Njord

Det er nå boret fem letehull i 6407/7 og fire har påvist olje. Det er boret to hull i 6407/10 som ikke påviste olje. Det antas likevel at feltet strekker seg inn i blokk 6407/10. Oljedirektoratets ressursanslag for feltet er 25 x 10⁶ Sm³ utvinnbar olje og 4 x 10⁹ Sm³ utvinnbar gass.

Tyrrihans

Det er boret to hull på feltet som består av to strukturer, en med gass/kondensat og en med tynn oljesone og gasskappe. Ressursanslagene er 16 x 10⁶ Sm³ utvinnbar olje/kondensat og 40 x 10⁹ Sm³ utvinnbar gass. Figur 2.3.2 viser området utenfor Midt-Norge.

Fig. 2.3.2
Felt utenfor Midt-Norge



Midgard

Det er i alt boret fire letehull på Midgard-feltet. Strukturen er delt i tre ved to tverrgående forkastninger. Feltet inneholder i hovedsak gass, og reservoaregenskapene er gode.

I en av forkastningsblokkene er det påvist en tynn oljesone som kan være vanskelig å utvinne da den ligger mellom en stor gasskappe og en vannsone. Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare ressurser til $80 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass og $15 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje.

Produksjonsstart og produksjonsrate vil være avhengig av gassmarkedet. Som utbyggingsløsning for feltet vurderes både bunnfast innretning og flytende innretning.

Smørbukk og 6506/12 Beta

Det er boret i alt åtte hull i blokken. De to feltene inneholder dels gasskondensat dels olje med forholdsvis høyt gass/oljeforhold.

Oljedirektoratets ressursanslag for Smørbukk er $20 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje/kondensat og $65 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ utvinnbar gass.

Ressursanslaget for 6506/12 Beta er $22 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje/kondensat og $11 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Av de to funnene i blokken er 6506/12 Beta den mest modne og utbyggingsaktuelle, da væskepotensialet i denne strukturen anses for å være større enn i Smørbukk. Beta-strukturen vil eventuelt kunne utvinnes med resirkulering av gass slik at avsetning av gass kan skyves noen år frem i tid.

Heidrun

Operatøren erklærte feltet drivverdig i desember 1986, og plan for utbygging og drift ble oversendt myndighetene i november 1987. I desember 1989 la operatøren frem en oppdatert plan for utbygging og drift av feltet. Denne planen ble behandlet av Oljedirektoratet i mars 1990, men var ikke ferdigbehandlet av departementet ved årets utgang.

Det er boret åtte lete- og avgrensningshull på feltet. Feltet inneholder olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er sterkt forkastet og består av flere geologiske formasjoner. Gasskappen bør, ut fra hensyn til ressursutnyttelsen, produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert.

Det er stor usikkerhet knyttet til ressursene i Heidrun-feltet. Oljedirektoratets ressursanslag er $87 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje og $38 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ salgbar gass. Operatørens ressursanslag er $119 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ utvinnbar olje og $47 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ salgbar gass.

Feltet planlegges utbygd med en strekkstaginnretning i betong, installert over en havbunnsramme med 58 brønnsliiser.

Operatøren har vurdert en rekke alternativer for avsetning av assosiert gass. De inkluderer blant annet reinjeksjon av gassen i reservoaret, injeksjon i en nærliggende vannfylt struktur og ilandføring til bruk i Midt-Norge.

2.3.3 Barentshavet

Det er påvist om lag $250 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ utvinnbar gass på Troms I. Se figur 2.3.3. I tillegg er det en tynn oljesone på Snøhvit.

Snøhvit

Rettighetshaverne har i flere år studert mulige utbyggingsløsninger for gassen på Snøhvit-feltet. På grunn av lang avstand til potensielle gassmarkeder, har en funnet rørtransport av gassen økonomisk uinteressant. En utbygging av feltet må derfor inkludere et anlegg for nedkjøling av gassen til LNG. Det krever tilleggsinvesteringer i forhold til en tradisjonell utbygging av et gassfelt. Utbyggingsstudiene de siste årene har derfor konsentrert seg om å finne enkle og rimelige løsninger som er økonomisk forsvarlige. Følgende utbyggingsløsninger ser ut til å være de mest aktuelle:

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

To alternative produksjonsrater vurderes; $4,5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ per år og $9,0 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ per år. Dette tilsvarer et gassalgsvolum på henholdsvis $3,85$ og $7,70 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ per år etter at kondensatet er skilt ut. Dersom den høye raten velges, vil utbyggingen inkludere Askeladd- og Albatross-feltene.

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

Snøhvit-feltet inneholder i tillegg til gass også olje i tynne oljesoner. På grunn av tykkelsen på sonene og middels til dårlige reservoaregenskaper, er oljen vanskelig å utvinne. Oljedirektoratet mener likevel at en må vurdere mulighetene for produksjon av oljen med horisontalbrønner, spesielt i lys av de gode resultatene med produksjon fra horisontalbrønner på Troll-feltet.

2.4 FELT VEDTATT UTBYGD

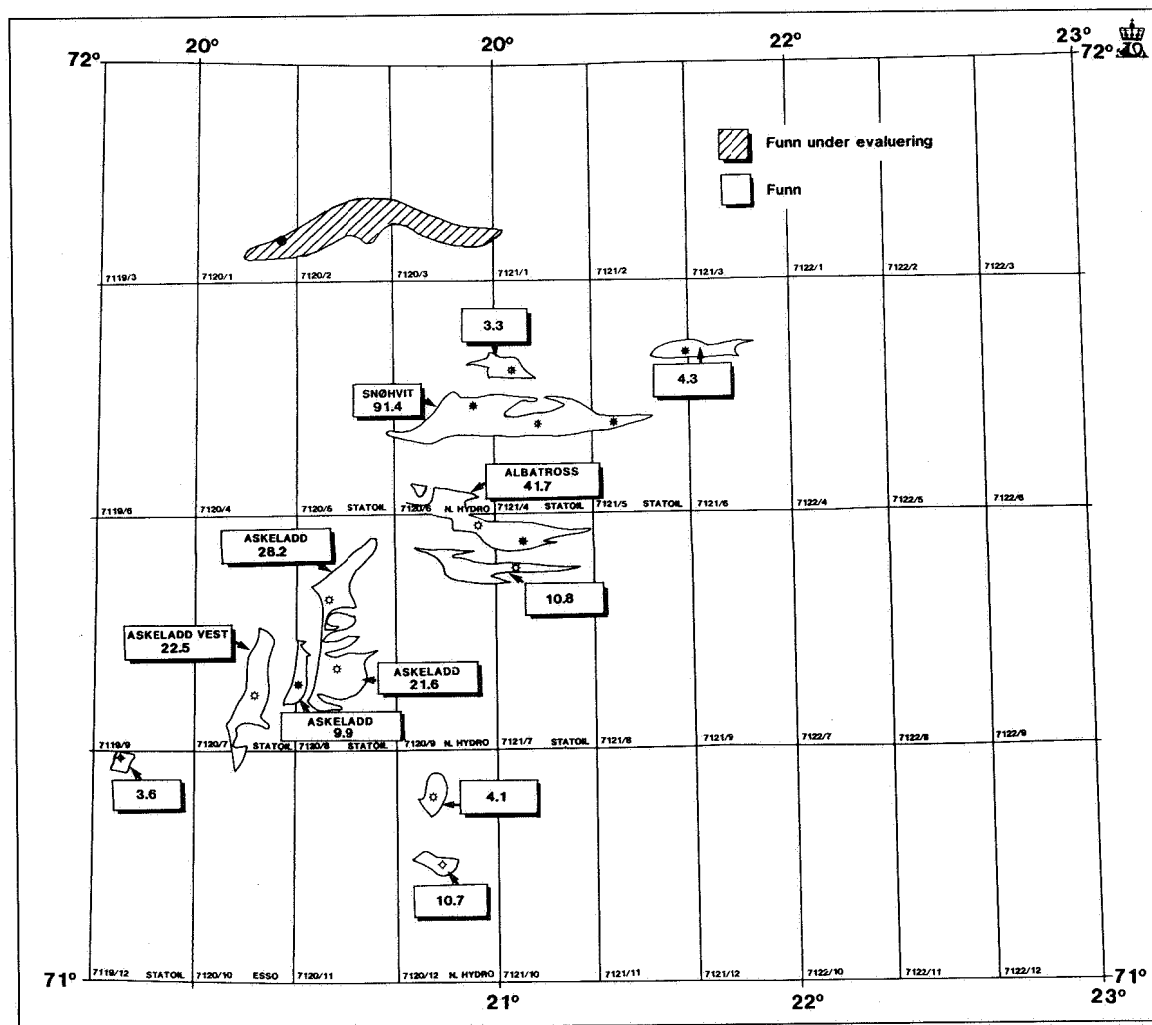
2.4.1 Embla

Embla ligger i blokk 2/7 og ble tildelt under utvinningstillatelse 018 i 1965.

Rettighetshavere

Phillips Petroleum Co Norway (operatør)	36.960 %
Norske Fina A/S	30.000 %

Fig. 2.3.3
Troms I. Ressursgrunnlaget



Norsk Agip A/S	13.040 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.700 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.594 %
Total Marine Norsk A/S	3.547 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1.000 %
Eurofrep Norge A/S	0.456 %
Coparex Norge A/S	0.399 %
Cofranord A/S	0.304 %

Felthistorie

Den første brønnen ble boret i 1973/1974 og påviste hydrokarboner. Siden er det boret to nye brønner (1988 og 1989). I 1990 ble det lagt frem plan for utbygging og drift for Embla. Planen ble godkjent i desember 1990.

Reservoar

Oljedirektoratets anslag over utvinnbare reserver er $33 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. Usikkerheten er stor både for geologi- og reservoarforhold i feltet.

Utbyggingsløsning

Feltet skal bygges ut i flere faser. Fase 1 vil være en brønnhodeinnretning i den nordlige delen av feltet. Innretningen skal kunne ha inntil 18 brønner. Fase 2 vil være en innretning lenger sør på feltet, mens fase 3 vil sikre økt utvinning gjennom gass- eller vanninjeksjon. Det er ikke avgjort når og hvordan fase 2 og 3 skal implementeres.

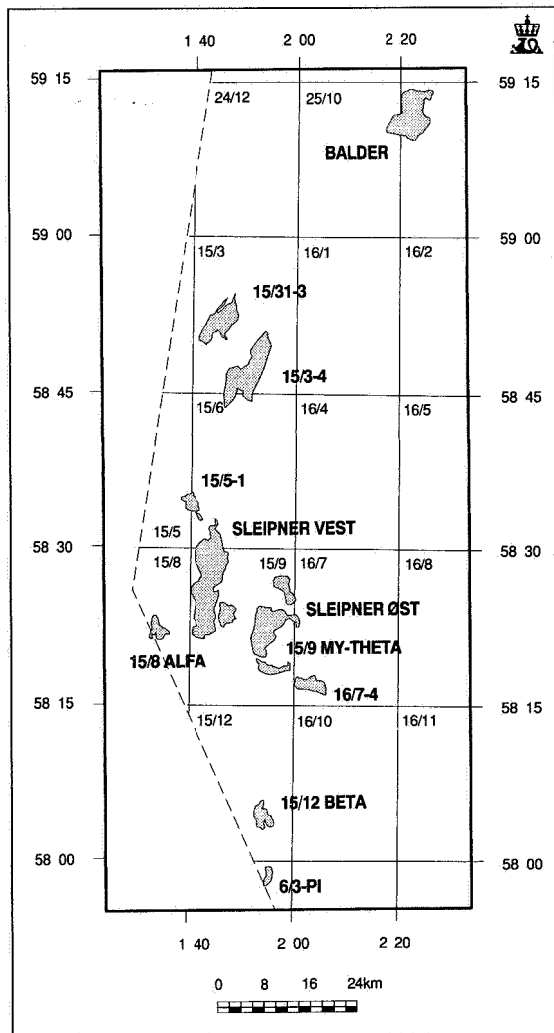
Transport

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

Kostnader

Investeringskostnadene er anslått til om lag 1.8 milliarder 1990-kroner. Driftskostnadene til om lag 52 millioner 1990-kroner per år.

Fig. 2.4.2
Sleipner- og Balder-området



2.4.2 Sleipner Øst

Utvinningstillatelse 046

Rettighetshavere:

Den norsk stats oljeselskap a.s (Statoil)	49.6 %
Esso Exploration and Production Norway	30.4 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	10.0 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.0 %
Total Marine Norsk A/S	1.0 %

Utvinningstillatelsen ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9. Statoil er operatør for Sleipner Øst (se figur 2.4.2).

Oljedirektoratets reserveanslag for Sleipner Øst-feltet er $51 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass, $19 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og 10×10^6 tonn NGL.

Utbygging

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

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

Kostnader

Totalt utbyggingskostnader er beregnet til 18.3 milliarder 1990-kroner, inklusive kondensatrørledning fra Sleipner A-innretningen til Kårstø. Totale driftskostnader anslås til 8 milliarder 1990-kroner, eksklusive transportkostnader.

2.4.3 Brage

Hoveddelen av Brage ligger i blokk 31/4 som ble tildelt i 1979 som utvinningstillatelse 055. Feltet strekker seg også inn i blokk 30/6 (utvinningstillatelse 053) og inn i ikke tildelt område i blokk 31/7. Denne delen av blokk 31/7 vil bli tildelt som egen tillatelse.

Eierfordeling i utvinningstillatelse 055:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.00 %
Esso Norge a.s	19.60 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	14.70 %
Neste Petroleum a.s	9.80 %
BP Norway Limited U.A.	4.90 %

Norsk Hydro er operatør for feltet. Plan for utbygging og drift ble godkjent av Stortinget våren 1990. Det er påvist olje som gir grunnlag for utbygging av to formasjoner på Brage; Staffjord og Fensfjord. I Sognefjord-formasjonen er det påvist mindre mengder olje og gass og dette reservoaret er foreløpig ikke med i utbyggingsplanen. Et nytt avgrensnings-hull nordøst på feltet, som ble pålagt i forbindelse med godkjenning av plan for utbygging og drift, vil gi mer informasjon om reservene i Sognefjord- og deler av Fensfjord-reservoaret som ligger utenfor dreneringsområdet til innretningen.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver for feltet er $46.2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $3.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass. Operatørens anslag er $38.5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $2.8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Utbyggingsløsning

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

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

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 9.1 milliarder 1990-kroner, og totale driftskostnader er beregnet til 8.2 milliarder 1990-kroner over 14 år.

2.4.4 Troll

Utvinningsstillatelse 054 og 085:

Rettighetshavere etter unitisering:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	74.576 %
A/S Norske Shell	8.288 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	7.688 %
Saga Petroleum a.s	4.080 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.353 %
Conoco Norway Inc	2.015 %
Total Marine Norsk A/S	1.000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (figur 2.4.4.a). Tildelingen av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokkene ble tildelt i juli 1983. Unitiseringen av de to utvinningsstillatelsene er avsluttet.

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

Oljedirektoratets anslag for utvinnbar olje er $41 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. Dette anslaget ble gjort før testing av horisontale brønner ble utført på feltet og inkluderer kun oljen i tykk oljesone. Det vil bli utarbeidet nye

ressursanslag i løpet av 1991. Oljedirektoratet anser mulighetene for økonomisk lønnsom utvinning av både tykk og tynn oljesone som gode.

Reservoar

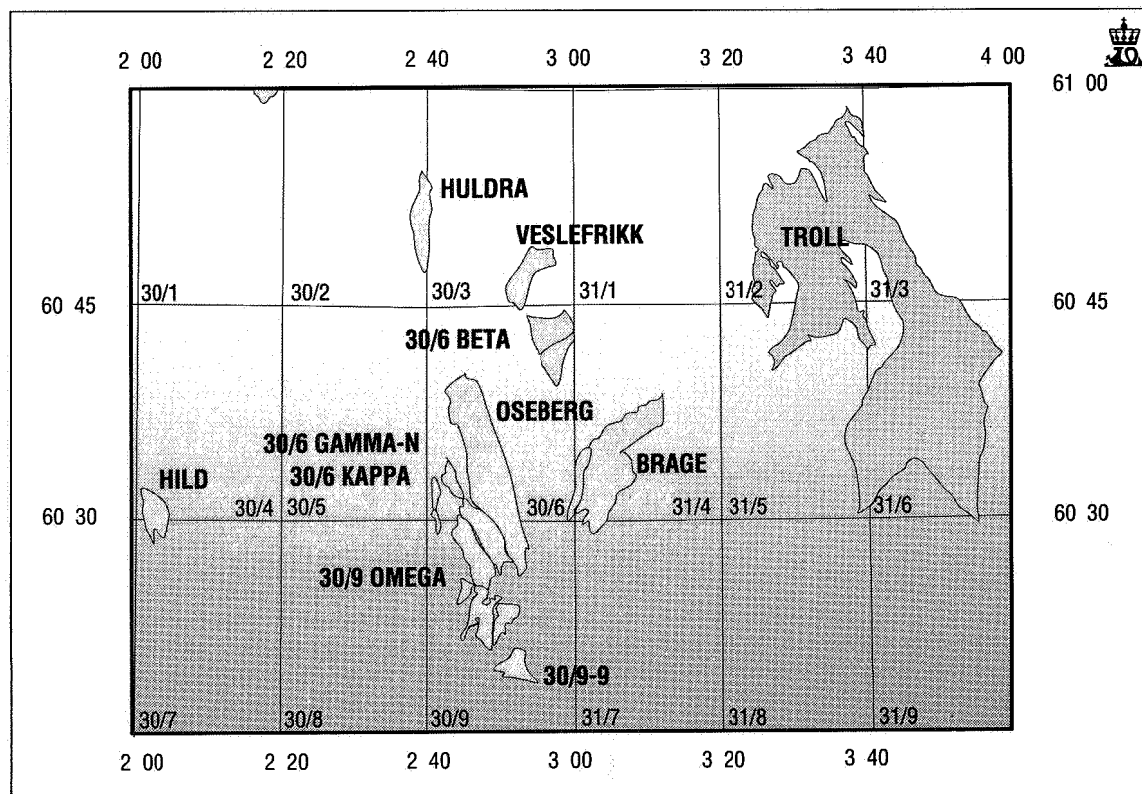
Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner av senjura alder. Den øverste formasjonen (Sognefjord) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Sognefjord innholder størstedelen av gassen og oljen i feltet. Sognefjord-formasjonen går over i Heather-formasjonen og Fensfjord-formasjonen. De har vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Øst og Troll Vest er det en gasskolonne på over 200 meter. Tykkelsen på gasskolonnen varierer over feltet. Den vestlige delen av feltet, hovedsakelig blokk 31/2, har en oljekolonne på 22–27 meter under gassen, mot 10–17 meter lenger øst i blokken. I Troll Øst varierer det påviste oljelaget i tykkelse fra null til fire meter.

Utbyggingsløsning

Norske Shell, som operatør for den første utbyggingen på feltet, la i september 1986 frem plan for utbygging og drift av gass fase 1. Planen ble behandlet og godkjent av Stortinget i desember 1986. Denne planen beskrev en utbygging med en fullt integrert innretning med en initiell prosesskapasitet på $21.3 \times$

Fig. 2.4.4.a
Oseberg- og Troll-området



10⁹ Sm³ per år. Operatøren ble bedt om å legge frem en revidert plan med en mer detaljert beskrivelse av innretning og prosessutstyr. En revidert plan ble lagt frem av operatøren i 1990 og godkjent av myndighetene samme år. Den reviderte utbyggingsplanen består av en brønnhodeinnretning, rør til land, og en landterminal for utskilling, tørking og komprimering av gass. Gassen eksporteres videre fra landterminalen til Kontinentet. Ferdig utbygd har anlegget en kapasitet på 23.7 x 10⁹ Sm³ per år. Dette tilsvarer rundt 93 % av Norges totale gasseksport i 1990. Totale investeringer er anslått til rundt 27 milliarder 1990-kroner. Årlige driftskostnader er anslått til 800–1 100 millioner 1990-kroner. Oljedirektoratet ser på den nye utbyggingsløsningen som sikrere, mer fleksibel og mer kostnadseffektiv enn den gamle utbyggingsløsningen. Se figur 2.4.4.b, planlagt innretning på Troll.

I tillegg til hovedutbyggingen for gass, bygges et undervannsprødsjonssystem (TOGI) for leveranse av gass som skal injiseres i Oseberg-feltet. TOGI vil være klar for gassleveranser i 1991. Norsk Hydro er operatør for utbygging og drift av TOGI. Investeringene for TOGI er anslått til om lag 3.0 milliarder 1990-kroner. Oljedirektoratet vurderer TOGI som avgjørende for økt utvinning av olje i Oseberg og viktig for videreutvikling av undervannsteknologi på norsk sokkel.

Troll-partnerne er også i gang med planlegging og studier i forbindelse med Troll fase 2. Både den tykke og den tynne oljesonen i Troll Vest blir vur-

dert utbygget. Norsk Hydro, som er operatør for Troll fase 2, har boret og langtidstestet en horisontalbrønn sør i den tykke oljesonen i 1990. Testen ble utført med testeskipet Petrojarl I, og har vist positive resultater med hensyn til mulighetene for å produsere oljen i Troll Vest med horisontalbrønner. Norsk Hydro har boret en ny horisontalbrønn i den tynne oljesonen, og den vil bli testet i løpet av våren 1991.

2.4.5 Statfjord Nord og Statfjord Øst

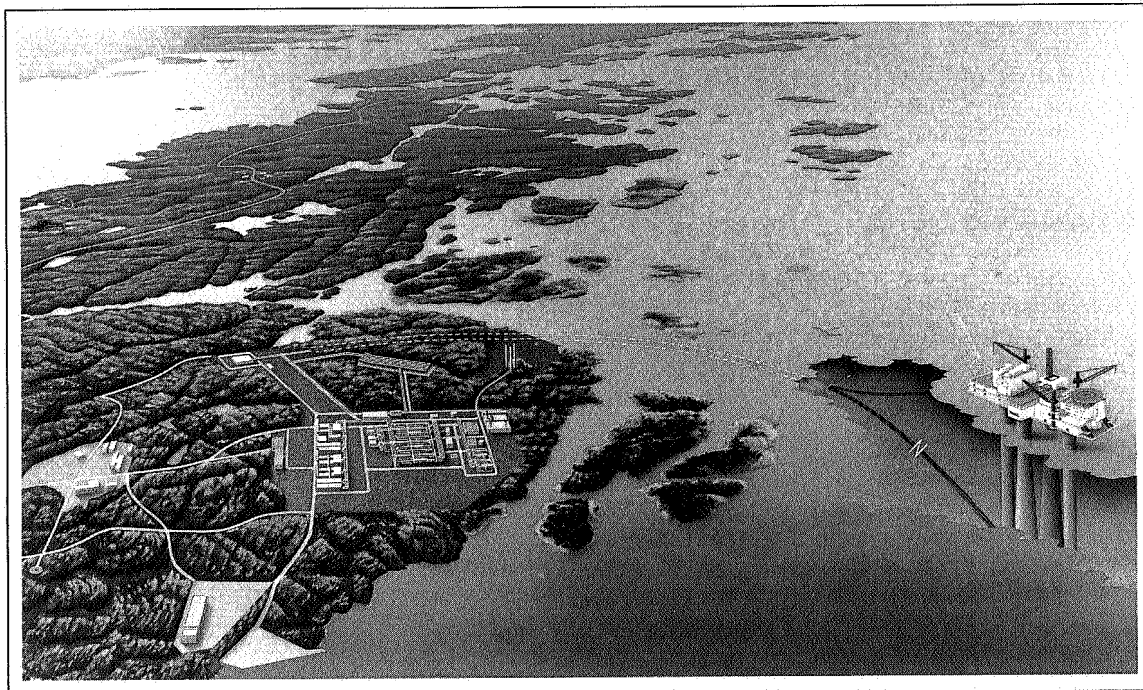
Rettighetshavere

Utvinningstillatelse 037 omfatter blokkene 33/9 og 33/12 og ble tildelt i 1973. Deltakerinteressene i tillatelsen er som følger:

Den norske stats oljeselskap A/S (Statoil)	50.000 %
(operatør)	
Mobil Development Norway A/S	15.000 %
A/S Norske Shell	10.000 %
Esso Exploration and Production Norway	10.000 %
Norske Conoco A/S	10.000 %
Saga Petroleum A/S	1.880 %
Amerada Hess Norge A/S	1.040 %
Amoco Norway A/S	1.040 %
Enterprise Oil Norwegian A/S	1.040 %

Utvinningstillatelse 089 ble tildelt i 1984. I forbindelse med at Snorre-feltet ble erklært drivverdig, ble 1 % av eierandelene overført til staten/Statoil fra de

Fig. 2.4.4.b
Planlagt innretning på Troll



øvrige rettighetshaverne i utvinningstillatelsen. Statoils økonomiske andel er på 10 % etter at selskapet i 1989 solgte 9.6 % til Idemitsu. Deltakerinteressene i utvinningstillatelse 089 er:

	Før utøvelse av glide- skala	Etter utøvelse av glide- skala
Det norske stats oljeselskap A/S (Statoil)	41.400 %	55.400 %
Esso Exploration and Production Norway	14.700 %	10.500 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	11.760 %	8.400 %
Saga Petroleum A/S (operatør)	9.800 %	7.000 %
Idemitsu Petroleum Norge A/S	9.600 %	9.600 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.840 %	5.600 %
Deminex (Norge) A/S	3.920 %	2.800 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.980 %	0.700 %

Utbygging

Feltene skal utbygges med havbunnsinnretninger som koples til Statfjord C-innretningen. Havbunnsinnretningene vil bestå av tre bunnrammer, hvorav to for produksjon og en for vanninjeksjon. Brønnstrømmen bestående av olje, gass og vann, vil bli overført i to ledninger til Statfjord C for behandling, lagring og videre transport. Feltene planlegges drenert med seks produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner.

Produksjon

Produksjonen fra Statfjord Nord er planlagt å starte i andre kvartal 1994 og vare til år 2009. Etter Statoils beregninger vil total utvinning være på rundt 27.7 x 10⁶ Sm³ olje. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver på Statfjord Nord er på rundt 32 x 10⁶ Sm³ olje. Dette reserveanslaget forutsetter at det bores åtte produksjonsbrønner og vil innebære at oljeproduksjonen ikke avsluttes før i år 2014. Beslutning om å bore to ekstra brønner vil ikke bli tatt før etter produksjonsstart for feltet.

Produksjonen fra Statfjord Øst er planlagt å starte i fjerde kvartal 1994 og vare frem til 2007. Feltet vil nå topp-produksjon to til tre år etter produksjonsstart med om lag 65 000 fat per døgn eller 3.5 x 10⁶ Sm³. Det planlegges boret inntil seks produksjons- og vanninjeksjonsbrønner på Statfjord Øst-feltet. To av vanninjeksjonsbrønnene er planlagt boret fra Statfjord C. Etter nye oppdaterte studier fra Statfjord-feltet viser det seg at Statfjord ikke har ledige brønnsliiser å avse til Statfjord Øst. Det er nå planlagt å bore alle vanninjeksjonsbrønnene fra brønnrammen. Etter Statoils beregninger er de utvinnbare oljereservene om lag 19.4 x 10⁶ Sm³. Oljedirektora-

tetes anslag for de utvinnbare oljereserver i Statfjord Øst er 13.3 x 10⁶ Sm³. Dette er ca 30 % lavere enn Statoils anslag. Forskjeller i geologisk modell forklarer mesteparten av avvikene i reserveanslaget. Oljedirektoratet anbefaler en maksimal årlig produksjonsrate på 2.4 x 10⁶ Sm³ olje. Departementet har godkjent produksjonsprofilen som rettighetshaverne legger til grunn i sin utbyggingssøknad for Statfjord Øst. Produksjonsprofilen vil bli revurdert etter boringen av de første produksjons- og injeksjonsbrønnene. Dersom reservegrunlaget i feltet viser seg å være lavere enn det rettighetshaverne anslår, vil produksjonsraten kunne bli nedjustert.

Kostnader

Investeringskostnader for Statfjord Nord og Statfjord Øst er på henholdsvis 3.34 og 2.91 milliarder 1990-kroner. I produksjonsfasen er de årlige driftskostnadene for Statfjord Nord og Statfjord Øst beregnet til henholdsvis 71 og 67 millioner 1990-kroner. Kostnadene for prosessering av olje og gass på Statfjord C er anslått til om lag 2.6 milliarder 1990-kroner for Statfjord Nord og til om lag 1.4 milliarder 1990-kroner for Statfjord Øst. Det er knyttet noe usikkerhet til operatørens driftskostnader fordi strategi for vedlikehold og datainnsamling ikke er endelig fastlagt. Oljedirektoratet vurderer driftskostnadene til å være noe lave.

2.4.6 Snorre

Snorre-feltet ligger i blokkene 34/4 og 34/7. Blokk 34/4 ble tildelt som utvinningstillatelse 057 i 1979. Blokk 34/7 ble tildelt som utvinningstillatelse 089 i 1984. Saga er operatør.

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 057:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41.40 %
Deminex (Norge) A/S	24.50 %
Saga Petroleum a.s	14.70 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.60 %
Amerada Hess Norge A/S	4.90 %
Enterprise Oil Norway A/S	4.90 %

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 089:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	41.40 %
Esso Exploration and Production Norway	14.70 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	11.76 %
Saga Petroleum a.s	9.80 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.60 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.84 %
Deminex (Norge) A/S	3.92 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.98 %

Eierfordeling etter unitisering

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

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	41.40 %
Saga Petroleum a.s	11.26 %
Esso Exploration and Production Norway	10.33 %
Deminex (Norge) A/S	10.03 %
Idemitsu Oil Exploration A/S	9.60 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.27 %
Elf Aquitaine Norge A/S	5.51 %
Amerada Hess Norge A/S	1.46 %
Enterprise Oil Norway A/S	1.46 %
Det Norske Oljeselskap A/S	0.69 %

Felthistorie

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

Forboring av brønner på feltet startet høsten 1990 og produksjonsstart er planlagt høsten 1992.

Reservoar

Snorre er et stort oljefelt. De økonomisk utvinnbare reservene er av operatøren beregnet til om lag $120 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass. Oljedirektoratets reserveestimat er $106 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $5.7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass. Oljedirektoratet vil peke på den usikkerheten som er knyttet til reserveanslagene i Snorre-feltet. Snorre-feltet inneholder en rekke tilleggsreserver både i selve Snorre-feltet og utenfor feltet (separate strukturer).

Oljen, som er sterkt undermettet, er fordelt i to reservoarer; Staffjord- og Lunde-reservoaret. Reservoarene er godt kartlagt, og det er forholdsvis god volumkontroll. Det knytter seg usikkerhet til sandenhetenes utstrekning og kommunikasjon i Lunde-reservoaret. Det kan ha betydning for produksjonsoppførselen. Reservoarets dyp er ca 2 500 meter. Boring og testing har påvist tre ulike olje/vann-kontakter. Den dypeste kontakten er i den vestlige delen av feltet.

Utbyggingsløsning

Vanndypt varierer over feltet fra 300 meter i sør til 370 meter i nord. Feltet planlegges utbygd i to faser. Fase 1 består av en flytende strekkstaginnretning i sør og en havbunnsinnretning i den sentrale delen av feltet. Utvinning vil skje ved vanninjeksjon. Oljen vil bli separert i to trinn på Snorre-innretningen og deretter transportert til Staffjord for sluttprosessering. Estimerte utbyggingskostnader for fase 1 er om lag 21 milliarder 1990-kroner. Fase 2 av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet og innebærer utbyggingsmuligheter. En mulighet er flytting av innretningen, en annen er videre utbygging med produksjonsinnretningen på havbunnen.

2.4.7 Draugen

Draugen-feltet ligger i blokk 6407/9 og ble tildelt i 1984 ved utvinningstillatelse 093.

Rettinghavere:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.00 %
A/S Norske Shell	30.00 %
BP Norway Limited U.A.	20.00 %

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

Felthistorie

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

Reservoar

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $68 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ salgbar gass. Draugen-reservoaret er av svært god kvalitet. Reservoaret består av to formasjoner. Rogn-formasjonen inneholder hoveddelen av reservene, og Garn-formasjonen inneholder en liten del av oljen. Det er flere mindre forkastninger i reservoaret som kan gi kommunikasjon mellom formasjonene. Det kan også være kommunikasjon i områder der skiferlaget er tynt. Ut fra testresultat er det forventet en høy leveringssevne og injeksjonsevne fra brønnene.

Utbyggingsløsning

Feltet er planlagt utbygd med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk. Det planlegges seks til syv produksjonsbrønner og seks brønner for vanninjeksjon. Syv av brønnene vil være havbunnskompletterte. Innretningen har ti brønnsliiser og totalt 34 J-rør. Det er planlagt en gjennomsnittlig platårate på $14\,300 \text{ Sm}^3$ olje per døgn.

Transport

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

Alternativ gassanvendelse

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

Kostnader

Totale investeringskostnader er anslått til 11.3 milliarder 1990-kroner. Det er inkludert gassinjeksjonststyr for Ile-formasjonen. Driftskostnader er beregnet til 576 millioner 1990-kroner per år.

2.5 FELT I PRODUKSJON

2.5.1 Hod

Rettighetshavere

Amoco Norway Company (operatør)	25 %
Amerada Hess Norge A/S	25 %
Enterprise Oil Norway A/S	25 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	25 %

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

Utnyttelse av forekomstene

Hod-feltet kan til en viss grad sammenlignes med de andre krittfeltene i Sentral Graben med henblikk på geologi og reservoarparametrer. Hovedforskjellen reservoarmessig, sammenlignet med Valhall-feltet, kan sammenfattes som følger; på Hod-feltet finnes Ekofisk-formasjonen til stede i en del brønner, reservoarsonen HO (Supra-Hod) og mulige tilleggsreservoarer i undre kritt finnes ikke på Valhall-feltet.

Vest Hod-strukturen er svært vanskelig å tolke geofysisk da det finnes gass i de overliggende bergartene. Denne gasskyen forvrenger og svekker signalene som ligger til grunn for tolkningen. På denne strukturen er det kun to datapunkter, 2/11-2 som finnes sentralt på strukturen, og 2/11-5 som ligger utenfor den antatte olje/vannkontakten. Øst-strukturen har ikke overliggende gassky. Det skulle tilsi at den er lettere å tolke geofysisk. Brønnkontrollen er også bedre. Det er på denne strukturen boret tre lete- og to produksjonsbrønner. Som i den tidlige fasen for Valhall-feltet, har de to første produksjonsbrønnene på Øst Hod-strukturen gitt store overraskelser.

Reservoarsonen, som er Ekofisk, Tor og Supra Hod-formasjonen, har vært betydelig mektigere enn ventet. En kan forvente en økning i Oljedirektoratets reserveanslag for Hod-feltet i 1991. Operatørens reservetall er uforandret og lik 4×10^6 Sm³ olje, $0,9 \times 10^9$ Sm³ gass og $0,3 \times 10$ tonn NGL. De to produksjonsbrønnene på Øst Hod-strukturen indikerer et mulig tilleggsreservoar i undre kritt. Denne formasjonen vil bli testet i slutten av 1990.

Produksjonen fra Hod startet fra én brønn (2/11-A-6) i oktober 1990. Produksjonsraten har vært oppe i om lag 2 000 Sm³ per dag, som er mer enn forventet. Det skyldes både større reservoarmektigheter og en bedre reservoarkvalitet.

Tre produksjonsbrønner er videre planlagt boret fra en havbunnsramme. Kapasiteten er åtte brønnsliuser. Utvinningen av olje vil skje ved trykkavlasting. Sekundære utvinningsmetoder som vann- og eventuelt gassinjeksjon er ikke planlagt.

Produksjonsanlegg

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

Transport

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

Målesystem

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

Brenning av gass

Ingen separasjon innrapportert fra Hod inngår i Valhalls maksimalt tillatte kvote.

Kostnader

Totale investeringer på Hod-feltet til og med 2004 antas å bli rundt 634 millioner 1990-kroner. Totale driftskostnader til og med 2004 er beregnet til rundt 1.2 milliarder 1990-kroner

2.5.2 Valhall

Utvinnningstillatelse 006

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	28.33 %
Amerada Hess Norge A/S	28.33 %
Enterprise Oil Norway A/S	28.33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15.00 %

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

Utnyttelse av forekomstene

Valhall kan geologisk og reservoarmessig sammenlignes med feltene i Ekofisk-området. Feltene produserer fra oppsprukket kritt som er relativt tett i forhold til andre reservoarbergarter på norsk sokkel. Utvinningsgraden er svært lav, ca 17 %. Utvinningsgraden kan økes ved bruk av nye utvinnings-teknikker.

I 1990 ble det startet et prøveprosjekt der vann ble injisert i en brønn i Tor-formasjonen. Hensikten var å teste hvor mye vann som kunne injiseres i brønnen og å se hvilken respons vannet ville gi i reservoaret. Resultatene hittil har vært positive med hensyn til injektivitet, men det gjenstår å se på re-

servoarresponsen. Endelig avgjørelse angående fullskala vanninjeksjon vil bli tatt sommeren 1991. Andre teknikker som vil bli evaluert i løpet av 1991, er gassinjeksjon. Et stort problem med den geologiske modellen per i dag er at den ikke er forutsigbar med tanke på en fullfelts vanninjeksjon, som kanskje blir en realitet fra slutten av 1991.

Oljedirektoratet har pålagt operatøren å gjennomføre en dipmeterstudie i løpet av 1990. Resultater fra denne studien vil gi bedret forståelse av den strukturgeologiske utviklingen av feltet, sedimentære transportretninger av resedimenterte materiale, dagens spenningsforhold på feltet og dessuten informasjon om sprekker, det vil si sprekke-orienteringer og fall.

Valhall-feltet ble satt i produksjon i oktober 1982. Ved slutten av 1990 ble det produsert fra 24 brønner på feltet.

Operatøren ser ut til å ha lykket med en ny kompletteringsteknikk som omgår problemet med strømning av reservoarbergarten inn i produksjonsbrønnene.

Innsynkningen på Valhall synes ikke å være et så stort problem som fryktet. Det benyttes flere måleteknikker for å fastsette innsynkningsraten. De antatt mest pålitelige målingene viser en innsynkningsrate på om lag 18 cm per år.

Produksjonsanlegg

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

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

Målesystem

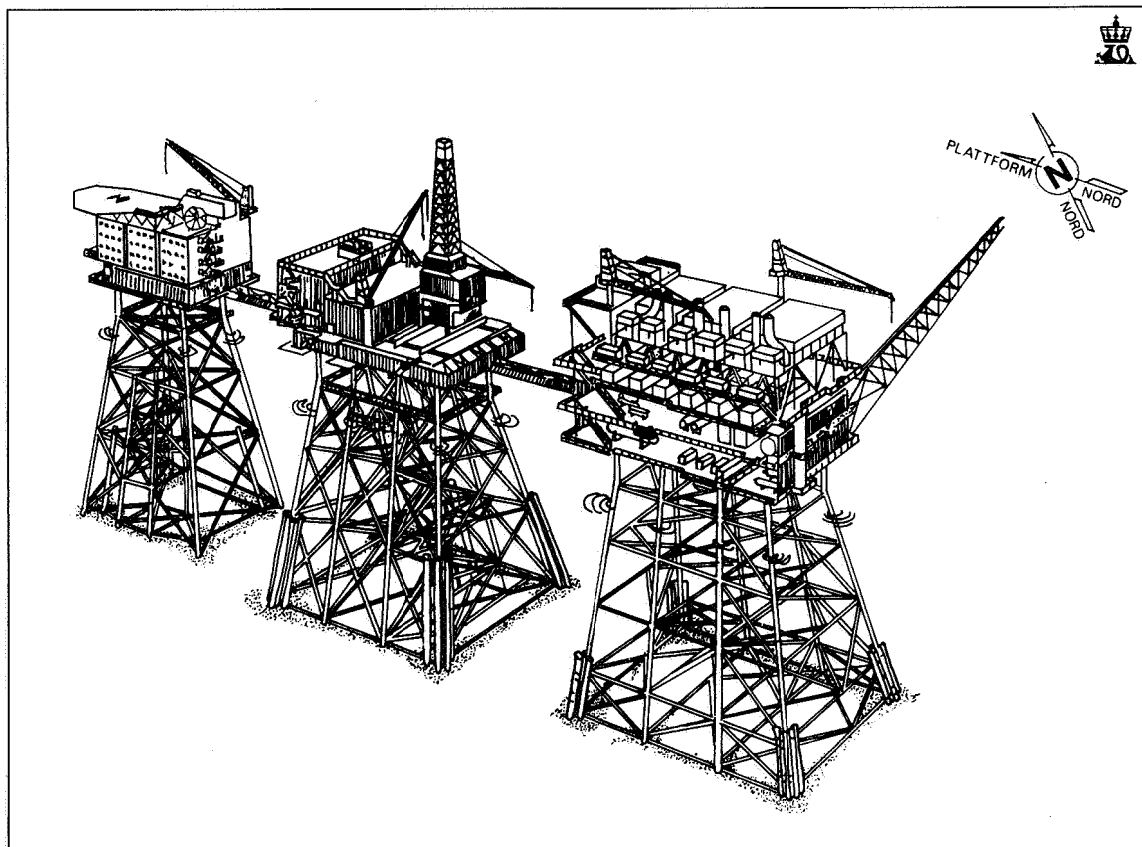
Olje og gass fra Valhall og Hod blir målt fiskalt på stigerørsinnretningen. Målesystemene inngår i Ekofisk-systemet for hydrokarbonfordeling.

Transport

Fra stigerørsinnretningen transporteres gassen til Emden og oljen til Teesside.

Fig. 2.5.2

Innretninger på Valhall



Brenning av gass

Den innrapporterte gassmengde som er avbrent på feltet i 1990, er gjennomsnittlig 25 000 Sm³ per døgn. Dette tilsvarer 0.8 % av gassproduksjonen og utgjør 25 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer på Valhall-feltet frem til og med 2011 antas å bli om lag 12.3 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader frem til og med 2011 er beregnet til om lag 19.9 milliarder 1990-kroner.

2.5.3 Tommeliten

Utvinningsstillatelse 044

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70.64 %
Norske Fina A/S	20.23 %
Norsk Agip A/S	9.13 %

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

Plan for utbygging og drift ble godkjent av Stortinget i juni 1986. Fase 1 av utbyggingen omfatter Gamma-strukturen. Produksjonsstart skjedde 3.10.1988. Gass-salgskontrakt er inngått med Phillips-gruppen om leveranse frem til 1.10 1991. Resterende gass er ikke solgt ved begynnelsen av 1991. Det arbeides med to alternativer for gassavsetning, enten salg til Phillips eller salg til Ruhrgas. Siste alternativ kan medføre en midlertidig nedstengning av Tommeliten i to år.

Tommeliten består av to strukturer, Alfa-strukturen i sør og Gamma-strukturen i nord. I begge strukturene er det påvist gass/kondensat. De hydrokarbonførende lagene er representert ved Ekofisk og Tor-formasjonen. En har videre lokalisert underliggende sandsteinsformasjoner som vurderes som lovende, og som vil bli nærmere utforsket.

Gass fra Tommeliten prosesseres på Edda-innretningen. En mindre del av gassen benyttes til gassløft av Edda-oljebrønner og forlenger på denne måten den økonomiske levetiden for Edda-feltet.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med havbunnskompletterte brønner. Som nevnt er kun Gamma-strukturen utbygd. Neste fase, Alfa-strukturen, vil også utbygges ved hjelp av bunnramme med havbunnskompletterte brønner. Denne utbyggingen vil ikke iverksettes før det foreligger en salgavtale for gassen.

Det produserte fluid prosesseres på Edda. Phillips Petroleum Co Norway A/S, som utfører prosesseringen vil fortsatt benytte gassen fra Tommeliten til gassløfting av Edda-brønner.

Målesystem

Eksisterende målesystemer for olje og gass på Edda

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

Transport

Etter første trinn separasjon og måling på Edda-innretningen, blir gass fra Tommeliten overført i rørledning til Ekofisk Senter for videre prosessering før den tørre gassen sendes via Norpipe-rørledningen til Emden.

Olje fra Tommeliten overføres fra Edda til Ekofisk Senter i rørledning sammen med olje og gass som produseres fra Edda-feltet. Etter videre prosessering på Ekofisk Senter sendes oljen gjennom rørledningen til Teesside for stabilisering, lagring og salg.

Brenning av gass

Det gasskvantumet som tillates brent for Tommeliten, er inkludert i det kvantumet som er tillatt brent for Ekofisk-feltet totalt.

Kostnader

Totale investeringer utgjør 2.7 milliarder i 1990-kroner.

2.5.4 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

Rettighetshavere

Phillips Petroleum Co Norway A/S	36.960 %
Norsk Fina A/S	30.000 %
Norsk Agip A/S	13.040 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.594 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	6.700 %
Total Marine Norsk A/S	3.547 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	1.000 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Coparex Norge A/S	0.399 %
Cofranord A/S (Norminol)	0.304 %

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

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

Fordelingen er som følger:

Albuskjell:	
Phillips-gruppen	50.00 %
A/S Norske Shell	50.00 %

Tor:	
Phillips-gruppen	75.3612 %
Amoco-gruppen	24.6388 %

(rettighetshaverne på Valhall)

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

Utnyttelse av forekomstene

Området er blitt bygget ut i flere trinn.

Fra juni 1971 til mai 1974 ble det produsert olje fra fire brønner som var ferdigstilt på havbunnen på Ekofisk-feltet. Feltene Cod, Tor og Vest-Ekofisk ble bygget ut og tilknyttet Ekofisk Senter samtidig som det ble lagt en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift henholdsvis i oktober 1975 og i september 1977. Før gassrørledningen ble ferdigstilt, ble den produserte gassen injisert i Ekofisk-feltet.

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

Feltene, som ble produsert ved trykkavlastning, hadde en relativ lav utvinningsgrad for oljen, ca

20 %. Utvinningsgraden kan økes ved å injisere vann eller gass i reservoarene.

På Ekofisk-feltet, hvor det er blitt injisert vann på feltskala siden 1987, vil utvinningsgraden trolig øke til om lag 30 %.

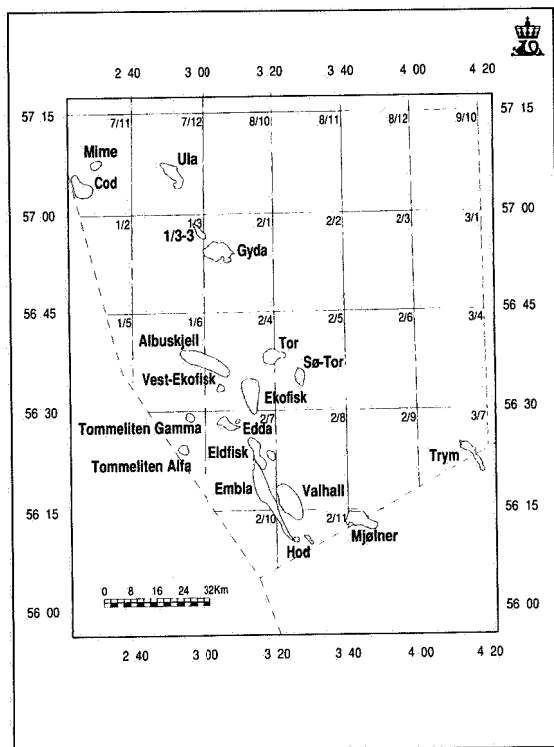
I 1990 ble en oppgradering av vanninjeksjons-prosjektet på Ekofisk-feltet godkjent. Oppgraderingen innebærer en økning av vanninjeksjonskapasiteten på feltet fra 375 000 fat i døgnet til 500 000. Med denne oppgraderingen er det åpnet for vanninjeksjon i Tor-formasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen over hele feltet. Et vanninjeksjonsprøveprosjekt i øvre del av Ekofisk-formasjonen ble satt i gang i mars 1990.

På Eldfisk, som er det nest største feltet i området, vurderer operatøren å øke utvinningen ved hjelp av vanninjeksjon. I den forbindelsen planlegges det et prøveprosjekt der en vil injisere vann i en av produksjonsbrønnene for å måle injektivitet og vannoppsugingsevne til bergarten. Oljedirektoratet vurderer også gassinjeksjon som en mulighet for å øke utvinningen på feltet.

Også på Tor-feltet vurderer operatøren potensialet for vanninjeksjon. I paleocen-formasjonen, som ligger over selve Tor-feltet, har en testet produksjonsmulighetene fra en eksisterende Tor-producent. Denne testen er nå avsluttet og operatøren vurderer å foreta en lignende test fra andre brønner på Tor-feltet.

Albuskjell 2/4-F-innretningen ble midlertidig stengt i 1990. Det øverste reservoaret på Albuskjell-feltet, Ekofisk-formasjonen, består av en relativt tett bergart med dårlige produksjonsegenskaper. En ny stimuleringsteknikk har imidlertid ført til større optimisme med hensyn til produksjon fra dette reservoaret. Også horisontale brønner vil bli vurdert for å drenere Ekofisk-formasjonen. Figur 2.5.4.b viser innretningene i Ekofisk-området.

Fig. 2.5.4.a
Ekofisk-området



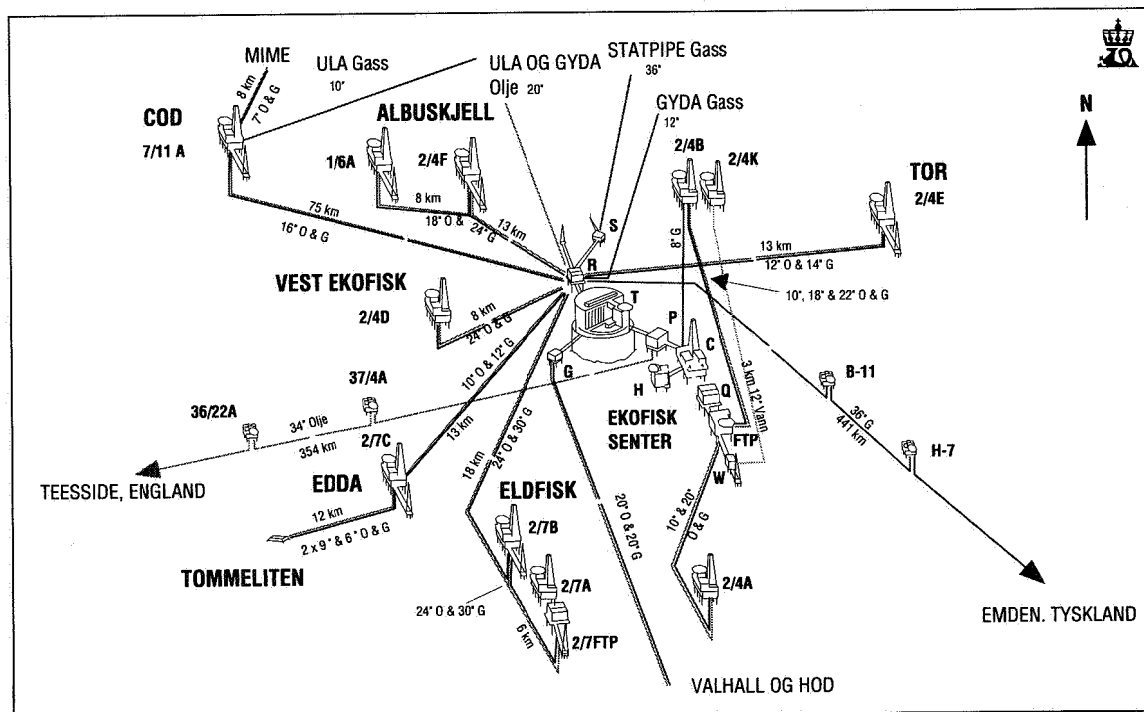
Innsynkning

I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som siden er utført, viser en total innsynkning per 30.11.1990 på rundt 4.84 meter.

Innsynkningsraten i perioden 1980–86 var 0.4–0.5 meter per år med en viss reduksjon mot slutten av perioden. Innsynkningen i 1987 og 1988 er blitt målt til rundt 0.3 meter på årsbasis. Innsynkningsraten i 1990 ser ut til å være nedadgående, rundt 0.25 meter på årsbasis.

Fleire målemetoder har vært benyttet for å fastlegge innsynkningsraten. I 1984–85 ble det foretatt analyser av bølgedata. Analysene indikerte bare tidligere innsynkningsrate. Derfor foretok operatøren i 1985 en rekke målinger av avstanden fra havflaten til horisontale stag i understellet på innretningene. Metoden hadde begrenset nøyaktighet. I dag måles innsynkningen ved hjelp av trykksensorer montert på havbunnen i tillegg til regelmessige satellittmålinger.

Fig. 2.5.4.b
Innretninger i Ekofisk-området



Innsynkningen er forårsaket av at reservoarbergarten presses sammen. Reservoarkompaksjon skjer som en følge av reduksjon i reservoartrykket fra opprinnelig 7 200 psi til omlag 3 800 psi i dag.

Det er fortsatt en viss usikkerhet knyttet til hvordan reservoar-volumreduksjonen fører til innsynkning, og om det er andre forhold som bidrar til innsynkningen.

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

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

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

Målesystemer

Det er blitt utført verifikasjoner på enkelte olje- og gassmålesystemer i Ekofisk-området. I Teesside og Emden er det utført regelmessige verifikasjoner på salgsmålesystemene. Det er avholdt årlig møte med

tyske myndigheter. Samarbeidsavtale om den måletekniske virksomheten i Emden ble underskrevet av begge lands myndigheter i 1989.

Transport

Gassen transporteres med rørledning til Emden, og oljen transporteres til Teesside.

Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på feltet i 1990, er gjennomsnittlig 42 888 Sm³ per døgn. Det tilsvarer 0.14 % av gassproduksjonen og utgjør 42.9 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Per 31.12.1990 er det investert om lag 70 milliarder 1990-kroner på de syv feltene som utgjør Ekofisk-området. Totalt påløpte driftskostnader utgjør om lag 60 milliarder 1990-kroner.

2.5.5 Gyda

Utvinningsstillatelse 019B

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	50.000 %
BP Norway Limited U.A. (operatør)	26.625 %
Norske Conoco A/S	9.375 %
AEDC	5.000 %
MOECO	5.000 %
K/S A/S Pelican & Co	4.000 %

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

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

Utnyttelse av forekomstene

Reservoaret det produseres fra, består av øvre jura sandstein. Operatørens og Oljedirektoratets tall for utvinbar olje er henholdsvis $32 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ og $30.5 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. Det er beregnet $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ produsert gass, hvorav $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ salgsgass, og 2.5×10^6 tonn NGL.

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

Åtte brønner var blitt forboret, men en av disse påtraff en tynn reservoarzone og vil bli sideboret. En brønn var driftsklar ved produksjonsstart, og i løpet av andre halvår 1990 ble de seks andre brønnene koplet til innretningen og satt i produksjon fortløpende.

De to første vanninjeksjonsbrønnene ventes ferdig i februar og april 1991.

På grunn av de forborede brønnene, oppnådde en platåproduksjon allerede høsten 1990. Det tilsvarer ca $10\,500 \text{ Sm}^3$ olje og ca $1.6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ gass per døgn i gjennomsnitt. Platåraten kan holdes i to til tre år. Deretter vil produksjonen avta gradvis og ventelig være avsluttet i år 2010.

Produksjonsanlegg

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

Oljeproduksjonen startet 21.6.1990, åtte måneder tidligere enn opprinnelig planlagt. Produksjonskapasiteten er nå på $11\,000 \text{ Sm}^3$ olje og $1.6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ gass per døgn.

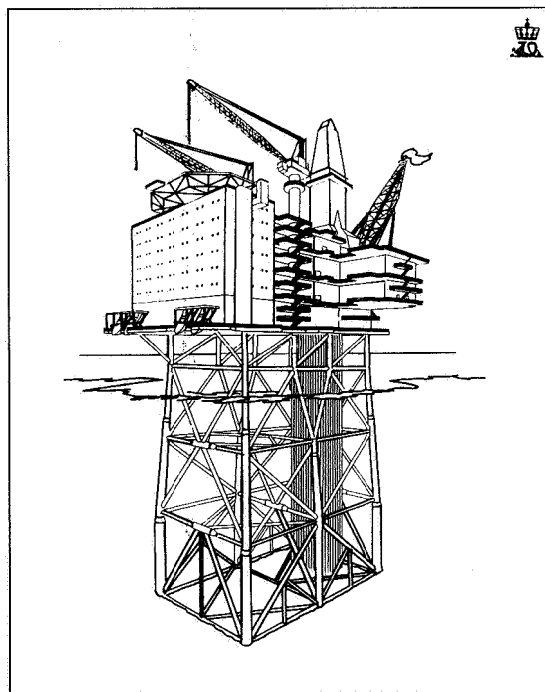
Transport

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

Målesystem

Olje- og gassproduksjonen måles til fiskal standard før rørledningstransport til Ekofisk. Målesystemene

Fig. 2.5.5
Innretning på Gyda



inngår i Ekofisk sitt system for hydrokarbonfordeling.

Brenning av gass

For perioden juni-oktober 1990 er den innrapporterte mengden gass avbrent i fakkell i gjennomsnitt $280\,000 \text{ Sm}^3$ per døgn. Det tilsvarer 27 % av total gassproduksjon og utgjør 53 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer utgjør 8.2 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader utgjør 8.4. milliarder 1990-kroner.

2.5.6 Ula

Utvinningstillatelse 019A

Rettighetshavere

BP Norway Limited U.A. (operatør)	57.5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	15.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5 %
Norske Conoco A/S	10.0 %
K/S A/S Pelican & Co	5.0 %

Feltet ligger i blokk 7/12, rundt 70 km nordvest for Ekofisk (figur 2.5.4.a). Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Feltutviklingsplanen ble godkjent i 1980, men samme år ble det klart at utbyggingen ikke ville bli lønnsom. Ny feltutviklingsplan med endret utbyggingsløsning ble levert i

april 1983 og godkjent i januar 1984. Produksjonen fra Ula startet i oktober 1986.

Utnyttelse av forekomstene

Ula-feltet er et sandsteinsfelt av øvre jura opprinnelse. Feltet ligger på Ula-trenden som er en olje-provins langs den forkastede nordøstlige marginen av Sentral Graben. Feltet er en saltom struktur, og reservoaret har meget gode produksjonsegenskaper.

I 1989 økte operatøren sitt ressursanslag til $67 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje på grunnlag av resultater fra oppdaterte reservoarstudier, inkludert ny seismisk tolkning og nye brønndata. Feltets antatte utstrekning ble økt og omfatter nå et større område i sørøst. Våren 1990 ble avgrensningshull 7/12-9 boret for å bestemme om ressursene var tilstrekkelige til en økonomisk utbygging av dette området. Resultatene fra boringen ble vurdert som positive. Området vil ventelig bli utviklet med en produksjonsbrønn i 1991 og en injeksjonsbrønn på et senere tidspunkt.

I 1990 ble vanninjeksjonskapasiteten økt fra 19 100 til 28 600 m^3 per døgn for å heve reservoartrykket og dermed ble også produksjonskapasiteten oppgradert fra 14 950 Sm^3 til 17 170 Sm^3 olje per døgn. Det ga grunnlag for et noe høyere årlig uttak fra feltet, noe som er godkjent fra 15. september.

Ved årets utgang var kumulativ produksjon og in-

eksjon henholdsvis $21.05 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $9.78 \times 10^6 \text{ m}^3$ vann. Samtidig er syv brønner i produksjon, og seks injiserer vann. Vannproduksjonen har ikke økt i løpet av året.

I det underliggende Trias-reservoaret er det påvist produserbar olje kun i den nordlige forkastningsblokken. Olje/vann-kontakten er usikker, og estimatet for tilstedeværende olje ligger i området $7.5 - 15.9 \times 10^6 \text{ Sm}^3$.

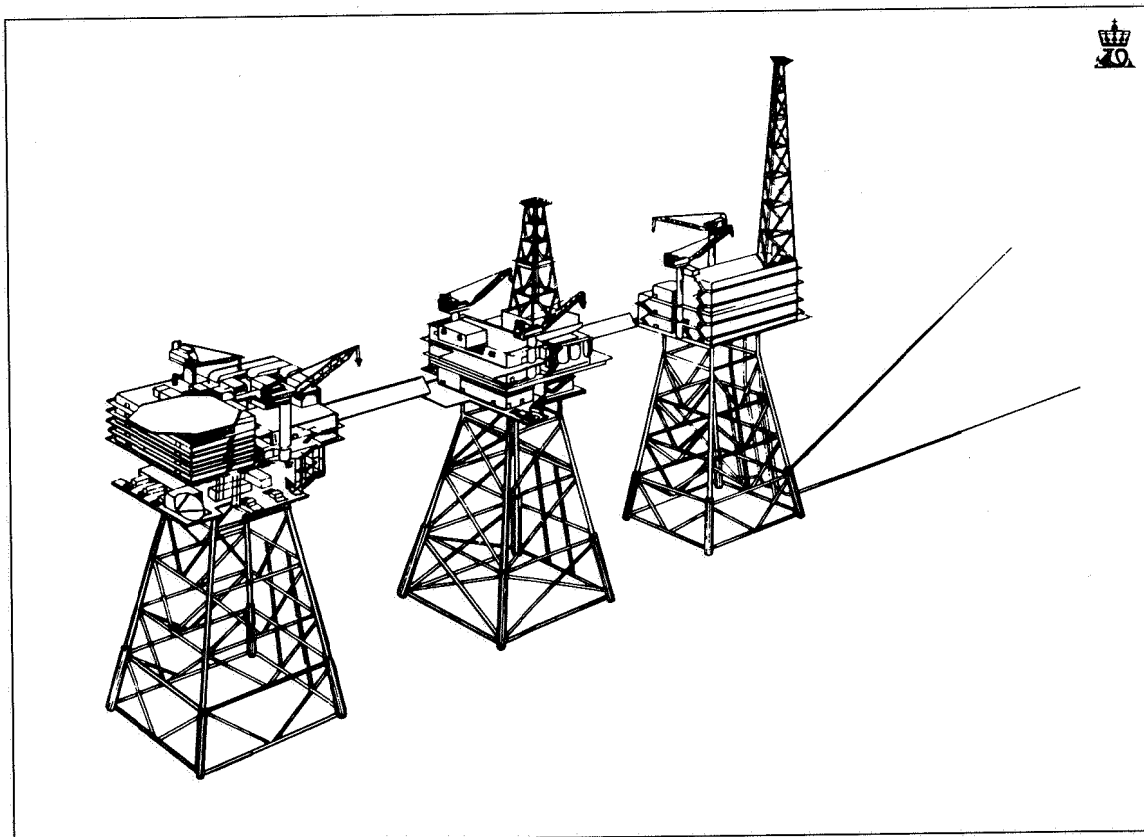
Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stål-innretninger for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (figur 2.5.6). Understellene til innretningene ble installert sommeren 1985, og sammenkoplingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 til august-september 1986.

Transport

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

Fig. 2.5.6
Innretninger på Ula



Målesystem

Oljen fiskalmåles kontinuerlig før den sendes inn i rørledningen til Ekofisk. Produisert gass måles fiskalt før den injiseres i rørledningen via Cod til Emden. Målesystemene inngår i Ekofisks system for hydrokarbon-fordeling.

Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent på feltet i 1990, er 38 000 Sm³ per døgn. Det tilsvarer 2.1 % av gassproduksjonen og utgjør ca 38 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer per 31.12.1990 utgjør 10.1 milliarder 1990-kroner. Siden produksjonsstart i oktober 1986 er det påløpt rundt 10.4 milliarder i 1990-kroner i driftskostnader.

2.5.7 Heimdal

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

Rettighetshavere

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

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

I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal ble sentral i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Statfjord-gassen. Søknad om ilandføring av gass til Kontinentet ble levert i januar 1981 og godkjent av Stortinget 10.6.1981. Ilandføringssøknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene er anslått til 36 x 10⁹ Sm³ gass og 6 x 10⁶ Sm³ kondensat.

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

Produksjonen har hittil ikke medført nevneverdige problemer. På grunn av feltes kraftige vann-driv, blir både trykkutviklingen og vannstigningen fulgt nøye.

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

Produksjonsanlegg

Heimdal-feltet er utbygd med en integrert stål-innretning med bore-, produksjon- og boligfunksjon (figur 2.5.7). Produksjonen startet opp i desember 1985, og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Målesystem

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

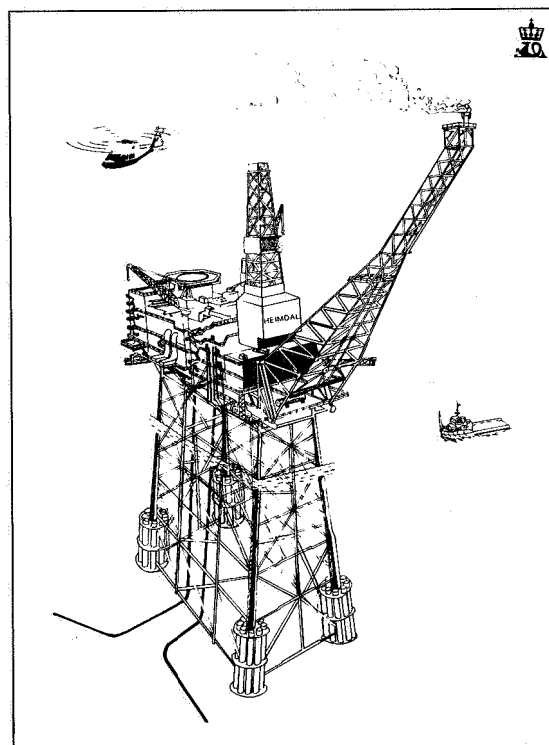
Transport

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

Kostnader

Totale investeringer på feltet var om lag 11.3 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid ventes å bli 5 milliarder 1990-kroner.

Fig. 2.5.7
Innretning på Heimdal



2.5.8 Frigg-området

2.5.8.1 Frigg

Rettighetshavere

Norsk del (60.82 %) (utvinningstillatelse 024)

Elf Aquitaine Norge A/S	25.191 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	19.992 %
Total Marine Norsk A/S	12.596 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	3.041 %

Britisk andel (39.18 %)

Elf Aquitaine UK Ltd	26.119 %
Total Oil Marine Ltd	13.060 %

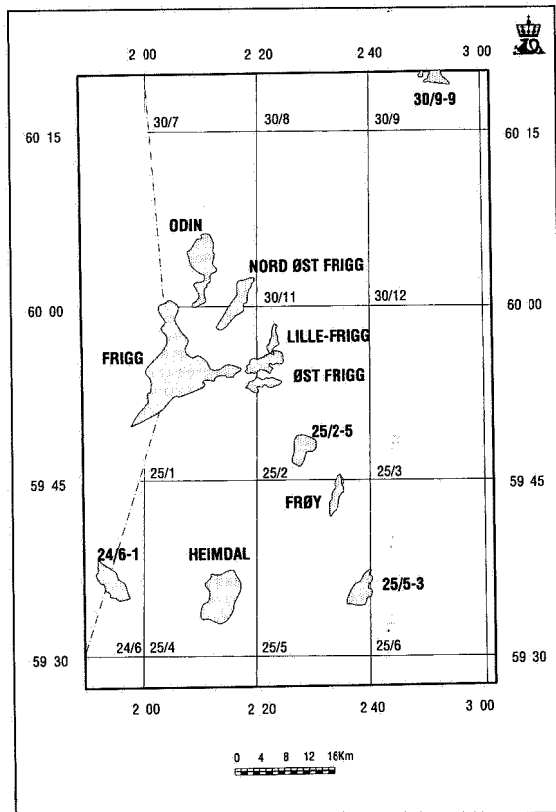
Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Frigg-feltet, og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørledningssystemet og St Fergus-terminalen i Skottland.

Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 og 30/10 på norsk sokkel og i blokkene 10/1, 9/5 og 9/10 på britisk sokkel (figur 2.5.8.a). Feltet er unitisert, og 60.82 % av gassreservene anses etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne. De resterende 39.18 % tilhører de britiske rettighetshaverne.

Utnyttelse av forekomstene

Norsk andel av de totale utvinnbare reserver er anslått til $107 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Fig. 2.5.8.a
Frigg-området



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

Nord for DP2 finnes en udrenert sone, og det er boret en tilleggsbrønn for å få produsert den gjenværende gassen. Det er også boret en brønn fra DP2 til den delen av reservoaret som ligger under CDP1 for å ta ut den gjenværende gassen etter at CDP1 er nedstengt.

Produksjonsanlegg

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

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

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

Gass fra Nordøst-Frigg, Odin og Øst-Frigg blir behandlet og målt på Frigg. Nye moduler for behandling av gass og kondensat fra disse feltene er installert på TCP2. Transport av gass fra Alwyn North-feltet på britisk side foregår via TP1.

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

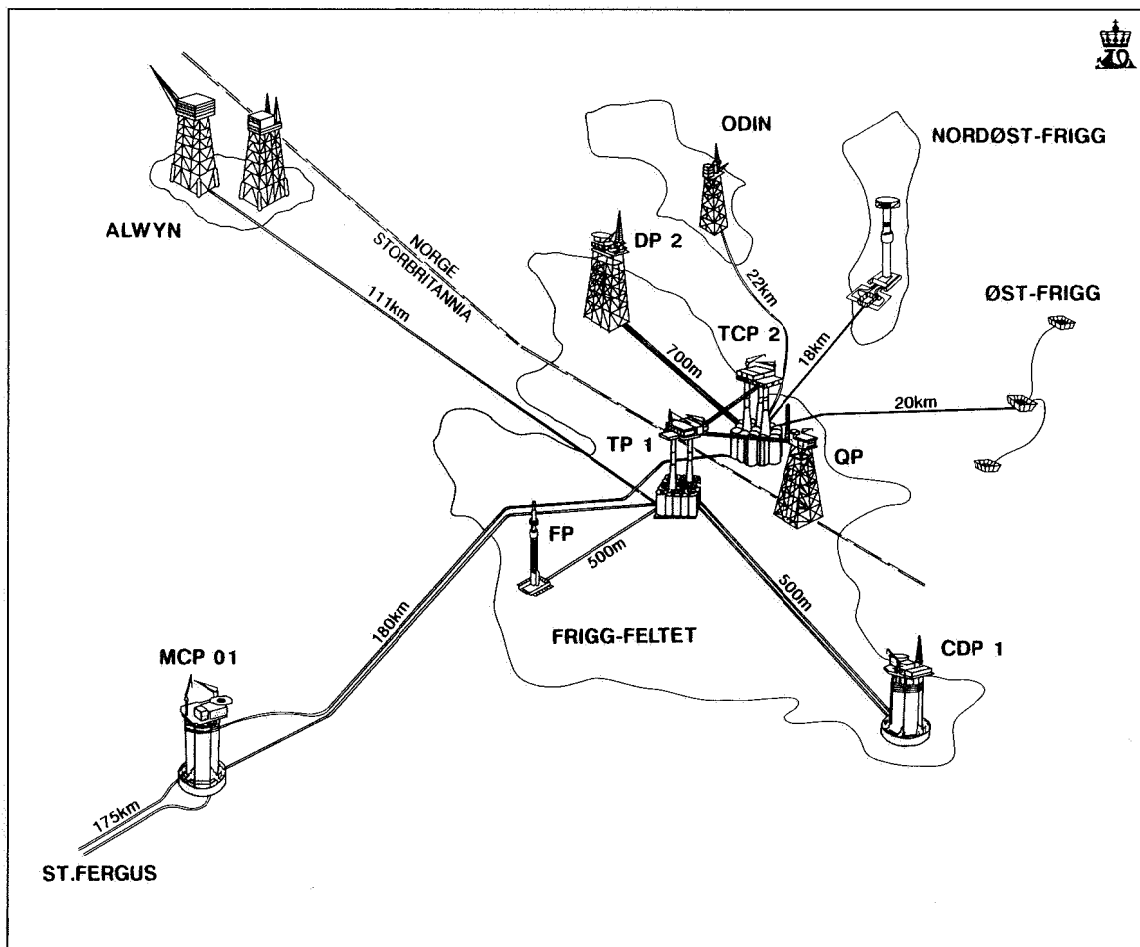
Målesystem – Frigg-området

Tilsyn med målesystemene på Frigg, MCP-01, Alwyn North og St Fergus er utført i samarbeid med Department of Energy. Samarbeidet om tilsynet omfatter også de norske feltene Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Odin, da summen av disse feltenes produksjon trekkes fra samlet målt mengde inn på rørledningen til St Fergus. Det blir gjort for å bestemme Frigg-feltets bidrag.

Transport

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

Fig. 2.5.8.b
Innretninger i Frigg-området



økningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Som følge av redusert behov for transportkapasitet, er disse kompressorene nå tatt ut av bruk.

Kostnader

Totale investeringer i den norske delen av Frigg-feltet var om lag 19.1 milliarder 1990-kroner. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli om lag 9.2 milliarder 1990-kroner.

2.5.8.2 Øst-Frigg

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

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro a.s	32.87 %
Total Marine Norsk A/S	20.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5.00 %

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

Rettighetshavere

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

Øst-Frigg Alfa ble oppdaget i 1973 og Øst-Frigg Beta i 1974. Begge strukturene strekker seg inn i 25/1 og 25/2 og litt inn i det tidligere tilbakeleverte området. Reservene er fordelt med 95.129 % på utvinningsstillatelse 024 og 026 og 4.871 % på utvinningsstillatelse 112. Feltet ble erklært drivverdig i august 1984, og ilandføringssøknaden ble behandlet av Stortinget 14.12.1984. Produksjonen kom i gang august 1988, og salget av gass startet 1. oktober 1988.

Utnyttelse av forekomstene

Øst-Frigg-feltet består av to hovedstrukturer, Alfa og Beta, tidligere kalt henholdsvis Øst-Frigg og Sør-

øst-Frigg. De er en del av samme trykksystem som Frigg-feltet, og gassen selges derfor til BGC innenfor den eksisterende salgavtalen. Utvinnbare gassreserver var opprinnelig anslått til $8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ på Alfa og $5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ på Beta, totalt $13 \times 10^9 \text{ Sm}^3$.

Produksjonen på Frigg har imidlertid ført til betydelig trykkreduksjon og hellende væskekontakter på Øst-Frigg, og gasslekkasje på rundt $6.4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ fra Alfa. Beta-strukturens dype sadel mot vest har forhindret gasslekkasje over mot Frigg. I begge strukturene er en del gass innestengt i allerede drenererte soner, og reserveanslaget er nå redusert til 10^9 Sm^3 ; $4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ i hver av strukturene.

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

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

Produksjonsanlegg

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

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

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

Produksjonsstasjon A har vært stengt ned fra 25. desember 1989 til 19. august 1990. Det skyldes at den elektriske kablen fra TCP2 sviktet og måtte skiftes ut. Under denne nedstengningen har produksjonsstasjon B produsert mer enn planlagt samtidig som Frigg har fungert som en svingleverandør. På denne måten har Øst-Frigg klart å overholde gasssalgskontrakten med British Gas.

Kostnader

Totale investeringer på feltet var om lag 2.5 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 0.6 milliarder 1990-kroner.

2.5.8.3 Nordøst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro a.s	32.87 %
Total Marine Norsk A/S	20.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	5.00 %

Utvinningsstillatelse 030 (blokk 30/10)

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

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

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

Utnyttelse av forekomstene

De totale utvinnbare reservene for Nordøst-Frigg er anslått til $11 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

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

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

Produksjonsanlegg

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

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

Kostnader

Totale investeringer på feltet var anslått til rundt 2.7 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli rundt 0.6 milliarder 1990-kroner.

2.5.8.4 Odin

Utvinningsstillatelse 030

Rettighetshaver

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

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

Odin-feltet ligger i blokk 30/10 (figur 2.5.8.a), og Esso er operatør for Odin. Gassfeltet ble påvist i 1974, og utbyggingsplanen ble vedtatt i 1980.

Utnyttelse av forekomstene

Totale utvinnbare reserver er anslått til 33×10^9 Sm³ gass.

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

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

Våren 1990 oppdaget operatøren vanngjennombrudd i den sørligste brønnen på feltet. Det var forventet at vanngjennombruddet ville inntreffe i denne brønnen først, men det kom noe tidligere enn ventet. Nye studier tyder på at både gjenværende reserver og feltets levetid vil bli noe redusert.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med en mindre stålinnretning med et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (figur 2.5.8.b). En slik utbygging var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en toårsperiode, både i forbindelse med installeringsarbeider og produksjonsboring.

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

Kostnader

Totale investeringer på feltet var om lag 3.7 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli om lag 2.3 milliarder 1990-kroner.

2.5.9 Oseberg

Oseberg-feltet strekker seg inn i to utvinningstillatelser, blokk 30/6 utvinningstillatelse 053 som ble tildelt i 1979, og blokk 30/9 utvinningstillatelse 079 som ble tildelt i 1982 (figur 2.4.4.a).

Eierfordeling for Oseberg

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

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

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	65.04 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	13.75 %

Saga Petroleum a.s	8.61 %
Elf Aquitaine Norge A/S	5.60 %
Mobil Development Norway A/S	4.20 %
Total Marine Norsk A/S	2.80 %

Utnyttelse av forekomstene

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

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

Økte reserver i den nordlige delen av feltet har ført til at det skal legges en flerfaserørledning fra C-innretningen til feltet sør. Ledningen vil føre til en optimalisering av produksjonen og bedre utnyttelse av prosesskapasiteten på feltet sør.

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

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

Total oljeutvinning fra feltet er beregnet til rundt 227.5×10^6 Sm³. Det gir en gjennomsnittlig utvinningsgrad på om lag 50 %. Selv om utvinningsgraden er relativt høy, er det gode muligheter for økt oljeutvinning fra feltet.

Oseberg inneholder ikke tilstrekkelig gass til injeksjon for trykkvedlikehold. Det er derfor bygget og installert et undervannsproduksjonsanlegg på Troll-feltet (TOGI) med en rørledning fra Troll til feltet sør på Oseberg. Anlegget skal levere ca 25×10^9 Sm³ gass over en 12-årsperiode fra 1991. I forbindelse med fremskyndingen av Oseberg 2 planlegger operatøren å hente ytterligere injeksjonsgass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma Nord. Fra denne strukturen skal det injiseres rundt 4×10^9 Sm³ gass over en åtte-årsperiode fra oppstart av C-innretningen. Mesteparten av den injiserte gas-

sen kan gjenvinnes under gassproduksjonsfasen på Oseberg, som forventes å vare fra 2003 til ca 2015.

Kjemisk flømming

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

Det har i 1990 vært stor aktivitet innenfor prosjektet for å definere surfaktantsystem og muligheten for et forsøk med surfaktantinjeksjon i en av grenset del av reservoaret.

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

Produksjonsanlegg

Oseberg bygges ut i to faser. Fase 1 er utbygd med et feltcenter i sør med to innretninger. Oseberg A, en prosess- og en boliginnretning med betongunderstell, og Oseberg B, en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Den midtre delen av feltet dreneres med to undervannskompletterte brønner knyttet til feltcenteret. Produksjonsstart for Oseberg feltcenter var 1.12.1988. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er ca 50 000 Sm³ per døgn.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen av feltet. I den reviderte planen for Oseberg er C-innretningen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støttefartøy i borefasen. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er 14 300 Sm³ per døgn.

En oversikt over innretningene er vist på figur 2.5.9.

Brenning av gass

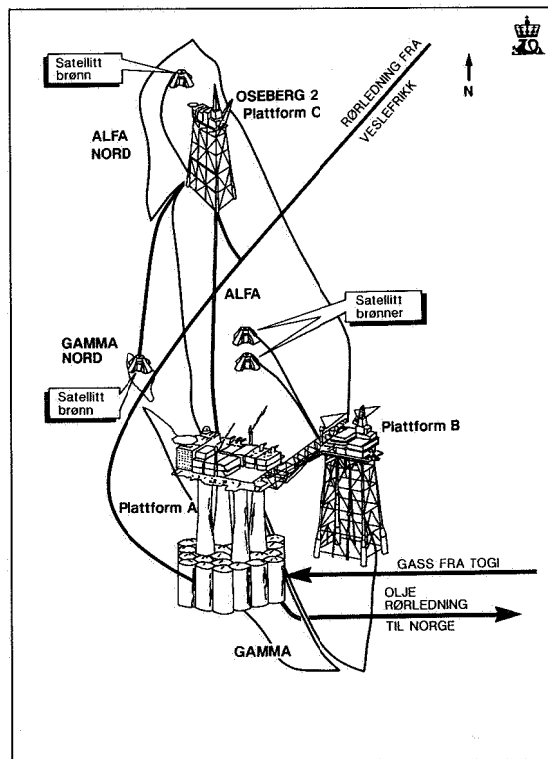
Gassmengden som har vært brent via fakkell på Oseberg A, utgjør i gjennomsnitt ca 120 000 Sm³ per døgn. Dette tilsvarer ca 1.8 % av den assosierte gassproduksjonen og utgjør 60 % av det maksimale daglige kvantumet som tillates brent.

Målesystem

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

Alle tre målesystemene er blitt kalibrert i løpet av 1990. Målesystem for Oseberg C er i løpet av 1990 blitt montert i prosessmodul på byggestedet. Systemet er deretter utprøvd på stedet. Ytterligere utprøving vil skje kort tid før produksjonsstart oktober 1991.

Fig. 2.5.9
Eksisterende og planlagte innretninger på Oseberg



Gassmålesystemet for kjøp av injeksjonsgass fra Troll (TOGI) ble utprøvd i desember 1990, slik at det er klargjort for produksjonsstart primo 1991. Målesystem for injeksjonsgass fra Gamma Nord vil bli utprøvd før Oseberg C settes i drift.

Transportsystemer

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Sture nord for Bergen ble lagt sommeren 1987. Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm³ per døgn. Største vandedyp for ledningen er ca 350 meter.

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

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

Gasseksporten fra Oseberg vil etter de nåværende planene starte i 2002. Gassen er ikke solgt, og det er

ikke tatt standpunkt til hvordan denne gassen skal transporteres.

Kostnader

Ved utgangen av 1990 var det investert om lag 33 milliarder 1990-kroner i Oseberg-feltet. Totale investeringer er antatt å bli om lag 38 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader er forventet å bli om lag 32 milliarder 1990-kroner til og med år 2011. Kostnadene er eksklusive transportsystemet OTS.

OTS-kostnader

Totale investeringer er om lag 4.4 milliarder 1990-kroner. Driftskostnadene forventes å bli om lag 3.2 milliarder 1990-kroner til og med år 2000.

2.5.10 Veslefrikk

Utvinningsstillatelse 052

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil)	55.00 %
Total Marine Norsk A.S.	18.00 %
Deminex (Norge) A/S	11.25 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	9.00 %
Norske Deminex A/S	4.50 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	2.25 %

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

Drivverdighetserklæring ble lagt frem for partene i november 1986. Plan for utbygging og drift ble lagt frem i februar 1987 og godkjent ved behandling av St. prp. nr 73 1987 (1986–1987). En oppdatert feltrapport, etter forboring av seks produksjonsbrønner, ble lagt frem i september 1989. Feltet kom i produksjon 26.12.1989.

Utnyttelse av forekomstene

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

Feltet produseres ved vanninjeksjon. 18 produksjonsbrønner (12 produsenter og seks injeksjonsbrønner) er planlagt, hvorav ni (seks produsenter og tre injeksjonsbrønner) er ferdigstilt. I tillegg er VAG-injeksjon (vannalternerende gass) vurdert. Simuleringer viser at VAG-injeksjon kan øke utvin-

ningen betydelig. Maksimal effekt er imidlertid svært følsom overfor trykkforholdene i reservoaret.

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

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en fast brønnhodeinnretning med stålunderstell og en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter. Brønnhodeinnretningen er installert over en ramme med seks forborede brønner. Den halvt nedsenkbare innretningen (tidligere boreinnretningen West Vision) er forankret og tilkoplest den faste brønnhodeinnretningen.

Figur 2.5.10 viser innretningene på Veslefrikk.

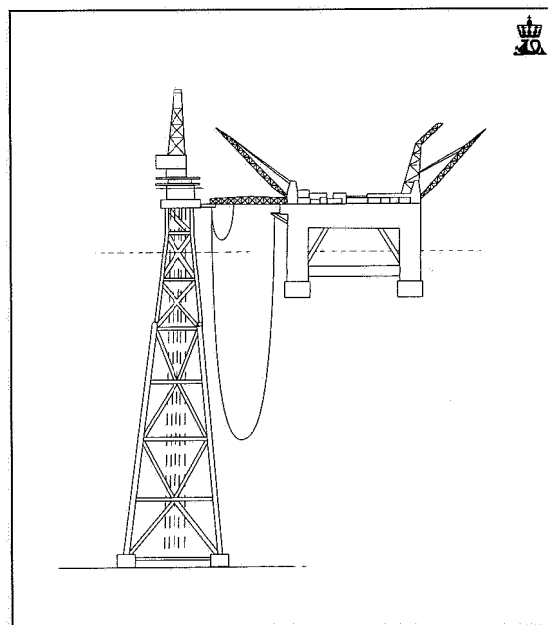
Transport

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

Kostnader

Utbyggingen er beregnet til å koste rundt 6.9 milliarder 1990-kroner inkludert brønnekostnader.

Fig. 2.5.10
Innretninger på Veslefrikk



Målesystem

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

2.5.11 Gullfaks

Utvinningsstillatelse 050

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	85.00 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	9.00 %
Saga Petroleum a.s	6.00 %

Feltet ligger i nordøstlig del av blokk 34/10 og dekker et område på ca 200 km² (figur 2.5.11.a). Det ble oppdaget i 1978. På grunn av fasevis utbygging, ble separate feltutviklingsplaner for fase 1 og 2 godkjent i henholdsvis 1981 og 1985. Fase 1-utbyggingen omfatter innretningene A og B, mens C-innretningen dekker fase 2. Produksjonen fra feltet startet i desember 1986.

Utnyttelse av forekomstene

Gullfaks-feltet er relativt gruntliggende og er oppdelt av forkastninger i flere skråstilte og roterte forkastningsblokker. Reservoarbergarten er sandstein av jura alder. Blokkene har varierende grad av helling og området er til dels kraftig erodert. De strukturelle forholdene i det østlige området er vanske-

lige å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under produksjonsboringen, med til dels store overraskelser med hensyn til forkastningsmønsteret. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt.

Reservoarene i fase 1 og 2 er adskilt av en nord-sør-gående hovedforkastning som har vist seg å ikke være totalt forseglende i nord. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrensner feltet i sør, øst og nordøst.

Reservene er fordelt mellom Brentgruppen, Cook- og Statfjord-formasjonene. Omtrent 80 % av reservene finnes i Brent. Operatøren har i 1990 gjort nye reserveberegninger som gav litt lavere tilstedeværende reserver og endret fordeling mellom forekomstene. Det totale utvinnbare oljevolum er imidlertid fremdeles anslått til 230 x 10⁶ Sm³. Reservene fordeler seg med 61 % i fase 1 og 39 % i fase 2. Fra fase 2 startet produksjonen i desember 1989.

Ved utgangen av 1990 er kumulativ produksjon og injeksjon henholdsvis 43.02 x 10⁶ Sm³ olje og 42.19 x 10⁶ m³ vann. Daglig produseres det nå ca 49 000 Sm³ olje på feltet. Produksjonen har i 1990 vært noe lavere enn forventet, hovedsakelig som følge av problemer med vann- og sandproduksjon og forsinkelse i boreoperasjoner. Feltet som helhet ventes å produsere med platårate i årene 1993–94, for deretter å trappe ned gradvis inntil produksjonslutt i år 2006.

Drivmekanismen på feltet er i hovedsak vanninjeksjon, men alternative metoder for å øke utvinningen blir også vurdert. Forsøk med VAG-injeksjon (vannalternerende gass) og enbrønnstest med tensidinjeksjon er planlagt gjennomført i 1991. Også horisontale brønner og injeksjon av tynn gel er aktuelle metoder på Gullfaks.

Produksjonsanlegg

A- og B-innretningene i fase 1 er av Condeep type, med understell av betong og dekkstramme av stål (figur 2.5.11.b). C-innretningen i fase 2 er i hovedsak bygget som en kopi av Gullfaks A. Alle tre er fullt integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger, men Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med bare førstetrinnsseparasjon.

Gullfaks A er plassert på den sørlige delen av feltet og startet produksjonen 21.12.1986. Prosesskapasiteten er på 52 000 Sm³ olje og 23 900 m³ vann per døgn. Det arbeides med en forbedring av anlegget for behandling av produsert vann. Vanninjeksjonskapasiteten på Gullfaks A er i løpet av året blitt oppgradert fra 60 000 til 75 000 m³ per døgn. Innretningen har ved utgangen av året 20 produksjonsbrønner og åtte vanninjeksjonsbrønner, hvorav totalt seks er havbunnsbrønner.

Gullfaks B er plassert på den nordvestre delen av feltet, og ble satt i produksjon 29.2.1988. Den har en prosesskapasitet på 31 000 Sm³ olje og 30 000 m³ vann per døgn. Oljen fra Gullfaks B overføres til

Fig. 2.5.11.a
Gullfaks- og Statfjord-området

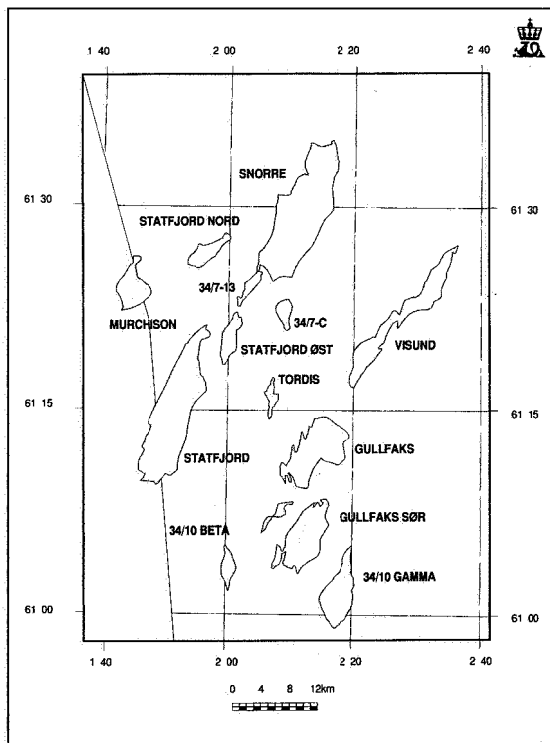
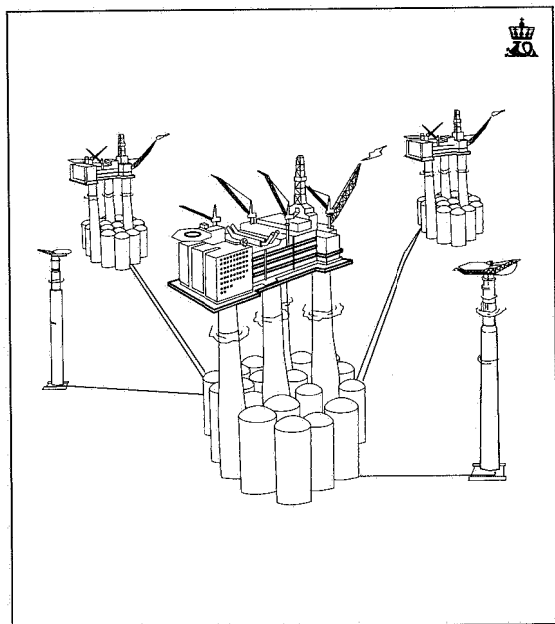


fig. 2.5.11.b
Innretninger på Gullfaks



Gullfaks A og C for videre prosessering og lagring. Installering av eget vanninjeksjonssystem pågår, med forventet oppstart 1.4.1991. Kapasiteten vil være 30 000 m³ per døgn. Foreløpig overføres injeksjonsvann fra Gullfaks A. Ved årsskiftet er ti produksjonsbrønner og fire vanninjeksjonsbrønner tilknyttet Gullfaks B.

Gullfaks C er plassert på feltets østre del for utvinning av reservene i fase 2. Driften startet 4.11.1989 med olje overført fra Gullfaks B. Produksjon fra egen brønn kom igang ved årsskiftet 1989/90. Innretningens prosesskapasitet er på 39 000 Sm³ olje og 30 000 m³ vann per døgn, og det kan injiseres inntil 60 000 m³ vann per døgn. Ved årets utgang har innretningen tre produksjonsbrønner.

Målesystem og transport

Gullfaks A og C har lagerceller for lagring av stabilisert olje. Oljen måles og eksporteres via lastebøye til tankskip. Prosessert gass fiskalmåles kontinuerlig på Gullfaks A og C før den sendes inn i Statpipe-systemet.

Brenning av gass

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på Gullfaks-feltet i 1990, er 320 000 Sm³ per døgn. Det er 7.7 % av gassproduksjonen og utgjør 70 % av maksimalt tillatt mengde.

Kostnader

Ved utgangen av 1990 var det investert om lag 54 milliarder 1990-kroner i Gullfaks-feltet. Totale investeringer forventes å bli om lag 59 milliarder 1990-kroner.

2.5.12 Staffjord

Utvinningstillatelse 037

Rettighetshavere

Norsk del (84.09322 %)	
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	42.04661 %
Mobil Exploration Norway Inc.	12.61400 %
Norske Conoco A/S	8.40932 %
Esso Exploration & Production Norway	8.40932 %
A/S Norske Shell	8.40932 %
Saga Petroleum a.s.	1.57674 %
Aموco Norway Oil Company	0.87597 %
Amerada Hess Norge A/S	0.87597 %
Enterprise Oil Norway A/S	0.87597 %
Britisk del (15.90678 %)	
Conoco (UK) Ltd	5.30226 %
BP Petroleum Development Ltd	5.30226 %
Chevron UK Ltd	5.30226 %

Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (figur 2.5.11.a). Staffjord-feltet strekker seg over på britisk side der Conoco er operatør. Selve Staffjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Staffjord-feltet er Norges største oljefelt.

Utnyttelsesgraden for anleggene på Staffjord-feltet har passert toppen. Etersom Snorre-utbygging ble vedtatt i 1988, med tilhørende tilknytning til Staffjord A, medfører det at anleggene på denne innretningen vil få en høyere utnyttelsesgrad fra 1992 enn hva som ellers ville vært tilfelle. Staffjord-satellittene Nord og Øst er besluttet utbygd som undervannsinnetninger, med tilhørende prosessering på Staffjord C. Dette vil øke utnyttelsesgraden av anleggene på denne innretningen fra slutten av 1993.

Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratet antar at en oppnår en utvinningsgrad på rundt 50 % totalt for feltet. De totale utvinnbare mengdene olje er oppjustert i 1990 og anslås til 531.5 x 10⁶ Sm³, mengden utvinnbar assosiert gass til 60.0 x 10⁹ Sm³ tørr gass og 18.6 x 10⁶ tonn NGL. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Det gjøres ved injeksjon av vann i Brentgruppen og injeksjon av gass i Staffjord-reservoaret. En gasskappe har nå etablert seg i toppen av Staffjord-reservoaret. Det har ført til økt gass/olje-forhold i mange produsenter i dette reservoaret. For å få en bedre utnyttelse av de gjenværende reservene, har operatøren utarbeidet en revidert produksjonsstrategi for feltet når det gjelder hvordan brønnene skal disponeres.

Strategien innebærer både flere brønner enn opp-

rinnelig planlagt og utstrakt gjenbruk av brønnene i flere reservoarsoner. Bruk av horisontale brønner inngår også i strategien, og tre slike ble boret i 1990. Videre er det lagt opp til et program for å studere mer avanserte metoder for å øke oljeutvinningen.

Den gjeldende reservfordelingen, som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15.90678 % på britisk side og 84.09322 % på norsk side. Refordelingsforhandlinger for feltet startet i 1985 og alle tilgjengelige data frem til juni 1985 blir brukt i disse forhandlingene. Nye refordelingsforhandlinger som bruker alle data tilgjengelig frem til juni 1989 startet sommeren 1989. Begge disse refordelingsforhandlingene har resultert i nye foreløpige tall for fordelingen. Det er imidlertid uenighet om tolkningen på visse punkter. Disse uenighetene legges frem for nøytrale eksperter slik som avtalen mellom rettighetshaverne på britisk og norsk side anviser. Norske og britiske myndigheter har godkjent ekspertene som er foreslått. Når ekspertavgjørelsene foreligger skal korrigererte tall legges frem for begge lands myndigheter til godkjenning.

Produksjonsanlegg

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

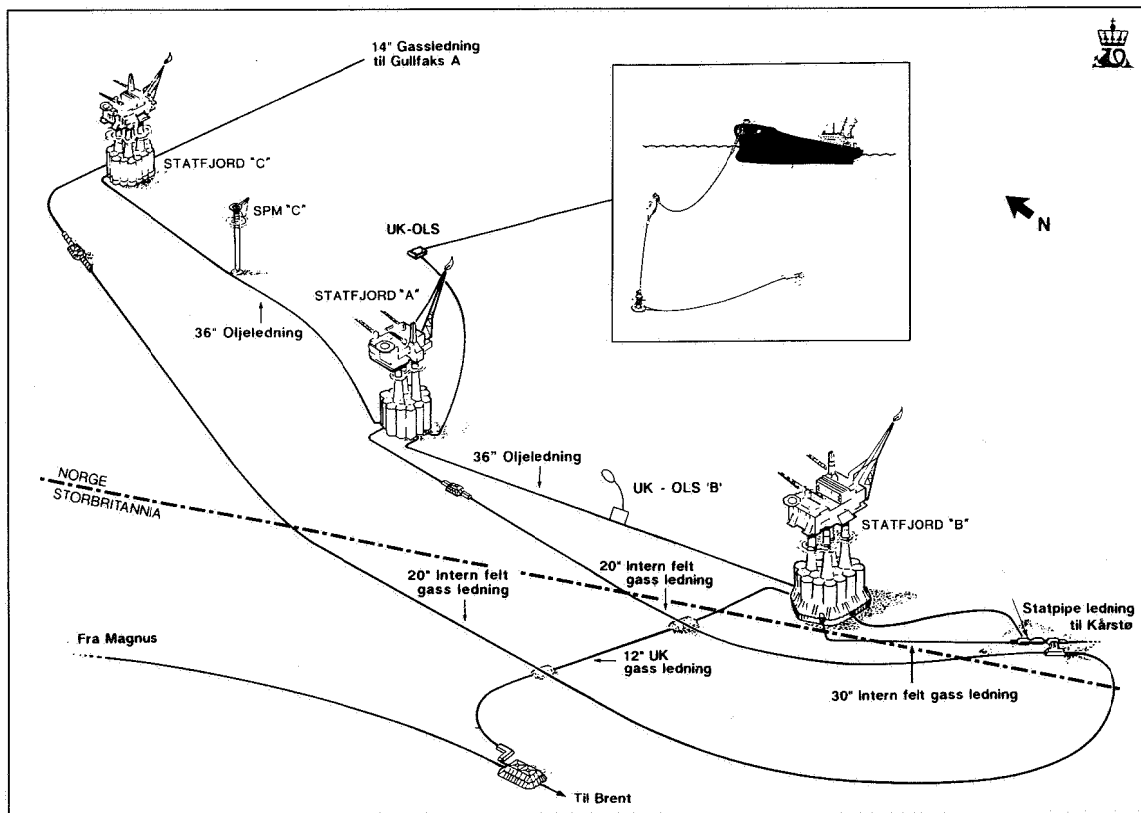
Statfjord A

Statfjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er 55 000 Sm³ per døgn, fordelt på to produksjonslinjer. I 1988 ble kapasiteten for vannbehandlings-systemet økt for å kunne håndtere de økende vannmengdene fra de ulike brønnene. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygd med 36 brønner, hvorav 22 er oljeprodusenter, ti er vanninjeksjonsbrønner og fire er gassinjeksjonsbrønner. I 1986 ble det som lastebøye til Statfjord A installert en ny type bøye. Grunnen til at den opprinnelige lastebøye måtte fjernes, var omfattende mekaniske problemer. Den nye bøyen har ca 5 000 Sm³ per time i lastekapasitet, mens den gamle hadde en lastekapasitet på ca 8 000 Sm³ per time.

Statfjord B

Statfjord B-innretningen er plassert i den sørlige delen av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 24 lagerceller og fire skaft. Produksjonskapasiteten er 39 800 Sm³ per døgn i en produksjonslinje. Også på Statfjord B har det vært

Fig. 2.5.12
Innretninger på Statfjord-feltet



nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten for å kunne håndtere økende vannmengder fra de ulike brønnene. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982 og er utbygd med 32 brønner, hvorav 22 er oljeproducenter, åtte er vanninjeksjonsbrønner og to gassinjeksjonsbrønner. I 1988 ble det avdekket alvorlige mekaniske problemer også for lastebøyen til Statfjord B. Det ble i 1989 besluttet å bytte den ut med en ny bøye av samme design som for Statfjord A. Ny bøye ble tatt i bruk høsten 1990. Den nye bøyen vil ha samme lastekapasitet som den gamle, ca 8 000 Sm³ per time.

Statfjord C

Statfjord C-innretningen er plassert i den nordlige delen av Statfjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Statfjord B. Statfjord C fikk også økt kapasitet på vannbehandlings-systemet i 1988. Innretningen kom i produksjon 26.6.1985 og er utbygd med 28 brønner, hvorav 18 er oljeproducenter, åtte er vanninjeksjonsbrønner og to er gassinjeksjonsbrønner.

Målesystem

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

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

Transportsystemer

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

Brenning av gass

Gassmengden som totalt har vært brent via fakkell på Statfjord-feltet i 1990 er i gjennomsnitt 330 000 Sm³ per døgn. Dette tilsvarer 1.4 % av gassproduksjonen og utgjør 80 % av det maksimalt tillatte kvantum. Utenom de vanlige vedlikeholdsrutinene har det vært enkelte problemer med kompressorer og reinjeksjonsutstyr. Det ble i tillegg identifisert og utbedret enkelte korrosjonsskader, noe som i perioden medførte høy brenning.

Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet frem til 2010 antas å bli rundt 59 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader frem til 2010 er beregnet til 71 milliarder 1990-kroner. Beløpene gjelder for den norske andelen (84.09 %).

2.5.13 Murchison

Rettighetshavere

Britisk del (77.8 %)	
Conoco (UK) Ltd	25.9334 %
Oryx UK Energy Company	25.9333 %
Chevron UK Ltd	25.9333 %

Norsk del (22.2 %)

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11.1000 %
Mobil Exploration Norway Inc	3.3300 %
Conoco Norway Inc	2.2200 %
Esso Exploration & Production Norway	2.2200 %
A/S Norske Shell	2.2200 %
Saga Petroleum a.s.	0.4162 %
Aramco Norway Oil Company A/S	0.2313 %
Amerada Hess Norge A/S	0.2313 %
Enterprise Oil Norge Ltd	0.2312 %

Murchison-feltet ble påvist i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side (figur 2.5.11.a). Den norske andelen er på 22.2 %. Utbyggingen av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. Feltet ble erklært drivverdig sommeren 1977.

Utnyttelse av forekomstene

De utvinnbare reservene for hele feltet er 54 x 10⁶ Sm³ olje og 1.2 x 10⁹ Sm³ gass. Feltet har produsert opp mot maksimal væskebehandlingskapasitet siden 1981, og vannbehandlingskapasiteten har vært økt flere ganger. 1984 var siste året med platåproduksjon. Det er nå vanngjennombrudd og høyt vannkutt i alle de opprinnelige produksjonsbrønnene. Etter en plan utarbeidet i 1987, har det de siste årene vært boret flere nye brønner. Disse bidrar i vesentlig grad til en bedre utnyttelse av ressursene.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygd ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ per døgn (figur 2.5.13). Innretningen kom i produksjon 28.9.1980. Den første tiden ble det produsert fra to havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt 6 000 Sm³ olje per døgn.

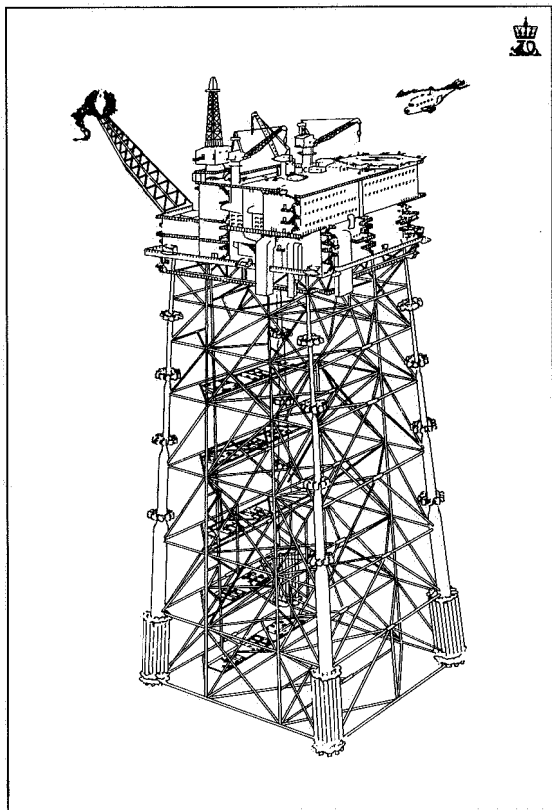
Målesystem

Driftstilsyn blir foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Transport

Regjeringen gav ved kongelig resolusjon av 24.9.1982 samtykke til ilandføring av den norske delen av Murchison-gassen via rørledning NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) til Brent-feltet på britisk side, og videre til St Fergus i Skottland via rørledning FLAGS (Far North Liquefied and Associated Gas Gathering System). Gassleveransene gjennom NLGP startet 20.7.1983. Olje fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. På grunn av

Fig. 2.5.13
Innretning på Murchison



ulike former for vedlikeholdsarbeid i transportsystemene, har Murchison vært nedstengt i lengre perioder i 1990.

Brenning av gass

Den innrapporterte mengden gass som er avbrent via fakkell på feltet det siste året, er ca 190 000 Sm³ per døgn (ca 42 000 Sm³ per døgn norsk andel). Mengde gass som er brent, har vært uvanlig høy som følge av omfattende nedstenging av det britiske rørdningssystemet.

Kostnader

Totale investeringer på Murchison-feltet frem til 1995 antas å bli om lag 3.9 milliarder 1990-kroner. Totale driftskostnader er beregnet til å bli om lag 1.7 milliarder 1990-kroner. Beløpene gjelder for norsk andel (22.2 %).

2.6 TRANSPORTSYSTEM FOR GASS OG OLJE

2.6.1 Eksisterende transportsystem

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

Den britiske andelen av gass fra Statfjord trans-

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

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	58.25 %
Elf Aquitaine Norge A/S	10.00 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.00 %
Mobil Development Norway A/S	7.00 %
Esso Exploration and Production	5.00 %
A/S Norske Shell	5.00 %
Total Marine Norsk A/S	3.00 %
Saga Petroleum a.s	2.00 %
Norske Conoco A/S	1.75 %

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

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

Kårstø

Den første Nordsjø-gassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er 8 x 10⁹ Sm³ våtgass per år. Kårstøanlegget har en behandlingsskapasitet på 5 x 10⁹ Sm³ våtgass per år. Tørrgassledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på 17 x 10⁹ Sm³ per år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne knytte til andre felt. Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet, må det bygges en ny kompressorinnretning ved siden av stigerørsinnretningen 16/11 S. Det er inngått en rammeavtale med Norpipe A/S og Phillips-gruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledningen til Emden.

Rettighetshaverne på Statfjord, Heimdal og Gullfaks har videre inngått salgavtaler for gassen med kjøpere på Kontinentet.

K-lab er et anlegg for fullskala testing og utvikling av fiskalt gassmåleutstyr. Anlegget har i 1990 foretatt diverse uttestinger av måleutstyr med naturgass under høyt trykk som testmedium.

Fig. 2.6
Transportsystem for olje og gass i Nordsjøen

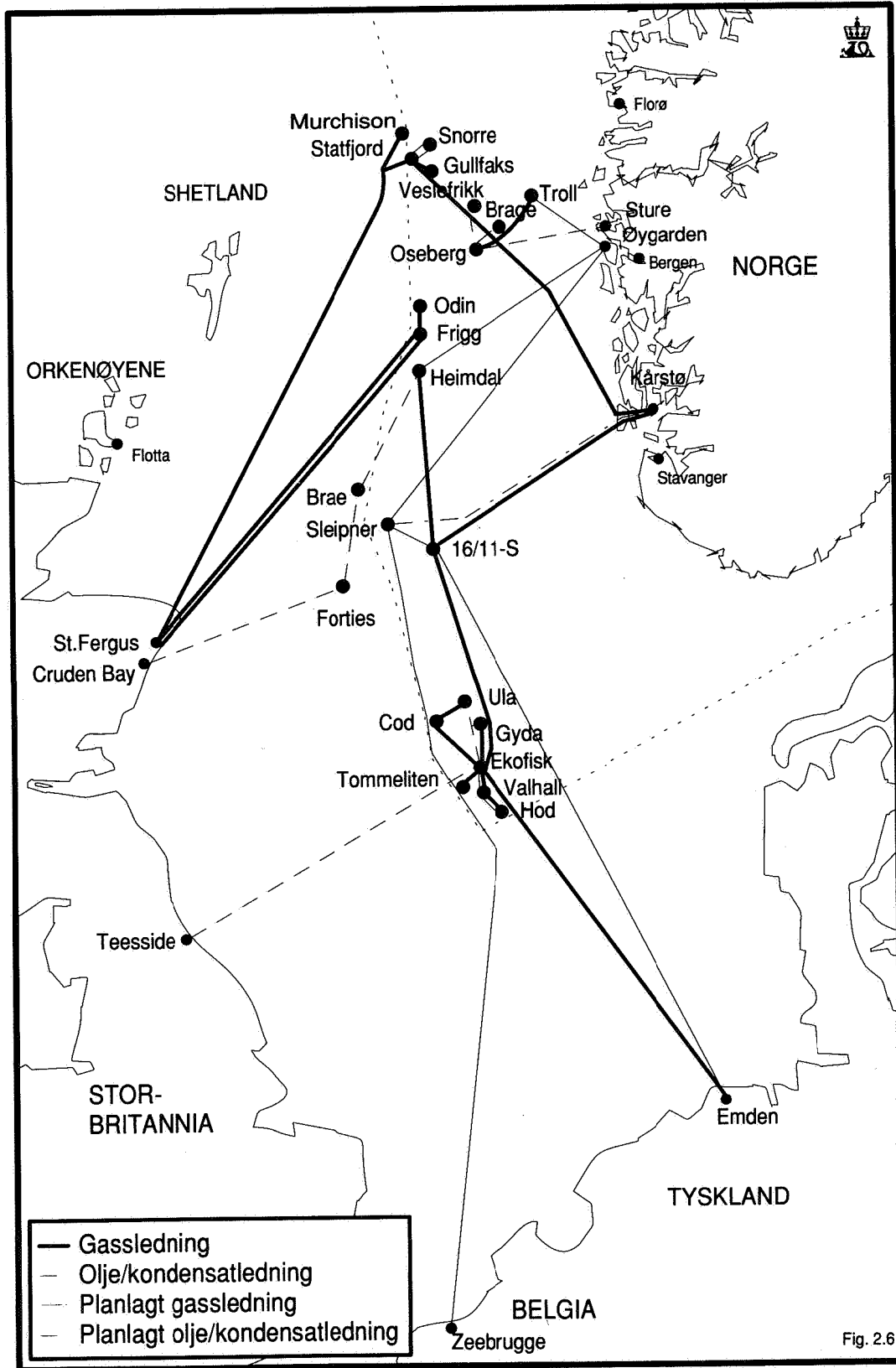


Fig. 2.6

Målesystem

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

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

Gasstransport, Norpipe A/S

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

Emden

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

Gasstransport, Ula**Rettighetshavere**

BP Norway Limited U.A	57.5 %
K/S A/S Pelican	5.0 %
Conoco Norway Inc	10.0 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	12.5 %
Svenska Petroleum Exploration	15.0 %

Gasstransport, Frigg

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

Norsk Hydro Produksjon A/S	32.87 %
Elf Aquitaine Norge a.s	26.42 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	24.00 %
Total Marine Norsk A/S	16.71 %

Total Oil Marine UK er operatør.

Innretningen MCP-01, midtveis mellom Frigg og St Fergus, er 50 % norskeid; kompresjonsanlegget på innretningen som er installert grunnet Odin-produksjon, er 100 % norsk. Kompressorene er satt ut av drift da det ikke er behov for dem grunnet redusert produksjon fra Frigg. Partnerne planlegger derfor å avmanne MCP-01 for å spare driftskostnader.

For fiskalmålingen vil det ha konsekvenser. I stedet for å måle total mengde fra britiske felt som leverer gass til Frigg-rørledningen på MCP-01, må en basere allokeringen på målinger på feltene.

Totale investeringer for den norske delen av transportsystemet er på om lag 10.1 milliarder 1990-kroner.

St Fergus

Terminalen eies av de norske Frigg-partnerne og de britiske Frigg-partnerne (Elf-UK 66 2/3 %, Total UK 33 1/3 %). De ulike prosess-modulene på termi-

nalene eies enten av en av disse eiergruppene eller av begge. Total Oil Marine UK er operatør.

Oljetransport, Norpipe A/S

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

Teesside

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

Oljetransport, Oseberg

Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm³ per døgn. Største vanddyp for ledningen er ca 350 m.

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

Oseberg Transport System består av følgende hovedelementer:

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

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

Oljetransport Veslefrikk

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

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

2.6.2 Planlagte transportsystem**Zeepipe**

Eierfordeling

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	70.0000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.0000 %
A/S Norske Shell	7.0000 %

Saga Petroleum a.s	6.0000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	3.0000 %
Total Marine Norsk A/S	1.0000 %
Norske Conoco A/S	1.7015 %

Zeepipe er en gassrørledning vedtatt utbygd som skal gå fra Øygarden via Sleipner til Zeebrügge i Belgia. Utbyggingen vil foregå i flere faser, hvorav første fase fra Sleipner til Zeebrügge er planlagt ferdig i 1993. Forbindelsen Troll-Sleipner planlegges etablert i 1996 og forbindelsen Troll-Heimdal i 1998.

I utbyggingsfase 1 er det bestemt at rørdimensjonen skal være 1 016 mm, og i de senere fasene vil sannsynligvis også denne dimensjonen bli brukt. Maksimal kapasitet er beregnet til om lag 20 milliarder Sm³ per år.

Detaljprosjektering av rørledningen startet høsten 1989.

Bygging av terminal i Zeebrügge og rørledningen er begynt. For tiden utarbeides studier for fase 2. Alternativer med og uten leveranse av gass til Storbritannia blir vurdert. Leveranse av gass til Storbritannia kan foregå enten via eksisterende rørledning fra Frigg til St Fergus, eller til steder lenger sør i England.

Gassrør Haltenbanken (Haltenpipe)

Rettighetshaverne på Heidrun la i september 1990 frem planer for myndighetene om ilandføring av gass fra Haltenbanken. Statoil er operatør for det planlagte rørsystemet og eierforholdene er regulert i en egen avtale mellom rettighetshaverne.

Rørsystemet er planlagt for å ilandføre gass fra Heidrunfeltet til et metanolanlegg i Midt-Norge. Operatørens anbefalte løsning er et 508 mm gassrør fra Heidrun til Tjeldbergodden. Transportsystemet er planlagt å være klart til drift i 1996.

Det planlagte rørsystemet er ved utgangen av 1990 ikke godkjent av myndighetene.

Europipe

Det planlegges et tredje transportrør for gass til Kontinentet, kalt Europipe. Eierforhold for det nye røret er ikke avklart, men Statoil går inn for den samme eiergruppen som i dag bygger Zeepipe-ledningen.

Startpunktet og ilandføringssted er ikke endelig besluttet. Det mest sannsynlige startpunktet er stigerørsinnretningen 16/11-S, 190 km nord for Ekofisk.

De foreløpige planene går ut på å legge en 966 mm rørledning med daglig kapasitet på 35–40 x 10⁹ Sm³ over en strekning på 658 km. Det vurderes alternativt å legge et 1015 mm rør.

Rørledningen kan være i drift fra oktober 1994.

Det mest sannsynlige landingsstedet vil være Emden-området i Tyskland.

Kondensattransport Sleipner Øst

Etter forslag fra rettighetshaverne i utvinningstillatelse 046, har Stortinget sluttet seg til bygging av et

508 mm kondensatrør fra Sleipner A-innretningen til Kårstø.

Eierne og operatør av dette rørsystemet vil være identisk med operatør og rettighetshaverne på Sleipner Øst-feltet. Det er inngått en intensjonsavtale med Statpipe om bruk av transport- og hjelpesystemer på Kårstø, og at kondensat fra andre felt også kan behandles på Kårstø. Transportsystemet vil være klart til drift 1.10.1993.

2.7 SLUTTFASE OG FJERNING

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

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat skal pålegges å fjerne sine innretninger på kontinentalsokkelen etter at bruken av dem er endelig opphørt, har meget stor betydning for Norge. Fjerning av innretninger på norsk sokkel vil med få unntak være betydelig mer kostbart og teknisk komplisert enn ellers i verden. For tiden har Norge rundt 50 innretninger som enten produserer petroleum eller er under planlegging eller bygging.

Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til omkring 38 milliarder kroner. Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Loven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke en betydelig del av kostnadene.

Hovedpunktene i de vedtatte IMO-reglene er som følger:

- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt, som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter og som har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- Alle innretninger utplassert etter 1.1.1998 hvis bruk er endelig opphørt, som befinner seg på havdyp mindre enn 100 meter og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- For øvrige innretninger vil spørsmålet om fjerning bero på en konkret vurdering fra den enkelte kyststat. Ved denne vurderingen skal det tas hensyn til blant annet sikkerheten til sjøs, til andre brukere av havet, innvirkningen på miljøet og de levende ressurser, omkostningene og sikkerhetsrisikoen forbundet med fjerning, alternativ bruk og andre rimelige grunner for å la innretningen bli stående helt eller delvis.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning skal fjernes til under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.
- Dersom en kyststat bestemmer at en innretning helt eller delvis skal bli stående, slik at den stikker opp over havoverflaten, skal det foretas et forsvarlig vedlikehold for å forhindre at innretningen bryter sammen.
- Etter 1.1.1998 skal det ikke utplasseres innretninger som det ikke er teknisk mulig å fjerne.

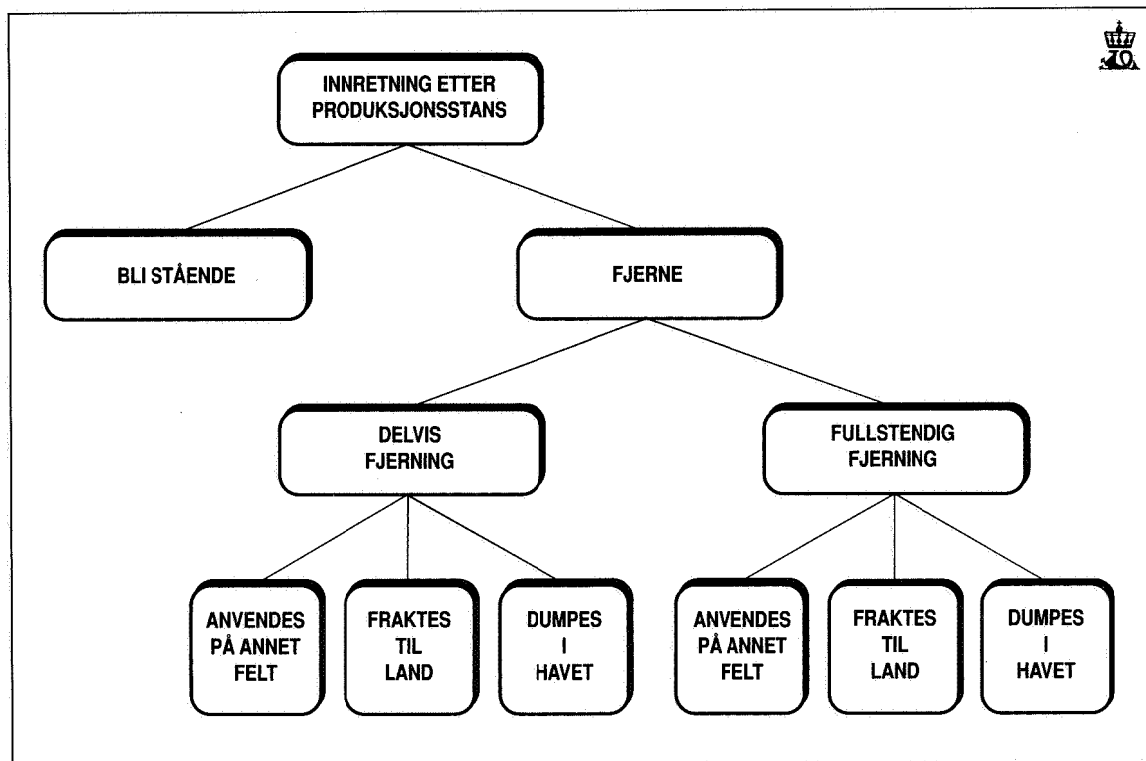
De internasjonale retningslinjene for fjerning av innretninger (IMO-reglene) aktualiserer behovet for å utvikle nærmere internrettslige regler om fjerning i Norge. Det presiseres at de vedtatte IMO-reglene har karakter av retningslinjer. De vil således ikke være rettslig bindende for statene. På den annen side vil reglene ha en betydelig moralsk gjennomslagskraft, og det vil være politisk vanskelig for stater ikke å følge dem.

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

Fig. 2.7.a
Grovt anslag over akkumulerte fjerningskostnader på norsk sokkel til år 2020, gitt at alle innretninger fjernes



Fig. 2.7.b
Slutfase og fjerning



3. Petroleumsressurser

3.1 RESSURSREGNSKAPET

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

Petroleumsreserver er den delen av de oppdagede ressursene som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger, og som rettighetshaverne har erklært drivverdige.

Ressursregnskapet omfatter en oversikt over reserverende salgbar petroleumsmengder på norsk kontinentalsokkel. Endringer i ressursregnskapet fra et år til et annet skyldes nye funn, justering av anslaget for eksisterende funn og nedgang som følge av produksjon.

Nye funn

I løpet av 1990 ble det gjort ti nye funn (2/7-22, 9/2-3, 15/12-6 S, 25/7-2, 25/5-3, 30/9-10, 34/7-16, 6306/10-1, 6507/8-4 og 6507/3-1). Det er ytterligere opp-

daget hydrokarboner i ett undersøkeshull, 35/11-4, men det vil først bli testet i 1991. Arbeidet med å evaluere funnene pågår. Det er derfor for tidlig å si noe sikkert om størrelsen på funnene, men de vil sannsynligvis erstatte det netto uttaket av ressurser som har funnet sted i 1990 og kanskje også overskride det.

Av årets funn er kun 25/5-3 funnet kommet med i ressursregnskapet.

Av de fire funnene som ble gjort i 1989 er tre av dem, Trym (3/7-4), 1/2-1 og 30/9-9, evaluert og inngår nå i ressursregnskapet. 30/9-1-funnet er foreløpig utelatt på grunn av meget stor usikkerhet i ressursanslaget. Funnet blir ved årsskiftet 1990/91 undersøkt ved brønn 30/9-2. Først når resultatene fra denne boringen foreligger, vil en ha et grunnlag for mer sikre ressursanslag.

25/2-5-funnet, gjort i 1976 og avgrenset av brønn 25/2-13 i 1989/1990, inngår nå i ressursgrunnlaget.

Fig. 3.1.a
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel

FREMDRIFT	MILL Sm ³ OLJE/NGL MRD Sm ³ GASS	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE	
		BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTETISKE	SPEKULATIVE
		OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS		
I PRODUKSJON		1008	322						
BESLUTTET UTBYGD				367	909				
PLANLAGT UTBYGD				207	644				
TEKNISK ØKONOMISK SIKKERHET	MULIG UT- BUGGBART			298	692	111	150		
	UNDER VURDERING					8	17		
	SUB MARGINALT					9	24		
		PRODUKSJONS- BRØNNER	AVGRENSNINGS- HULL	UNDERSØKEL- SESHULL	DEFINERTE PROSPEKTER	UDEFINERTE PROSPEKTER			
AVTAGENDE BOREHULLSKONTROLL							AVTAGENDE SEIS. KONTROLL		
AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL →									
PRODUSERT	689 x 10 ⁹ Sm ³ olje inkl NGL 324 x 10 ⁹ Sm ³ gass								



Ressurstilveksten som skyldes disse nye bokførte funnene er på $17 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $21 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Justering i ressursanslaget for eksisterende funn

For felt i drift og felt besluttet utbygd, viser nåværende ressursregnskap i forhold til fjorårets at oljereservene er økt med $141 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ inkludert NGL, mens gassreservene er redusert med $9 \times 10^9 \text{ Sm}^3$. Økningen i oljereservene skyldes hovedsakelig oppgradering av reservene i Statfjord og Ekofisk.

For andre funn har ny kartlegging og nye ressursberegninger ført til en reduksjon på $6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $30 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Produksjon

Uttaket av petroleum på norsk sokkel i 1990 er $99.4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje inkl NGL og $25.4 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Ressursstatus

Fra 1989 til 1990 viser Oljedirektoratets ressursregnskap at tilveksten av olje er større enn uttaket. For gass er forholdet motsatt. Økningen i olje inkludert NGL er på $53 \times 10^6 \text{ Sm}^3$, mens gass er redusert med $43 \times 10^9 \text{ Sm}^3$.

Med nåværende uttak av petroleum har Norge oppdagede ressurser til 20 års oljeproduksjon og 108 år med gassproduksjon.

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel er fremstilt i figur 3.1.a, og den geografiske fordelingen av ressursene er vist i figur 3.1.b.

Ressursene på norsk kontinentalsokkel er fremstilt i tre tabeller:

- I Reserver knyttet til utbyggingsprosjekter som er vedtatt igangsatt, under utbygging eller i produksjon (tabell 3.2)
- II Øvrige ressurser i Nordsjøen (tabell 3.3)
- III Resurser utenfor Midt-Norge og i Barentshavet (tabell 3.4)

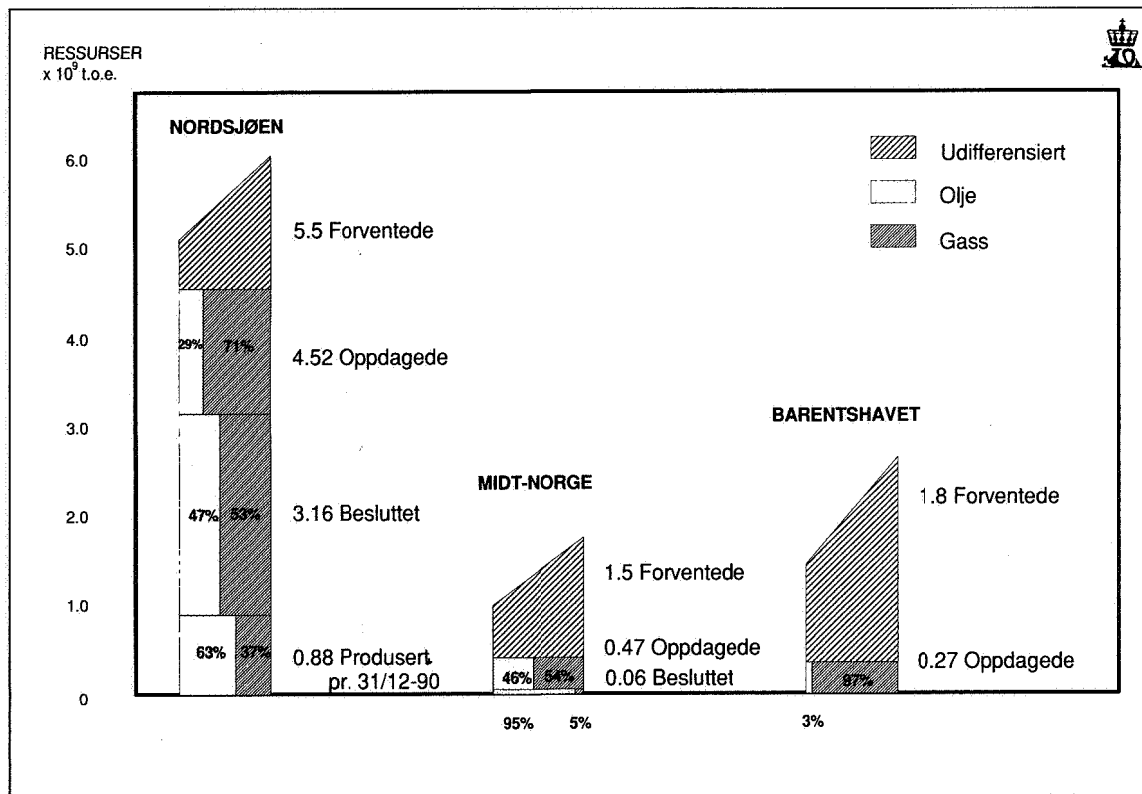
3.2 RESERVEGRUNNLAGET FOR BESLUTTEDE FELT

Per 31.12.1990 er det tatt beslutning om å gjennomføre 31 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Det er fire flere enn ved forrige årsskifte. De fire nye utbyggingsprosjektene er Brage, Embla, Statfjord Nord og Statfjord Øst. Med ett unntak ligger alle utbyggingsprosjektene i Nordsjøen. Foreløpig er det bare Draugen som er besluttet utbygd utenfor Midt-Norge.

Petroleumsmengdene for felt med godkjent plan for utbygging og drift er gitt i tabell 3.2.

Totalt er det frem til 31.12.1990 produsert $0.88 \times$

Fig. 3.1.b
Geografisk fordeling av ressursene på den norske kontinentalsokkel



Tabell 3.2

Oppdagede petroleumsreserver i felt med godkjent plan for utbygging og drift i Nordsjøen

	OPPRINNELIG SALGBAR				RESTERENDE		
	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn	OLJE 10 ⁶ Sm ³	GASS 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Albuskjell ¹⁾	10.0	22.0	1.5	30.6	3.2	8.3	0.6
Brage	46.2	1.7		40.5	46.2	1.7	
Cod ¹⁾	2.8	7.0	0.5	9.4	0.2	0.8	
Edda ¹⁾	5.2	2.1	0.2	6.4	1.4	0.3	
Ekofisk ¹⁾	315.0	145.0	15.0	418.0	159.6	74.6	8.9
Eldfisk ¹⁾	74.0	57.0	5.4	122.3	28.4	40.2	3.3
Embla	33.0	10.5	1.6	39.2	33.0	10.5	1.6
Frigg ^{1) 2)}	0.4	107.0		107.3		2.5	
Gullfaks ¹⁾	230.0	16.0	2.2	213.7	186.9	13.3	2.0
Gyda	31.0	3.0	2.5	30.9	29.5	2.8	1.6
Heimdal ¹⁾	5.7	35.6		39.7	3.2	19.7	
Hod ¹⁾	4.0	0.9	0.3	4.6	3.8	0.8	0.3
Murchison ^{1) 3)}	12.0	0.3	0.4	10.7	1.8		
Nordøst-Frigg ¹⁾	0.1	11.0		11.1		0.9	
Odin ¹⁾	0.1	27.3		27.4		7.2	
Oseberg ^{1) 4)}	228.0	70.0	6.0	274.1	194.4	70.0	6.0
Sleipner Øst	19.0	51.0	10.0	75.4	19.0	51.0	10.0
Snorre	106.0	5.8	2.7	96.5	106.0	5.8	2.7
Statfjord ^{1) 5)}	447.0	49.0	15.6	437.8	182.5	32.9	11.5
Statfjord Nord	31.0	2.5		28.4	31.0	2.5	
Statfjord Øst	13.4	2.0		13.3	13.4	2.0	
Tommeliten ¹⁾	6.4	18.4	1.0	25.3	4.7	15.8	0.8
Tor ¹⁾	25.0	17.0	2.0	38.8	6.8	7.3	0.9
Troll Øst ⁶⁾		825.0	19.2	844.2		825.0	19.2
Ula	67.0	4.6	3.4	62.5	45.9	3.1	2.4
Valhall ¹⁾	62.0	12.5	3.3	66.0	37.4	7.9	2.1
Veslefrikk ¹⁾	36.0	3.0	1.3	33.8	33.1	3.0	1.3
Vest Ekofisk ¹⁾	13.0	28.0	1.5	38.7	1.4	4.2	0.2
Øst-Frigg		7.5		7.5		5.9	
30/6 Gamma Nord ¹⁾	1.3	7.1		8.2	1.3	7.1	
Sum	1824.6	1549.8	95.6	3162.3	1174.1	1227.1	75.4

1) Operatørens anslag

2) Dette er norsk andel: 60.82 %

3) Dette er norsk andel: 22.2 %

4) Omfatter Alfa, Alfa Nord og Gamma-strukturen

5) Dette er norsk andel: 84.09 %

6) Alt kondensatet er oppført under NGL i denne tabellen

10⁹ tonn oljeekvivalenter. Prosentvis utgjør totalproduksjonen 25 % av oppdaget olje og 10 % av oppdaget gass på norsk kontinentalsokkel.

3.3 ØVRIGE OPPDAGEDE RESSURSER I NORDSJØEN

Tabell 3.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget i Nordsjøen. Av disse er feltene Lille-Frigg, Sleipner Vest, Tordis og Troll Vest erklært økonomisk drivverdige. Ressursmengden i disse fire feltene utgjør tilsammen 0.70 x 10⁹ t.o.e.

3.4 OPPDAGEDE RESSURSER UTENFOR MIDT-NORGE OG I BARENTSHAVET

Foreløpig er det oppdaget 0.74 x 10⁹ t.o.e. ved boring utenfor Midt-Norge og i Barentshavet. Av dette ligger 0.47 x 10⁹ t.o.e. utenfor Midt-Norge og 0.27 x 10⁹ t.o.e. i Barentshavet.

3.5 ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

3.5.1 Felt i produksjon og felt besluttet utbygd

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens prognosetall i sine reserveoversikter. For en rekke av feltene er det bare små prognoseendringer i forhold til årsberetningen for 1989. Felt med større endringer i ressursanslag er kommentert spesielt. Endringer i ressurstall fra 1989–1990 er gitt i tabell 3.5.

Edda

Tidligere anslag har vært basert på at gassleveranse fra Tommeliten ville vare frem til 1998 (Gamma levetid).

Ekofisk

Operatørens reservetall og prognoser er benyttet. Den vesentlige reserveøkningen skyldes en omfattende optimalisering av vanninjeksjons- og produk-

Tabell 3.3
Oppdagede petroleumsressurser i Nordsjøen som ennå ikke er besluttet utbygd

	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O EKV 10 ⁶ tonn
Agat ¹⁾		43.0		43.0
Balder	35.0			31.6
Frøy	11.0	3.0		12.0
Gullfaks Sør	45.0	88.0		127.6
Hild ¹⁾	1.2	8.8		9.8
Huldra ¹⁾	5.4	16.4		20.8
Lille-Frigg ¹⁾	3.7	7.0		9.9
Mime	3.0			2.5
Mjølnet ¹⁾	5.3	0.9		5.2
Sleipner satellitter ²⁾	16.0	35.0		47.2
Sleipner Vest ³⁾	27.0	135.0	9.0	164.5
Snorre Vest ¹⁾	6.2			5.1
SØ-Tor	2.5	2.0		4.0
Tordis	18.8	1.2		16.6
Troll Vest ⁴⁾	41.0	463.0	10.8	510.7
Trym ¹⁾	2.0	10.0		11.6
Visund ¹⁾	22.5	75.0		93.5
1/2-1	3.0			2.4
1/3-3	3.3	0.1		2.8
6/3 PI	0.9	1.0		1.7
9/2 Gamma ¹⁾	24.0	1.0		20.9
15/3-1,3 ¹⁾	5.2	10.5		14.7
15/3-4 ¹⁾	2.2	1.3		3.1
15/5-1	2.0	6.0		7.5
15/12 Beta ¹⁾	16.0	1.3		14.4
16/7-4 ¹⁾	1.4	8.0		9.0
24/6-1 ¹⁾	1.8	6.0		7.5
24/9	3.0			2.4
25/2-5 ¹⁾	5.3	1.9		6.2
25/5-3 ¹⁾	1.7	9.1		10.3
30/6 Beta ¹⁾	12.1	0.6		10.5
30/6 Beta Sadel ¹⁾	6.9	0.4		6.0
30/6 Kappa ¹⁾	5.0	5.0		9.1
30/9 Omega ¹⁾	9.3	3.0		10.6
30/9-6 ¹⁾	2.7			2.2
30/9-9 ¹⁾	5.2			4.3
34/7 C ¹⁾	4.0			3.3
34/10 Beta ¹⁾	8.0	22.5		29.0
34/10 Gamma	2.2	28.0		29.8
35/8-1	1.9	13.5		15.0
35/8-2	2.6	7.0		9.1
35/11-2 ¹⁾	10.3	10.9		19.4
Total	385.6	1025.4	19.8	1366.8

1) Operatørens anslag

2) Omfatter 15/8 Alfa, 15/9 My og 15/9 Theta

3) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

4) Alt kondensatet er oppført under NGL i denne tabellen

sjonsstrategi, samt trykkstøtte som følge av kompaksjon. Økningen i oljereservene er på 14 % i forhold til forrige rapportering.

Eldfisk

En liten nedjustering av reservene for olje og gass som skyldes ny historietilpasning i reservoarmodell.

Embla

Reservetallet for Embla er økt noe fra forrige rapportering idet det er tatt hensyn til gassmengden og NGL som vil følge oljeproduksjonen fra feltet.

Nordøst-Frigg

Reservene er redusert som følge av oppdatering av simuleringsmodellen og tilpasning av vanngjennombrudd i brønnene.

Odin

Vanngjennombrudd i den sørligste brønnen av feltet skjedde våren 1990, tidligere enn forventet. Operatøren har på bakgrunn av dette utført en reservoarstudie som gir grunnlag for reduksjon på 18 % i reservene.

Oseberg

Bedret kjennskap til reservoaret og nye reservoar-

Tabell 3.4
Oppdagede petroleumsressurser utenfor Midt-Norge og i Barentshavet

		Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	O.EKV 10 ⁶ tonn
Utenfor Midt-Norge	Draugen	68.0	3.0		58.8
	Heidrun	87.3	37.8		109.4
	Midgard	15.0	80.0		91.6
	Mikkel ¹⁾	5.7	14.3		19.0
	Njord	25.0	4.0		24.5
	Smørbukk	20.0	65.0		81.4
	Trestakk ¹⁾	9.0			7.0
	Tyrhans	16.0	40.0		53.1
	6506/12 Beta ¹⁾	22.0	11.0		29.0
	Sum	268.0	255.1		473.8
Barents- havet	Albatross		41.7		41.7
	Albatross Sør		10.8		10.8
	Askeladd		59.7		59.7
	Snøhvit	6.5	76.0	5.7	90.7
	Snøhvit Nord		3.3		3.3
	7119/12 (1)		3.6		3.6
	7120/07		22.5		22.5
	7120/12		14.8		14.8
	7121/5 Beta		4.3		4.3
	7122/06-1 (1)		11.0		11.0
	7124/03-1 (1)		2.1		2.1
	Sum	6.5	249.8	5.7	264.5
	Total	274.4	504.9	5.7	737.5

1) Operatørens anslag

simuleringer har ført til en liten nedjustering av reservene i forhold til forrige rapportering.

Statfjord

Operatørens beregninger av reservene fra 1990 er lagt til grunn. Det er dermed tatt med deler av feltet som ikke var med i tidligere reserveanslag. Det har ført til en økning i oljereservene på 19 %.

Statfjord Nord

Ny kartlegging og ny feltsimulering har ført til en økning i oljereservene på 37 % i forhold til tidligere reserveanslag.

Statfjord Øst

Oljereserveanslaget er redusert med 30 % i forhold til tidligere estimat. Reduksjonen er basert på ny kartlegging og nye feltsimuleringer.

Troll Øst

Det er nå tatt hensyn til kondensatmengden som vil produseres sammen med gassen på Troll fase 1. Dette fører til en liten økning i reservene.

Valhall

Optimalisering av utvinningsgraden som følge av flere produksjonsbrønner har ført til en oppjustering av oljereservene på 17 %.

3.5.2 Andre funn

Det er foretatt en justering av ressursanslagene for Heidrun, Lille-Frigg, Mjølner, Snorre Vest, Tordis,

Troll Vest, 25/3-1,3 og 15/3-4. Ellers er ressursanslagene uforandret fra 1989 til 1990.

Heidrun

Oljedirektoratet har foretatt en liten nedjustering av gassressursene i Heidrun.

Lille-Frigg

Oljedirektoratet har lagt inn operatørens tall i ressursoversikten. Det har ført til en reduksjon på 35 % i forhold til Oljedirektoratets tidligere anslag.

Mjølner

Oljedirektoratet har lagt inn operatørens nye ressursestimater i denne oversikten. Det har gitt en reduksjon på 25 % i forhold til operatørens tidligere anslag.

Snorre Vest

Operatøren har foretatt en revurdering av funnet. Det har ført til en svak reduksjon i ressursanslaget.

Tordis

Oljedirektoratet har foretatt en egen evaluering av Tordis. Det nye ressursanslaget gir en reduksjon på om lag 20 % i forhold til tidligere anslag.

Troll Vest

I forbindelse med revidert plan for utbygging og drift for Troll Fase 1 er nå hovedkomponentene i prosessanlegget definert. Kondensatmengden som vil produseres sammen med gassen, er beregnet og

inngår i ressursregnskapet. Det gir en liten økning i ressursene.

25/3-1,3 og 15/3-4

Oljedirektoratet har lagt inn operatørens nye ressurstall for funnene. Dette fører til en reduksjon på henholdsvis 52 % og 79 % i forhold til tidligere anslag.

3.6 NYE FELTNAVN I 1990

Syv funn har fått nye navn. Det gjelder Embla, tidligere 2/7-20, Lille-Frigg, tidligere 25/2-4, Mime, tidligere 7/11 A, Mjølner, tidligere 2/12-1, Trym, tidligere 3/7-4, Tordis, tidligere 34/7 B og Visund, tidligere 34/8-1.

Tabell 3.5
Endringer i ressursanslag i årsberetningene 1989-1990

	Årsberetning 1989			Årsberetning 1990		
	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon og felt besluttet utbygd						
Albuskjell	10.0	22.0	1.3	10.0	22.0	1.5
Brage	46.2	3.5		46.2	1.7	
Edda	6.1	2.3	0.2	5.2	2.1	0.2
Ekofisk	276.0	150.0	13.0	315.0	145.0	15.0
Eldfisk	75.0	58.0	4.7	74.0	57.0	5.4
Embla	33.0			33.0	10.5	1.6
Heimdal	5.8	36.0		5.7	35.6	
Odin	0.1	33.0		0.1	27.3	
Oseberg	236.0	79.0	6.0	228.0	70.0	6.0
Statfjord	375.0	48.0	15.0	447.0	49.0	15.6
Statfjord Nord	22.6	1.2		31.0	2.5	
Statfjord Øst	19.0	2.5		13.4	2.0	
Tor	27.0	18.0	2.0	25.0	17.0	2.0
Troll Øst		825.0			825.0	19.2
Valhall	53.0	10.0	3.3	62.0	12.5	3.3
Andre funn						
Heidrun	87.2	42.7		87.3	37.8	
Lille-Frigg	4.0	12.0		3.7	7.0	
Mjølner	8.4			5.3	0.9	
Snorre Vest	7.0			6.2		
Tordis	25.5			18.8	1.2	
Troll Vest	41.0	463.0		41.0	463.0	10.8
Trym ¹⁾	-	-		2.0	10.0	
1/2-1 ¹⁾	-		3.0			
15/3-1,3	2.0	29.0		5.2	10.5	
15/3-4	12.0	5.0		2.2	1.3	
25/2-5 ¹⁾	-	-		5.3	1.9	
25/5-3 ¹⁾	-		1.7	9.1		
30/9-9 ¹⁾	-		5.2			

1) Funn som ikke er rapportert tidligere.

4. Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 INNLEDNING

Det formelle grunnlaget for Oljedirektoratets tilsyn og regelverksarbeid er:

- rammebetingelser gitt i overordnet lovgivning, dvs:
 - Lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet
 - Lov av 4.2.1977 om arbeidervern og arbeidsmiljø
 - Svalbardloven og Lov om vitenskapelige undersøkelser mv av 21.3.1963
 - Lov nr 14 av 9.3.1973 om vern mot tobakkskader.

Følgende forskrifter og instruksjoner er fastsatt av Kommunaldepartementet:

- kongelig resolusjon av 28.6.1985 om ordningen av tilsynet med sikkerheten i petroleumsvirksomheten mv
- Kommunal- og arbeidsdepartementets delegeringsvedtak av 28.6.1985, der Oljedirektoratet blant annet ble delegert myndighet til å:
 - fastsette forskrifter for virksomheten,
 - foreta totale sikkerhetsvurderinger og
 - fatte vedtak om samtykker, pålegg, fravik og godkjennelser.

Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet er basert på et nært samarbeid om sikkerhet, arbeidsmiljø og ressursmessige forhold, så vel internt i direktoratet som eksternt mot andre myndigheter og institusjoner. Oljedirektoratet har en koordinerende rolle i forholdet til andre myndighetsorganer som har et selvstendig tilsynsansvar etter petroleumsloven. Videre benyttes bistand fra andre fagetater der direktoratet ikke har egen ekspertise.

Den totale petroleumsaktiviteten har fortsatt å øke i 1990, og det har også i dette året vært nødvendig å intensivere interne effektiviseringstiltak for så langt mulig å kunne opprettholde et forsvarlig tilsyn på tross av at det ikke er blitt tilført nye stillinger siden 1987. Det er nå satt i gang arbeid internt for å kartlegge kompetansen og analysere fremtidens behov, med sikte på å utnytte ressursene optimalt.

4.2 REGELVERKSUTVIKLING

Arbeidet med å utarbeide et nytt sikkerhetsregelverk har krevd betydelige ressurser også i 1990. Det nye regelverket skal reflektere de intensjonene som er nedfelt i petroleumslovgivningen av 1985, og den

tilsynsordningen som ble satt i verk som følge av den.

Arbeidet har pågått kontinuerlig siden 1987 og omfatter både form og innhold i regelverket. Arbeidet i 1990 har i hovedsak vært gjennomført etter planen. Prosjektet er nå inne i en avsluttende fase idet flertallet av forskriftene er gjort ferdig og vil tre i kraft tidlig i 1991.

De nye forskriftene representerer en markert dreining i retning av målrettede krav (funksjonskrav). En betingelse for at dette forskriftsprinsippet skal fungere, er at næringens styringssystemer kan gi de beslutningene som innfrir intensjonene i forskriftene. Videre forutsettes det at arbeidstakerne skal delta i beslutningsprosessene.

Tilbakemeldinger til Oljedirektoratet så langt indikerer et betydelig behov for tiltak som kan bidra til felles forståelse av det nye regelverket.

I 1990 har det vært drevet en utstrakt informasjonsvirksomhet om regelverksutviklingen og de enkelte forskriftene som blir utarbeidet. Også utenlands har direktoratet vært representert i en rekke fora med foredrag om regelverket. Det er videre satt i gang intern aktivitet for å gjennomføre systematiske informasjonstiltak på dette området i 1991.

Innenfor EF øker omfanget av direktiver og standarder som kan få betydning for norsk petroleumsvirksomhet. Oljedirektoratet har prøvd å påvirke retningen av disse utkastene, blant annet gjennom å kommentere i høringsrundene.

4.2.1 Status i regelverksarbeidet

Ved utgangen av året var status i regelverksarbeidet som følger:

Forskrifter som er fastsatt:

- Forskrift om naturdata mv. Fastsatt 1.2.1989.
- Forskrift om rørledningssystemer mv. Fastsatt 30.4.1990.
- Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner mv. Fastsatt av Oljedirektoratet og Helsedirektoratet 11.6.1990
- Forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyse mv. Fastsatt av Oljedirektoratet 12.7.1990 og av Miljøverndepartementet 4.12.1990.

Forskrifter under fastsettelse:

- Forskrift om elektriske anlegg mv.
- Forskrift om bore-, brønnteknologi og datainn-samling mv.
- Forskrift om eksplosjons- og brannbeskyttelse mv.
- Forskrift om sikkerhets- og kommunikasjonssystemer mv.

- Forskrift om merking av innretninger mv.
- Forskrift om løfteinnretninger og løfteredskaper mv.

Forskrifter under utarbeidelse:

- Forskrift om beredskap.
- Forskrift om prosess- og støtteanlegg mv.

I tillegg er det gitt ut:

- Veiledning om vurdering av pusteutstyr. Utgitt 1.1.1991.
- Veiledning om kvalifikasjoner for personell tilknyttet bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten. Utgitt 1.6.1990
- Veiledning om fremstilling og sammensveising av rørledningssystemer i stål i petroleumsvirksomheten. Utgitt 30.4.1990.
- Veiledning om korrosjonsvern av rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten. Utgitt 30.4.1990.
- Veiledning for beregning og dimensjonering av stålkonstruksjoner. Utgitt 3.1.1990.

4.2.2 Forskrift om rørledningssystemer

Formålet med forskriften er å gi bestemmelser om planlegging, prosjektering, bygging og bruk av rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten, og å legge til rette for Oljedirektoratets tilsyn med slik virksomhet.

Det har vært lagt vekt på å harmonisere forskriften med krav i regelverk som forvaltes av annen myndighet. Skillet mellom denne forskriften og forskriften om transport av petroleum i rørledning over land (fastsatt av Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern (DBE)), går ved den private eiendomsretten til sjøgrunn (marbakken).

Oljedirektoratet har gitt ut to veiledninger til denne forskriften; én om korrosjonsbeskyttelse og én om fremstilling og sammensveising av rørledningssystemer i stål.

4.2.3 Forskrift om bemannede undervannsoperasjoner

Formålet med forskriften er å etablere og opprettholde et forsvarlig sikkerhetsnivå, å fastsette krav til helsemessige forhold ved gjennomføring av bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten og å legge til rette for myndighetenes tilsyn.

Forskriften gjelder for alle typer undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten, herunder alle former for dykking, operasjoner med atmosfæriske undervannsfarkoster og bruk av mono- og hyperbare undervannskamre.

4.2.4 Forskrift om risikoanalyser

Formålet med forskriften er å sikre at risikoanalyser blir brukt til å etablere et fullt forsvarlig sikkerhetsnivå for mennesker, miljø og økonomiske verdier i petroleumsvirksomheten, og å legge til rette for tilsyn fra myndighetene.

I forhold til de tidligere veiledningene om sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter, legger forskriften opp til en mer integrert og dynamisk bruk av risikoanalyser i alle faser av virksomheten.

Risikoanalyser skal planlegges slik at de utføres i samsvar med virksomhetens utvikling og brukes aktivt i utformingen og gjennomføringen av virksomheten. Det innebærer blant annet at risikoanalyser gjennomføres som en integrert del av prosjekteringsarbeidet for utbyggingsløsninger, slik at de inngår i beslutningsgrunnlaget når en dimensjonerer sikre tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger i virksomheten. Det innebærer også at risikoanalyser skal gjennomføres i forbindelse med større modifikasjoner, endring av bruksområde, fjerning av innretninger og omorganiseringer.

Tilsynsmyndigheten etter forskriften er delt mellom Oljedirektoratet og Statens forurensningstilsyn, der etatene har tilsynsansvar etter respektiv lovgivning.

4.3 TILSYNSVIRKSOMHETEN

Tilsynsvirksomheten i 1990 er gjennomført i samsvar med en plan som tar utgangspunkt i de prioriterte mål- og innsatsområdene.

Forutsetninger som endret seg i løpet av året, som da den politiske behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) for Heidrun og Midgard ble utsatt, medførte omprioriteringer. Blant annet ble innsatsen i større grad rettet mot vedlikehold på eldre innretninger.

Med bakgrunn i erfaringer fra de seneste årene, ble tilsynsvirksomheten innenfor bore- og brønnaktiviteter i 1990 særlig rettet mot tiltak som skal begrense sannsynligheten for utblåsing. Erfaringene fra denne tilsynsvirksomheten vil bli lagt til grunn for en handlingsplan for 1991.

Oljedirektoratet har gjort bruk av bistandsetatene innenfor rammene av inngåtte avtaler. Avtalen med Direktoratet for brann- og eksplosjonsvern er videreutviklet med tanke på oppfølging av Troll-utbyggingen fase 1.

4.3.1 Samtykker og tillatelser

Ved milepæler som er definert i sikkerhetsforskriften, kreves det samtykke fra Oljedirektoratet for å sette i gang de respektive aktivitetene.

I 1990 ble det gitt til sammen 80 samtykker. De fordeler seg slik:

- 5 samtykker til undersøkelse
- 32 samtykker til leteboring
- 3 samtykker til detaljprosjektering
- 5 samtykker til fabrikkasjon
- 9 samtykker til installering
- 9 samtykker til bruk
- 3 samtykker til ombygging eller endring av bruksformål
- 14 samtykker til bruk av servicefartøy

Det ble videre gitt 61 tillatelser til produksjonsboring, 40 tillatelser til leteboring og 30 tillatelser til grunne boringer.

4.3.2 Prioriterte innsatsområder

Oljedirektoratet har også i 1990 prioritert tilsynsaktiviteter som gjelder:

- etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven,
- tidlig fase av utbygging og
- eldre innretninger.

4.3.2.1 Etterlevelse av arbeidsmiljøloven

I 1990 ble det i første rekke sett på kravene til gjennomføring av arbeidsmiljøanalyser og på etableringen og implementeringen av arbeidsmiljøspesifikasjoner i designfasen. For virksomhet i driftsfasen er tilsynet primært rettet mot ansvars- og kommunikasjonsforhold, bemanningsforhold og personalkvalifikasjoner.

Oljedirektoratet registrerer en positiv utvikling med hensyn til det å ivareta krav til analyser og å etablere spesifikasjoner for arbeidsmiljøforhold. Det gjelder spesielt for prosjekteringsfasen, hvor næringen tidligere ikke har hatt noen tradisjon med hensyn til å spesifisere arbeidsmiljøkrav for innretningene.

Ulykker og andre alvorlige hendelser har medført et betydelig arbeid for Oljedirektoratet, både ved direkte oppfølging og i form av bistand til politi og påtalemyndighet.

4.3.2.2 Tilsyn i tidlig fase

Tekniske løsninger og arrangement av innretninger blir i hovedsak bestemt i en tidlig designfase. De løsningene som velges, danner rammene for det videre arbeidet. Valgene får altså konsekvenser for arbeidsmiljø, beredskap, vedlikehold og det totale sikkerhetsnivået.

All erfaring tilsier at mulighetene for å oppnå gode løsninger forbedres betydelig dersom det fra starten av blir satt realistiske mål og gjort optimale valg.

Oljedirektoratet prioriterte også i 1990 tilsyn i tidlig fase. Tilsynet undersøkte hvordan operatører planla beslutningsprosesser og kvalitetssikring i designfasen.

De fleste prosjektene som ble vurdert i 1990, har hatt som målsetting å prosjektere innretninger med lavest mulig bemanning. Det har derfor vært nødvendig å se på valg av organisasjon på innretningene og hvordan det vil virke inn på valg av tekniske løsninger.

Det har vært ført tilsyn med hvordan selskapene nytter tilgjengelig kompetanse når de fastsetter akseptkriterier. Direktoratet forventer at de henter informasjon fra ekspertmiljøer og samler egen erfaring fra felt i drift.

Det har også vært sett på hvordan selskapene planlegger for å møte en eventuell endret driftssituasjon

i fremtiden. Slik planlegging berøres av forhold som usikkerhet om reservoarets størrelse, utbredelse og sammensetning. Det er videre sett på hvordan andre, marginale felt kan knyttes til en produksjonsinnretning. Konkret ble det sett på hvordan prosessanlegg kan behandle ulike sammensetninger av olje og gass, og hvilke muligheter konseptene gir med hensyn til å skifte ut eller øke mengden av produksjonsutstyr.

4.3.2.3 Eldre innretninger

Tilsynsvirksomheten har avdekket mangler ved enkelte selskapers vedlikeholdssystemer. Dessuten gir den tekniske tilstanden av enkelte eldre innretninger grunn til bekymring.

Gjennomgangen av sikkerhetsmessige forhold, som Oljedirektoratet ga pålegg om etter Piper Alpha-ulykken på britisk sokkel i 1988, har bidratt til økt fokusering på tilstanden av eldre innretninger. Som en følge av denne gjennomgangen fra selskapenes side, er det igangsatt arbeid med å modifisere flere innretninger for til dels betydelige beløp.

4.4 ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

Internkontroll brukes stadig mer bevisst som et virkemiddel for å sikre at arbeidsmiljøet og sikkerheten blir ivaretatt. Likevel har flere arbeidstakergrupper uttrykt behov for økt opplæring i internkontroll.

For å kartlegge status på dette området, og for å skape grunnlag for en planmessig innsats, er prosjektet «Opplæring i internkontroll» blitt gjennomført. Partene fra næringen deltok i en referansegruppe, og prosjektrapporten konkluderer med at behovet for opplæring kan kategoriseres i to hovedgrupper:

- 1) Opplæring knyttet til internkontrollbegrepet, lover og forskrifter; med sikte på en felles forståelse av begrep og regelverk.
- 2) Opplæring som er spesifikk for det enkelte selskap. Slik opplæring viser seg ofte å være opplæring i internkontroll selv om begrepet ikke blir brukt.

Hittil har selskapenes opplæringsaktivitet for det meste falt under gruppe 1. Denne typen opplæring kan ikke standardiseres fordi den blant annet må ta hensyn til kulturer, filosofier, målsettinger og valg av strategier i selskapene. I denne sammenhengen vil kunnskap om internkontroll derfor først og fremst bety kunnskap om selskapets organisasjon, ressurser og prosedyrer.

Opplæring under gruppe 2 kan standardiseres, men ettersom det finnes etablerte kurstilbud i markedet på dette området, har Oljedirektoratet vært tilbakeholden med selv å stå for slik opplæring. Det mangfoldet av valgmuligheter som finnes i dag, bør opprettholdes, og Oljedirektoratet anbefaler næringen å bruke disse kurstilbudene i større grad.

4.5 BEMANNING AV INNRETNINGER

Som en del av de samlede tiltakene som skal redusere driftsomkostningene på innretningene, har flere operatører arbeidet videre med planer om størrelse på og sammensetning av bemanningen.

Bemannings størrelse og sammensetning avgjøres av forhold som innretningenes alder, valg av tekniske løsninger, personalets kvalifikasjoner, organisering og ledelse, og av type og omfang av aktiviteter på innretningen. Vurderinger og avgjørelser om bemannings størrelse og sammensetning må derfor baseres på detaljert kjennskap til forholdene på hver enkelt innretning på norsk sokkel.

Oljedirektoratet har fulgt utviklingen nøye innenfor rammen av gjeldende regelverk og forventer at operatørselskapene:

- utarbeider planer som angir det totale personalbehovet, sammensetningen og den nødvendige kompetansen for hver enkelt innretning,
- sikrer medvirkning av arbeidstakerne i vurderingene,
- vurderer de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvensene av eventuelle endringer og
- løser eventuelle konflikter i samarbeid mellom partene i arbeidslivet.

I 1990 har Oljedirektoratet spesielt fulgt opp de følgende sakene om bemanningsreduksjoner:

- Elfs planer om bemanningsreduksjoner i forbindelse med nedtrappingen av aktivitetene på Friggfeltet. Oljedirektoratet gjennomførte i 1990 en større tilsynsaktivitet som vil bli fulgt opp i 1991.
- Phillips planer om en rekke effektiviseringstiltak på innretninger i Ekofisk-området. Disse effektiviseringstiltakene vil få konsekvenser for bemanningen og forholdene for arbeidstakerne på en rekke innretninger. Phillips sine planer ble gjenstand for en revisjon i 1990, og revisjonen avgrenset seg til selskapets planer om et optimalisert mannskap. Resultatene fra tilsynsaktiviteten vil bli fulgt opp i 1991.

Oljedirektoratet gjennomførte i 1990 prosjektet «Bemanningsendringer og skader/ulykker». Formålet med prosjektet var å utvikle en metode for å vurdere de sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvensene av bemanningsendringer. Metoden ble testet i forbindelse med tilsynsaktiviteten mot Phillips og på bakgrunn av erfaringer fra denne aktiviteten, ble metoden revidert. Dette arbeidet skal føres videre i 1991.

Etter flere år med forholdsvis tilfredsstillende rekruttering av personale til flyttbare boreinnretninger, er det nå tegn som tyder på en negativ utvikling. Tendensen gjelder både sertifikatpliktige og ikke-sertifikatpliktige stillinger.

Hittil har en i stor grad rekruttert personer med bakgrunn i sjømanns- og fiskeryrket. Begge yrkes-

gruppene er imidlertid blitt kraftig redusert de siste årene som følge av lavt rekrutteringsbehov. Dette forholdet får nå negative konsekvenser for bemanningen av så vel eksisterende som nye flyttbare innretninger.

Ettersom aktivitetsnivået for flyttbare boreinnretninger har vært meget varierende, har flere av mannskapet søkt seg til faste innretninger. Lønnsnivået har også vært en medvirkende årsak til det.

Direktoratet mener det må utarbeides en langsiktig strategi for bemanningen av flyttbare boreinnretninger. Målet må være å sikre kvalifisert bemanning av innretningene i nødvendig tid fremover.

4.6 FJERNSTYRTE INNRETNINGER

Da den første fjernstyrte innretningen ble tatt i bruk på Hod-feltet i 1990, ble en ny milepæl nådd i den tekniske utviklingen i petroleumsvirksomheten. Innretningen, som ble satt i produksjon i august, fjernstyres via radiolink fra Valhall. En regner med at ett besøk per uke vil være tilstrekkelig ved normal drift.

Fjernstyrte innretninger er kostnadsbesparende både når det gjelder feltutbygging og drift. Det innebærer at marginale felt kan bygges ut i områder der forholdene tillater fjernstyring, og der tradisjonell utbygging ville vært ulønnsom. En ser også at større felt planlegges bygget ut med fjernstyrte innretninger; for eksempel er Troll-feltet planlagt fjernstyrt fra land.

4.7 ULYKKESGRANSKING

Justisdepartementet nedsatte i 1989 en arbeidsgruppe med mandat å kartlegge behovet for opplæring for polititjenestemenn med etterforskningsoppgaver på sokkelen, og å skissere innholdet i et egnet opplæringsprogram. Oljedirektoratet deltok med to representanter i arbeidsgruppen. Høsten 1989 avga gruppen en rapport som klarla behovet for opplæring, og den samme gruppen ble utpekt som ansvarlig for å gjennomføre kursopplegget.

Det første kurset ble gjennomført høsten 1990 med 19 kursdeltakere og åtte observatører fra arbeidsgruppen og fra riksadvokatens kontor. Statoil, BP og Oljedirektoratet bistod Justisdepartementet med gjennomføringen av kurset.

Hovedhensikten med kurset var å gi deltakerne en innføring i organisatoriske og tekniske forhold i petroleumsvirksomheten med tanke på å effektivisere politiets arbeid, særlig med hensyn til organisering, planlegging og avgrensning av etterforskningen. Riktig avgrensning, både saklig og geografisk, anses som meget viktig for effektiv etterforskning og klarlegging av fakta.

Første del av kurset bestod i en teoretisk innføring i organisatoriske, tekniske, regelverkverksmessige og ulykkesteorietiske forhold. I annen del besøkte deltakerne to av de større innretningene på sokkelen og organisatoriske forhold, systemer og teknisk utstyr ble gjennomgått.

4.8 PERSONSKADER

4.8.1 Generelt

Oljedirektoratet mottar meldinger om personskader i forbindelse med oljevirkksomheten. Skadene blir fortløpende vurdert med tanke på oppfølging fra Oljedirektoratets side. Oppfølgingen er i form av blant annet granskning av ulykker, etterfølgende pålegg og tilsyn rettet mot operatørselskapene.

På grunnlag av erfaring som er hentet inn gjennom personskaderapporteringen for 1990, ser Oljedirektoratet behovet for fortsatt å rette oppmerksomheten spesielt mot ulykker og nestenulykker med tilknytning til:

- arbeid på systemer som har stått under trykk,
- arbeid på systemer og utstyr med dårlig konstruksjonsmessig standard som medfører klem-, kutt-, støt- og slagskader,
- områder med sikkerhetsmessig dårlig planløsning eller organisering av arbeidet.

Oljedirektoratet vil fortsette dialogen med næringen om mulighetene for å redusere det vedvarende og høye antallet ulykker som skriver seg fra blant annet kontakt med gjenstander og utstyr i bevegelse, fallende gjenstander, splinter og fallulykker, jf tabell 4.8.3.d. Disse skadene utgjør om lag 80 % av det totale skadeantallet. Gjennom den løpende vurderingen og analysen av personskadene som er utført i 1990, har Oljedirektoratet identifisert følgende konkrete problemer som ofte går igjen i årsaksbildet til ulykkene:

- a) uheldig arbeidsstilling i forhold til utstyr og verktøy,
- b) manglende bruk av eller utilstrekkelig verneutstyr,
- c) glatte og ujevne overflater og dårlig orden,
- d) utstyr i dårlig stand eller utstyr brukt på feil måte,

- e) luftbårne partikler som forårsaker øyeskader,
- f) vanskelig atkomst til arbeidsstedet, og/eller dårlig utforming av utstyr eller arbeidsplass,
- g) mangelfull koordinering og kommunikasjon.

4.8.2 Nestenulykker

Oljedirektoratet har oppfordret operatørselskapene til å rapportere inn flere av nestenulykkene. Gjennom forskning som er gjort i Norge og i utlandet, synes det klarlagt at antallet nestenulykker vil være langt større enn antallet ulykker. Det lave tallet på 78 innrapporterte nestenulykker skyldes delvis at Oljedirektoratet bare krever innrapportert *alvorlige* nestenulykker. Ettersom behovet for informasjon i forbindelse med forebygging av ulykker er stort, vil Oljedirektoratet arbeide videre for å fremme innrapporteringen av nestenulykker.

4.8.3 Personskader i forbindelse med produksjonsvirksomheten

Det er rapportert 562 personskader i forbindelse med produksjon av olje og gass i 1990, hvorav en med dødelig utgang. Det er 30 færre personskader enn året før. Antall årsverk er 12367 i 1989 og 13315 i 1990.

Tabeller og figurer

Personskader skal innrapporteres til Oljedirektoratet etter kriteriene «Arbeidsfravær inn i neste 12-timersskift» og/eller «Medisinsk behandling».

Fritidsskader er ikke medregnet i tabellene. I 1990 ble det innmeldt 29 slike skader; det er noe mindre enn året før.

Tabell 4.8.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1000 årsverk i perioden 1976–1990 i produksjonsvirksomheten. Fra og med 1987 er timetallet per årsverk redusert fra 1752 til 1612. Den totale skadefrekvensen for 1989 korrigeres fra 47.0 til 47.9 som følge av etterrapportering og etterkon-

Tab 4.8.3.a
Skade/døde per 1000 årsverk (1976–90). Produksjonsinnretninger

År	Arbeids-timer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	8146948	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14932296	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14986608	1752	8554	575	67,2	0	0,00
1980	12237720	1752	6985	451	64,6	0	0,00
1981	15612072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14790384	1752	8442	526	62,3	0	0,00
1983	11473848	1752	6549	334	51,0	0	0,00
1984	14643216	1752	8358	491	58,7	1	0,12
1985	15014640	1752	8570	599	69,9	1	0,12
1986	17108280	1752	9765	606	62,1	0	0,00
1987	22169458	1612	13753	832	60,5	0	0,00
1988	19878727	1612	12332	637	51,7	0	0,00
1989	19935637	1612	12367	592	47,9	1	0,08
1990	19852093	1612	12315	562	45,6	1	0,08
Totalt	225658243		132456	7739	58,4	14	0,11

Tabell 4.8.3.b
Antall skadde per 1000 årsverk fordelt på funksjon (1979–90). Produksjonsinnretninger

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	2295	2440	2393	2759
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	34	53	53	51	61
	Skader/1000 årsverk	22,8	19,6	19,2	16,1	24,5	15,5	13,9	22,6	23,1	21,7	21,3	22,1
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	1567	1883	2128	2027
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	103	110	128	129
	Skader/1000 årsverk	126,8	135,2	105,6	106,3	80,0	111,8	93,9	89,0	65,7	58,4	60,2	63,6
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	1167	1091	1228	1264
	Skader	18	10	7	21	18	22	32	45	50	33	35	47
	Skader/1000 årsverk	35,5	26,1	17,0	38,3	34,3	32,3	46,7	52,6	42,8	30,3	28,5	37,2
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	8724	6919	6619	6265
	Skader	346	270	270	347	183	296	414	405	626	441	378	325
	Skader/1000 årsverk	63,1	62,3	43,1	65,5	51,7	62,5	85,4	67,2	71,8	63,7	57,1	51,9
Totalt	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	13753	12332	12367	12315
	Skader	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	592	562
	Skader/1000 årsverk	67,2	64,6	46,6	62,3	51,0	58,7	69,9	62,1	60,5	51,7	47,9	45,6

Tabell 4.8.3.c
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenørsatte

FUNKSJON		1985	1986	1987	1988	1989	1990	
Administrasjon produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	1985	2099	2259	o (operatør)
	Skader	80	213	603	454	294	500	k (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	19	34	44	47	43	49	o
		4	0	9	6	8	12	k
Boring	Årsverk	12,0	26,3	26,0	23,7	20,5	21,7	o
	Skader	49,6	0	14,9	13,2	27,2	24,0	k
	Årsverk	0	0	0	0	0	0	o (operatør)
	Skader	1384	1371	1567	1883	2128	2027	k (entreprenør)
Forpleining	Skader	0	0	0	0	0	0	o
	Skader/1000 årsverk	130	122	103	110	128	128	k
	Årsverk	0	0	0	0	0	0	o
	Skader	93,9	89,0	65,7	58,4	60,1	63,1	k
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	0	39	94	209	340	396	o (operatør)
	Skader	685	817	1073	882	888	868	k (entreprenør)
	Skader/1000 årsverk	0	5	5	4	3	13	o
		32	40	45	29	32	34	k
Totalt	Årsverk	0	129,3	53,3	19,1	8,8	32,8	o
	Skader	46,7	49,0	41,9	32,9	36,0	39,2	k
	Årsverk	1544	2063	2441	2399	2381	2364	o (operatør)
	Skader	3301	3969	6283	4520	4237	3901	k (entreprenør)
Totalt	Skader	61	51	49	50	70	58	o
	Skader/1000 årsverk	353	354	577	391	308	267	k
	Årsverk	39,5	24,7	20,1	20,8	29,4	24,5	o
	Skader	106,9	89,2	91,8	86,5	72,7	68,4	k
Totalt	Årsverk	3120	3394	4227	4593	4820	5019	o (operatør)
	Skader	5450	6370	9536	7739	7547	7296	k (entreprenør)
	Skader	80	90	98	101	116	121	o
	Skader/1000 årsverk	519	516	734	536	476	441	k
Totalt	Skader/1000 årsverk	25,6	26,5	23,2	22,0	24,1	24,1	o
		95,2	81,0	77,0	69,3	63,1	60,4	k

troll av databasen. Personskadetallet er av samme grunn gått opp fra 581 til 592.

Skadefrekvensen for 1990 er beregnet til 45,6 skader per 1000 årsverk. Det tilsvarer en skadefrekvens på 28,3 regnet per million arbeidstimer.

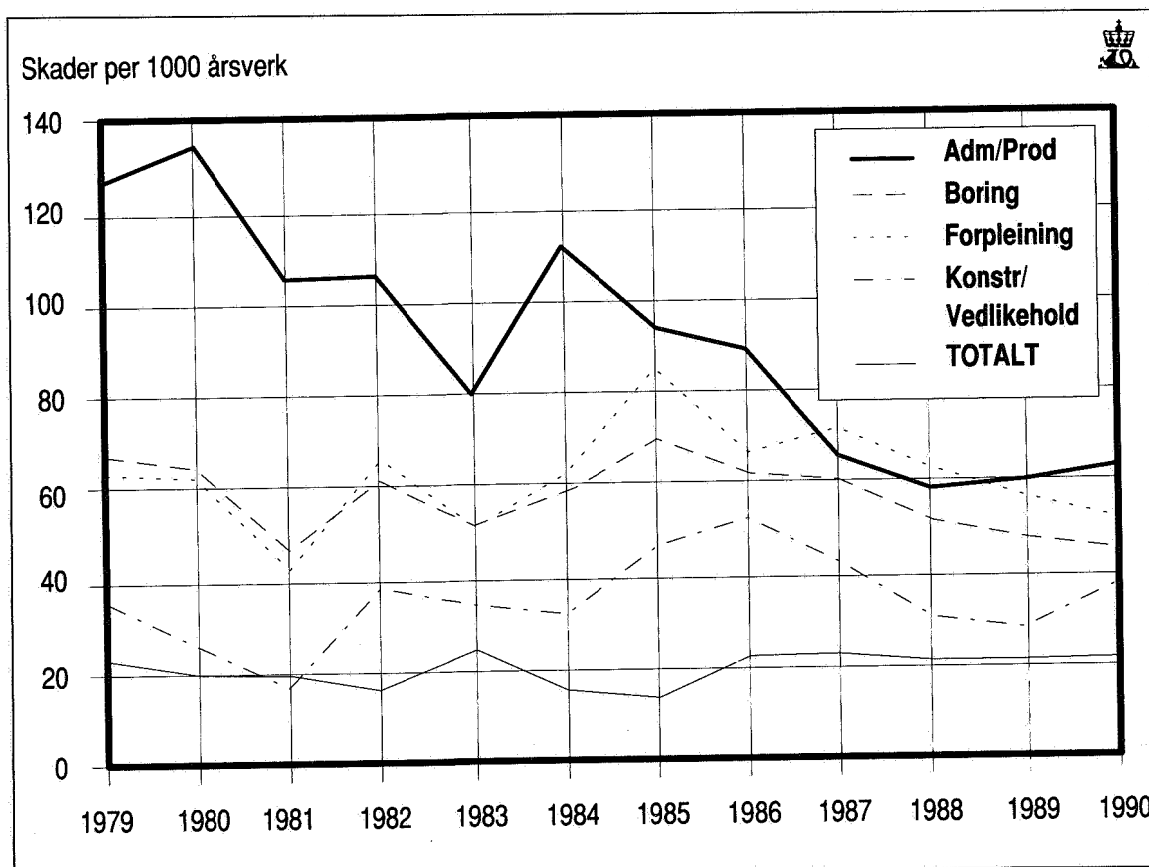
På produksjonsinnretninger var det ett dødsfall i 1990. Den forulykkede ble truffet av en vannstråle i forbindelse med en røskrapeoperasjon. Ulykken

skjedde på Ekofisk 2/4 W. Saken er under politietterforskning.

Figur 4.8.3.a viser utviklingen i personskadefrekvensen for perioden 1979–1990.

Tabell 4.8.3.b viser fordelingen av skadefrekvensen for de ulike hovedaktivitetene i perioden 1979–1990. Oversikten viser en klar reduksjon i ulykkesfrekvensen over tid for funksjonen boring, men med

Fig. 4.8.3.a
Personskader i perioden 1979–90



en liten oppgang de siste to årene. For de andre funksjonene kan ikke en slik trend leses av statistikken. Forpleining har hatt en markert oppgang det siste året.

Funksjonen administrasjon/produksjon har siden 1986 hatt en stabil ulykkesfrekvens.

Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene stod i 1990 for 50.9 % av arbeidet og 57.8 % av skadene. De fleste av skadene i boring, konstruksjon og vedlikehold skjer fordi kroppsdeler kommer i kontakt med gjenstander i bevegelse. Et slikt skadeforløp kan ha flere bakenforliggende årsaker. Av disse årsakene vil Oljedirektoratet særlig nevne:

- mangelfull tilrettelegging av arbeidsplassen og arbeidet, både teknisk og organisatorisk,
- mangelfulle kunnskaper, ferdigheter og/eller manglende motivasjon med hensyn til blant annet bruk av korrekte metoder for løfting av tunge gjenstander,
- utstyr som ofte har en for svak eller dårlig konstruksjonsmessig utforming ergonomisk sett, samtidig som innkjøpsstandarder for utstyr ikke alltid endres som følge av erfaring oppnådd gjennom ulykkeshendelser.

Oljedirektoratet vil følge opp disse bakenforliggende årsakene gjennom en større tilsynsoppgave i 1991, rettet mot de fleste operatørene.

Tabell 4.8.3.c viser fordelingen av skader og årsverk fordelt på operatør- og entreprenøransatte i perioden 1985–1990. I 1990 bidro entreprenørselskapene med 59.2 % av de totale arbeidstimmene på produksjonsinnretningene, mens 78.5 % av skadene skjedde innenfor denne gruppen.

Figur 4.8.3.b viser skadefrekvens fordelt på operatør- og entreprenøransatte innenfor de forskjellige hovedfunksjonene.

Tabell 4.8.3.d–g viser fordelingen av personskader innenfor de ulike variablene.

Tabell 4.8.3.h viser fordelingen av personskadene etter antatt alvorlighetsgrad. En skade defineres her som alvorlig dersom den har resultert i eller sannsynligvis vil resultere i varig mén (for eksempel amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baseres kun på den informasjonen som skademeldingen gir og er derfor ikke basert på en faglig medisinsk vurdering i ettertid.

4.8.4 Personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger

Det har vært én personskade med dødelig utgang for

Tabell 4.8.3.d
Arbeidsulykker 1989-90. Produksjonsinnetninger. Skadehendelse/Yrke

	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/sandblaser	Mekaniker/motormann	Operatør	Platarbeider, isolatør	Røtlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tarmann	Andre/uspesifisert	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	12	6	5	4	27	3	0	2	15	0	2	7	4	9	6	5	7	115	19.4	89
	1	16	1	10	8	15	3	2	3	11	6	7	5	4	6	2	3	1	104	18.5	90
Brann, eksplosjon ol	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0.5	89
	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	4	0.7	90
Fall til lavere nivå	0	1	0	2	2	6	1	2	4	4	2	1	1	1	0	1	0	2	30	5.1	89
	0	3	1	3	2	1	1	0	2	4	3	5	2	0	0	1	1	0	29	5.2	90
Fall til samme nivå	2	3	1	2	3	6	0	1	2	4	3	2	2	1	2	0	0	2	36	6.1	89
	1	0	1	4	9	10	2	0	1	0	2	1	1	3	1	3	2	2	43	7.7	90
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	2	2	1	3	3	10	3	1	1	4	3	2	6	3	2	3	1	8	58	9.8	89
	1	0	2	3	5	4	1	0	4	3	6	3	3	2	5	1	1	1	45	8.0	90
Fallende gjenstander	0	4	0	1	2	7	1	0	0	2	0	2	3	0	7	2	0	1	32	5.4	89
	1	4	1	1	0	5	1	0	1	2	0	2	0	2	10	1	0	0	31	5.5	90
Annen kontakt med gjenstander i ro	2	1	0	2	4	8	2	0	3	3	1	4	4	3	7	6	0	3	53	9.0	89
	2	2	0	2	3	4	3	2	5	5	3	1	2	2	4	2	0	1	43	7.7	90
Håndteringsulykker	3	6	0	5	6	13	1	0	1	11	1	17	6	6	6	4	2	5	93	15.7	89
	5	6	1	5	7	15	2	0	3	7	1	8	7	6	5	4	2	0	84	14.9	90
Kontakt med kjemiske forbindelser	2	1	0	0	2	1	0	0	7	0	0	4	0	0	0	1	0	0	18	3.0	89
	0	0	0	0	2	6	0	0	1	1	2	3	0	1	0	3	0	0	19	3.4	90
Overbelastning av kroppsdel	5	3	0	0	2	11	2	0	3	6	3	1	3	2	5	1	1	3	51	8.6	89
	1	2	0	5	3	5	1	0	3	5	2	1	0	4	6	1	1	2	42	7.5	90
Splinter, sprut	1	2	1	5	1	7	0	0	16	5	3	14	15	2	1	20	0	1	94	15.9	89
	1	5	0	2	1	8	3	0	15	7	7	18	15	2	5	17	1	1	108	19.2	90
Elektrisk strøm	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.2	89
	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0.5	90
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	5	0.8	89
	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	1.1	90
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0.2	89
	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.2	90
Annet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2	0.3	89
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	90
Totalt	18	35	9	26	32	98	13	4	39	54	17	49	48	22	41	46	9	32	592	100.	89
	13	39	7	37	46	74	17	4	38	45	33	50	35	26	42	37	11	8	562	100.	90
%	3.0	5.9	1.5	4.4	5.4	16.6	2.2	0.7	6.6	9.1	2.9	8.3	8.1	3.7	6.9	7.8	1.5	5.4	100		89
	2.3	6.9	1.2	6.6	8.2	13.2	3.0	0.7	6.8	8.0	5.9	8.9	6.2	4.6	7.5	6.6	2.0	1.4	100		90

Tabell 4.8.3.e
Arbeidsulykker 1989-90. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Skadet legemsdel

	Øye	Rygg	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hofte/bein	Hånd/finger	Mage/bryst	Tå/foot	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindelen i bevegelse	0 2	2 3	6 2	16 10	7 11	8 4	60 54	6 4	9 14	1 0	115 104	19.4 18.5	89 90
Brann, eksplosjon ol	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	1 3	0 0	0 0	1 1	3 4	0.5 0.7	89 90
Fall til lavere nivå	0 0	7 6	5 5	4 1	0 1	6 3	3 4	1 4	3 4	1 1	30 29	5.1 5.2	89 90
Fall til samme nivå	0 0	9 5	7 6	4 4	1 2	6 8	5 7	1 2	0 8	3 1	36 43	6.1 7.7	89 90
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	1 3	2 0	1 0	1 1	8 6	3 2	1 1	40 32	1 0	58 45	9.8 8.0	89 90
Fallende gjenstander	1 0	1 0	0 4	3 6	4 1	4 2	7 7	2 0	10 11	0 0	32 31	5.4 5.5	89 90
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 1	3 2	0 0	14 11	5 4	11 9	13 14	3 1	3 1	0 0	53 43	9.0 7.7	89 90
Håndteringsulykke	0 2	1 0	1 1	10 3	8 4	4 7	65 65	1 1	2 1	1 0	93 84	15.7 14.9	89 90
Kontakt med kjemiske forbindelser	16 12	0 0	1 0	1 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 1	0 5	18 19	3.0 3.4	89 90
Overbelastning av kroppsdel	0 0	17 12	7 9	1 0	9 9	3 3	1 4	6 4	6 1	1 0	51 42	8.6 7.5	89 90
Splinter, sprut	85 94	0 1	2 2	1 3	1 1	1 2	2 2	1 1	1 2	0 0	94 108	15.9 19.2	89 90
Elektrisk strøm	0 1	0 1	0 1	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 3	0.2 0.5	89 90
Ekstreme temperaturer	0 0	1 0	0 0	0 1	0 0	1 0	3 2	0 0	0 3	0 0	5 6	0.8 1.1	89 90
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	1 1	0.2 0.2	89 90
Annet	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	2 0	0.3 0.0	89 90
Totalt	104 112	42 33	31 30	56 40	36 34	52 44	164 165	22 18	74 78	11 8	592 562	100 100	89 90
%	17.5 19.9	7.1 5.9	5.2 5.3	9.5 7.1	6.1 6.0	8.8 7.8	27.7 29.4	3.7 3.2	12.5 13.9	1.9 1.4	100 100		89 90

Tab 4.8.3.f
Arbeidsulykker 1989–90. Produksjonsinnretninger. Skødhendelse/Medvirkende faktor

	Annen maskinnretning	Boretenger	Elektrisk utrustning	Håndverktøy, maskiner, redskap	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme og ventilasjon	Løfte-/transport-anordning	Material, gods og emballasje	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	19 8	4 4	0 1	27 25	19 26	0 0	1 1	35 31	10 8	0 0	115 104	19.4 18.5	89 90
Brann, eksplosjon ol	0 0	0 0	0 1	1 2	0 0	1 1	1 0	0 0	0 0	0 0	3 4	0.5 0.7	89 90
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	0 0	4 1	22 23	0 0	0 1	1 3	2 1	1 0	30 29	5.1 5.2	89 90
Fall til samme nivå	1 0	0 0	2 0	2 1	25 31	0 0	0 0	3 4	3 4	0 3	36 43	6.1 7.7	89 90
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 0	1 0	4 4	41 29	0 0	0 1	2 0	10 10	0 1	58 45	9.8 8.0	89 90
Fallende gjenstander	4 1	0 0	0 2	5 4	4 4	0 0	0 0	6 5	13 15	0 0	32 31	5.4 5.5	89 90
Annen kontakt med gjenstander i ro	1 2	0 0	0 2	7 9	35 21	0 0	0 0	2 4	7 5	1 0	53 43	9.0 7.7	89 90
Håndteringsulykke	9 0	0 3	0 0	53 60	9 5	0 0	0 0	1 2	21 14	0 0	93 84	15.7 14.9	89 90
Kontakt med kjemiske forbindelser	0 1	0 0	0 0	8 11	1 0	2 5	0 0	0 0	5 2	2 0	18 19	3.0 3.4	89 90
Overbelastning av kroppsdel	4 3	1 0	0 1	11 3	11 12	0 0	0 0	3 4	19 15	2 4	51 42	8.6 7.5	89 90
Splinter, sprut	4 2	0 0	0 1	67 66	3 2	5 8	1 8	0 1	13 17	1 3	94 108	15.9 19.2	89 90
Elektrisk strøm	0 0	0 0	1 1	0 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 3	0.2 0.5	89 90
Ekstreme temperaturer	0 1	0 0	0 0	3 1	0 0	0 2	0 1	0 0	2 1	0 0	5 6	0.8 1.1	89 90
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	1 1	0.2 0.2	89 90
Annet	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	2 0	0.3 0.0	89 90
Totalt	43 18	5 7	4 9	192 189	171 153	8 16	3 12	53 55	105 92	8 11	592 562	100. 100.	89 90
%	7.3 3.2	0.8 1.2	0.7 1.6	32.4 33.6	28.9 27.2	1.4 2.8	0.5 2.1	9.0 9.8	17.7 16.4	1.4 2.0	100.0 100.0		89 90

Tabell 4.8.3.g
Arbeidsulykker 1979-90. Produksjonsinnretninger. Skadehendelse/Yrke.

	Adminstrasjon	Boredeks- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelp- arbeider	Instrument- tekniker	Kranfører	Maler/ sandblåser	Mekaniker/ motormann	Operatør	Platarbeider/ isolatør	Røtlegger	Service- tekniker	Stillas- bygger	Sveiser	Tårnmann	Andre/ uspesifisert	Totalt	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	25	226	26	55	49	285	22	14	34	96	36	57	61	47	71	33	81	9	1227	18.5
Brann, eksplosjon ol	0	0	0	3	0	7	0	0	1	2	2	2	2	0	0	2	0	0	21	0.3
Fall til lavere nivå	15	25	10	38	11	90	19	10	42	43	21	31	36	16	27	32	19	3	488	7.4
Fall til samme nivå	24	23	6	52	44	106	19	8	37	35	30	39	58	25	63	38	12	13	632	9.2
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	20	16	5	57	29	81	17	11	41	30	37	30	53	21	52	51	14	12	577	8.7
Fallende gjenstander	8	34	9	8	6	57	5	1	7	29	4	33	33	15	50	19	5	1	324	4.9
Annen kontakt med gjenstander i ro	13	18	3	35	27	65	21	6	49	39	15	55	40	17	53	28	6	6	496	7.5
Håndteringsulykke	17	74	8	66	78	163	23	6	39	123	35	98	101	37	69	71	25	5	1038	15.7
Kontakt med kjemiske forbindelser	4	14	0	12	27	52	8	2	89	15	19	19	21	15	6	20	6	0	329	5.0
Overbelastning av kroppsdel	12	37	5	42	20	101	5	7	38	43	26	27	54	19	64	24	16	7	547	8.3
Splinter, sprut	10	18	5	26	9	66	5	1	99	50	23	111	119	10	20	182	5	3	762	11.5
Elektrisk strøm	0	2	0	27	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	0	36	0.5
Ekstreme temperaturer	1	0	0	2	34	5	1	0	0	4	4	6	9	1	2	14	0	0	83	1.3
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	4	0.1
Annet	4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	2	4	0	0	56	0.8
Totalt	153	490	77	428	337	1091	147	69	480	514	255	515	593	223	479	520	189	60	6620	100.
%	2.3	7.4	1.2	6.5	5.1	16.5	2.2	1.0	7.3	7.8	3.9	7.8	9.0	3.4	7.2	7.9	2.9	0.9	100.0	

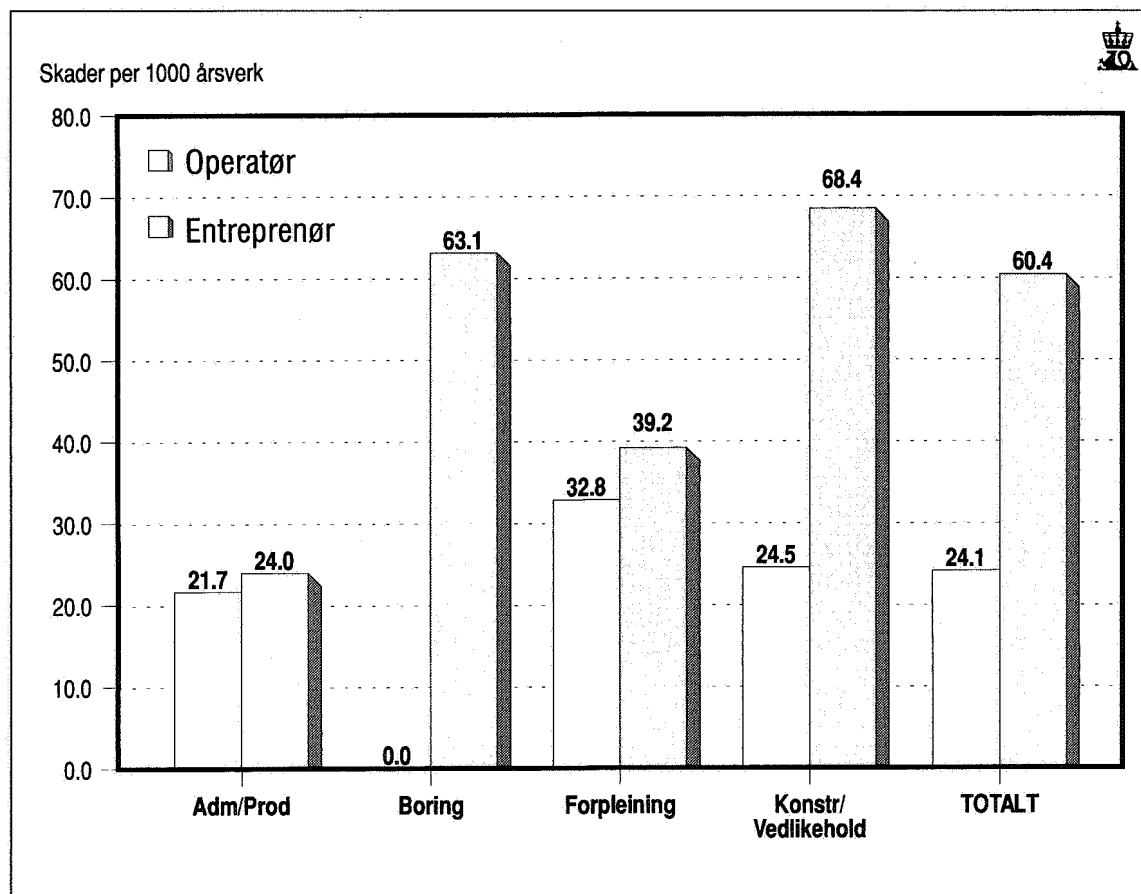
Tabell 4.8.3.h

Fordeling av skader etter alvorlighetsgrad. Produksjonsinnretninger.

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	TOTALT
DØD	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	4
ALVORLIG	75	33	18	48	12	26	19	24	31	12	28	22	348
MINDRE ALV	363	309	287	360	235	345	517	559	777	610	562	539	5.463
USPESIFISERT	137	109	110	118	87	119	62	23	24	15	1		805
TOTALT	575	451	415	526	334	491	599	606	832	637	592	562	6.620

Fig. 4.8.3.b

Skadefrekvens 1990. Operatør- og entreprenøransatte



kategorien flyttbare leteinretninger i 1990. Hendelsen skjedde på boredekket til leteinretningen «Byford Dolphin». Den forulykkede ble truffet av støttetangen som spant rundt borestrengen. Saken er under politietterforsking.

Rapporteringen for de flyttbare innretningene for lete- og produksjonsboring foregår etter de samme kriteriene som for produksjonsaktivitetene. I oversikten er det bare tatt med de personskadene som har inntruffet mens innretningen var i petroleumsvirksomhet, det vil si i boreposisjon. Det er innmeldt 133 skader i 1989 mot 87 året før. Skadefrekvensen målt i antall personskader per 1000 årsverk (som for

produksjonsinnretninger) var i 1990 49.5 mot 39.1 i 1989. Det er en sterk oppgang fra året før. Den sterke økningen i ulykkesfrekvens kan skyldes at rapporteringen fra flyttbare innretninger var bedre innarbeidet i 1990 enn året før.

Tabell 4.8.4.a viser fordelingen av skadehendelsene på de ulike stillingsgruppene.

Tabell 4.8.4.b viser skadehendelsene fordelt på medvirkende faktor.

4.8.5 Utvikling av skadefrekvensen

Det har vært en klar nedgang i ulykkesfrekvensene for funksjonen konstruksjon/vedlikehold. For de

Tab 4.8.4.a
Arbeidsulykker 1989 i forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Yrke

	Adminstrasjon	Boredekk- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelp- arbeider	Kranfører	Mater/ sandblåser	Mekaniker/ motormann	Operatør	Platarbeider/ Isolator	Service- tekniker	Sveiser	Tårnmann	Andre/ uspesifisert	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	1	7	1	0	1	8	1	1	2	0	0	3	1	1	0	27	31.0	89
	0	13	2	0	2	11	1	0	0	1	0	5	1	4	0	40	30.1	90
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3.4	89
	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	5	3.8	90
Fall til samme nivå	0	3	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	6	6.9	89
	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4	3.0	90
Trakk på ujevnheter, feiltrakk	0	1	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	5	5.7	89
	0	2	1	1	0	5	1	0	1	0	0	0	0	2	2	15	11.3	90
Fallende gjenstander	0	6	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	9	10.3	89
	0	4	1	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	1	0	9	6.8	90
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	1	0	0	2	0	6	6.9	89
	0	4	2	0	2	3	0	0	1	0	0	0	1	0	0	13	9.8	90
Håndterings- ulykke	0	8	1	0	0	0	1	0	2	0	0	5	0	2	0	19	21.8	89
	0	4	1	0	0	2	0	0	2	0	0	3	1	2	0	15	11.3	90
Kontakt med kjemiske forbindelser	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2.3	89
	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	5	3.8	90
Overbelastning av kroppsdel	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2.3	89
	0	5	1	0	2	2	0	0	0	1	0	1	0	0	0	12	9.0	90
Splinter, sprut	0	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	6	6.9	89
	0	5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	3	3	1	14	10.5	90
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	89
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0.8	90
Ekstreme temperaturer	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2.3	89
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	90
Totalt	1	28	2	0	6	20	4	1	4	0	1	9	2	9	0	87	100	89
	0	40	10	1	7	26	3	0	5	2	0	13	8	14	4	133	100	90
%	1.1	32.2	2.3	0.0	6.9	23.0	4.6	1.1	4.6	0.0	1.1	10.3	2.3	10.3	0.0	100		89
	0.0	30.1	7.5	0.8	5.3	19.5	2.3	0.0	3.8	1.5	0.0	9.8	6.0	10.5	3.0	100		90

Tabell 4.8.4.b
Arbeidsulykker 1989-90 i forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Medvirkende faktor

	Annen maskininnretning	Boretenger	Elektrisk utrustning	Håndverktøy, maskiner, redskap	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk, varme og ventilasjon	Løfte-/transport-anordninger	Material, gods og emballasje	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	6 5	1 3	0 0	4 5	2 6	0 0	1 0	11 17	2 4	0 0	27 40	31.0 30.1	89 90
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	0 0	0 1	3 4	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	3 5	3.4 3.8	89 90
Fall til samme nivå	0 0	0 0	0 0	1 1	5 2	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	6 4	6.9 3.0	89 90
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 1	0 0	0 0	0 0	5 8	0 1	0 0	0 2	0 3	0 0	5 15	5.7 11.3	89 90
Fallende gjenstander	1 0	0 1	0 0	1 1	2 0	0 0	0 0	3 4	2 3	0 0	9 9	10.3 6.8	89 90
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 1	0 0	0 0	0 0	6 5	0 0	0 0	0 3	0 3	0 0	6 13	6.9 9.8	89 90
Håndteringsulykke	1 0	2 2	0 0	8 6	1 0	0 0	0 0	3 4	4 3	0 0	19 15	21.8 11.3	89 90
Kontakt med kjemiske forbindelser	0 0	0 0	0 0	0 4	0 0	1 1	0 0	0 0	1 0	0 0	2 5	2.3 3.8	89 90
Overbelastning av kroppsdeler	0 1	0 2	0 0	1 2	0 1	0 0	0 0	0 1	1 4	0 1	2 12	2.3 9.0	89 90
Splinter, sprut	0 0	0 0	0 0	2 8	0 1	1 0	0 0	0 0	2 5	1 0	6 14	6.9 10.5	89 90
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1	0.0 0.8	89 90
Ekstreme temperaturer	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	2 0	2.3 0.0	89 90
Totalt	8 8	3 9	0 1	18 28	24 27	2 2	2 0	17 32	12 25	1 1	87 133	100 100	89 90
%	9.2 6.0	3.4 6.8	0.0 0.8	20.7 21.1	27.6 20.3	2.3 1.5	2.3 0.0	19.5 24.1	13.8 18.8	1.1 0.8	100 100		89 90

Tabell 4.8.4.c
Skadde/døde per 1000 årsverk (1989) i forbindelse med leteboring

År	Arbeidstimer	Timer per årsverk	Årsverk	Antall skadde (inkl døde)	Antall skadde per 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde per 1000 årsverk
1989	3584740	1612	2224	87	39.1	2	0.90
1990	4328907	1612	2685	133	49.5	1	0.37
Totalt	7913647		4909	220	44.8	3	0.61

andre hovedfunksjonene har det vært en oppgang i ulykkesfrekvensene. Nedgangen i ulykkesfrekvens totalt sett kommer av at funksjonen konstruksjon/vedlikehold står for over halvparten av de totale aktivitetene.

Totalt for produksjonsinnretninger er ulykkesfre-

kvensen 45.6. Det er den laveste ulykkesfrekvensen en har hatt siden statistikkføringen begynte i 1976.

Til tross for begrensninger og mulig underreportering i rapporteringssystemet, mener direktoratet at de statistiske oversiktene gir et rimelig korrekt bilde av personskadeutviklingen i petroleumsvirk-

somheten. Oljedirektoratet finner derfor at det fortsatt er grunnlag for å fastslå at utviklingen går i en positiv retning.

4.9 ARBEIDSMILJØ

4.9.1 Det organiserte verne- og miljøarbeidet

Det organiserte vernesamarbeidet på sokkelen fungerer i hovedsak etter intensjonene. I tråd med myndighetenes forventninger blir en rekke arbeidsmiljøspørsmål løst gjennom sikkerhetsmøter, verneombudsmøter, arbeidsmiljøutvalgsmøter og i ko-ordinerende arbeidsmiljøutvalg.

Arbeidsmiljøutvalgenes (AMU) årsrapporter og handlingsprogram fra operatørene er stort sett av god kvalitet. Det skisseres konkrete arbeidsmiljøtiltak og ansvar og tidsfrister for gjennomføringen. De største entreprenørfirmaene på sokkelen har også gode og konstruktive årsrapporter og handlingsprogram. Kvaliteten fra de mindre entreprenørene er imidlertid svært varierende.

Operatørenes ansvar som hovedarbeidsgiver, som blant annet innebærer samordning av verne- og miljøarbeidet på de enkelte innretningene, blir stort sett ivare tatt på en tilfredsstillende måte.

Hos underentreprenører med korte oppdrag og få ansatte har det imidlertid vist seg vanskelig å innlemme de ansatte i et konstruktivt og kontinuerlig vernesamarbeid; blant annet i tilknytning til koordinerende arbeidsmiljøutvalg.

Medlemmer i arbeidsmiljøutvalg og verneombud skal ha grunnleggende opplæring i verne- og miljøarbeid (40-timers-kurs). Det er positivt å registrere at de langt fleste verneombudene og arbeidstakernes representanter i AMU har slik opplæring nå. Arbeidsgiverne er imidlertid fremdeles på etter-skudd når det gjelder opplæring i forebyggende verne- og miljøarbeid.

4.9.2 Ergonomiske forhold

Statistisk materiale viser at belastningsskader står for en stor del av sykefraværet på innretningene. Det er derfor svært viktig at arbeidsplasser blir utformet med tanke på menneskets muligheter og begrensninger. Utstyr må konstrueres slik at det tas hensyn til tilgjengeligheten ved vedlikeholds- og reparasjonsarbeid. Ved utforming av kontrollpaneler med betjeningsorganer og informasjonsgivere, må det tas hensyn til menneskets fysiske og mentale begrensninger.

Oljedirektoratets tilsynsaktivitet viser at ergonomiske faktorer ikke er spesifisert i tilstrekkelig grad under prosjekteringen av innretninger. Det har blant annet sammenheng med at industrien tradisjonelt ikke har spesifisert ergonomikrav og sørget for at de blir oppfylt ved hjelp av styringssystemer. Regelverket for arbeidsmiljøet i petroleumsvirksomheten setter rammevilkår som forutsetter at industrien står for nærmere spesifisering.

På denne bakgrunnen har Oljedirektoratet, i sam-

arbeid med Oljeindustriens Landsforening (OLF), satt i gang ulike prosjekter for å utarbeide kravspesifikasjoner. Prosjektet «Ergonomiske krav og kriterier», som Oljedirektoratet satte i gang i 1989, og som er videreført i 1990, går inn på rammevilkårene for å ivareta ergonomiske hensyn i designfasen.

4.9.3 Helsefarlige kjemiske produkter

Håndtering og bruk av kjemikalier i forbindelse med boring, produksjon og vedlikehold innebærer en helseisriko som kan føre til akutte skader ved uhell eller gi helseskader som utvikler seg over tid.

Stadig nye produkter tas i bruk, og det kreves således en kontinuerlig oppfølging. Den skal sikre at relevant og riktig yrkeshygienisk produktinformasjon foreligger, slik at produkt kan velges ut fra helsemessige kriterier og at nødvendige vernetiltak blir gjennomført under bruk av produktet.

Operatørselskapene har fastsatt detaljerte prosedyrer om håndtering av kjemiske produkter, men i praksis blir prosedyrene ennå ikke fulgt helt tilfredsstillende. Tilsynsaktiviteten i 1990 viser fremdeles mange eksempler på mangelfull yrkeshygienisk produktinformasjon og mangelfull merking av de produktene som blir brukt på innretningene.

Ut fra et produkts helsefare ved innånding og hudkontakt, og den aktuelle bruken av produktet, er det behov for klare retningslinjer for personlig verneutstyr. Oljedirektoratets tilsynsaktivitet viser at det i mange tilfeller er behov for å klargjøre hva som er riktig verneutstyr for å beskytte seg mot kjemikalie-eksponering i ulike arbeids situasjoner. Operatørselskapene må her spille en aktiv rolle, også når det gjelder arbeidsforhold for entreprenørsansatte.

Flere av operatørselskapene har nå en kjemikaliekomité der valg av kjemiske produkter blir vurdert, både ut fra tekniske krav til produktet og helsemessig risiko ved bruk av produktet. En slik komite bidrar til at produktets helsefare blir tillagt vekt i totalvurderingen, slik at intensjonen i arbeidsmiljølovens krav om å velge det minst farlige produktet, etterleves.

Oljedirektoratet har i det senere vurdert om det er nødvendig å bruke produkter som inneholder kreftfremkallende stoffer, med sikte på å minske bruken av slike produkter ytterligere.

Prosjektet «Kvalitetssikring ved dokumentasjon av kjemisk helse- og miljøfare» har i 1990 sett på den plassen kvalitetssikring har i nasjonale og internasjonale dokumenter og i de viktigste organisasjonene som påvirker kvaliteten på kjemikalieinformasjon. Prosjektet er utført med ekstern bistand som et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet, Statens forurensningstilsyn og Conoco Norway Inc.

4.9.4 Innkvartering

I 1990 ble det satt i gang oppgradering av boligkvarterene på innretningene H-7 og B-11 langs gassrør-

ledningen mellom Ekofisk og Emden. Oppgraderingen skal bringe boligkvarteret i samsvar med forskriften og innebærer økning av kapasiteten, installering av dusj og vannklosett på soverommene og større rekreasjonsarealer. Arbeidene ble forsinket da den oppjekkbare innretningen «West Gamma» havarerte under slep til B-11 og ble erstattet med flotellet «Safe Lancia».

Norsk Hydro har på det nærmeste ferdigstilt Oseberg 2-boligkvarteret og har besluttet å bruke tilsvarende boligkvarter i Brage-prosjektet.

Saga er i gang med konstruksjonen av boligkvarteret til Snorre-innretningen. Her nyttes aluminium for første gang i de bærende konstruksjonene.

Etter at Albuskjell 2/4-innretningen ble stengt, holdes boligkvarteret ikke lenger i fullgod stand. Det medfører at det ikke uten videre kan tas i bruk igjen ved eventuell nyaktivering av innretningen.

4.9.5 Lov om vern mot tobakkskader

Lov om vern mot tobakkskader (røykeloven) ble innført i 1988. Operatørselskapene har søkt å etterleve loven på de faste innretningene; der skal nødvendige fysiske og organisatoriske endringer sikre et røykfritt miljø. Oljedirektoratet har gitt dispensasjon fra røykeloven frem til 1.12.90 for de innretningene som ikke kunne oppfylle lovens krav på kort sikt.

Operatørselskapene har evaluert hvordan de har etterlevd loven og gitt melding til Oljedirektoratet om det. Evalueringen inneholder forslag om forbedringer for å imøtekomme kravene i loven.

4.10 BEREDSKAP

4.10.1 Helikopter-flyge-informasjonstjeneste (HFIS)

Direktoratet fattet i 1990 to enkeltvedtak om helikopter-flyge-informasjonstjeneste i Ekofisk- og i Gullfaksområdene. Vedtakene formaliserer en tjeneste som har vært drevet i flere år, og de formaliserer opplæring og sertifisering av personer som står for denne tjenesten på innretningene. Enkeltvedtakene er blitt utformet ved å adoptere Luftfartsverkets regelverk. Luftfartsverket yter ellers faglig bistand i tilsynet.

4.10.2 Flyttbare boreinnretninger

4.10.2.1 Kvalifikasjoner i sikkerhet og beredskap

Arbeidet med en å innarbeide en felles norm for kvalifikasjoner i sikkerhet og beredskap på flyttbare boreinnretninger, har fortsatt i 1990. Normen fremgår av Oljeindustriens Landsforenings retningslinjer for sikkerhets- og beredskapsopplæring.

Økningen i leteboringsvirksomheten har gjort det vanskelig å få tak i personer med tilstrekkelig erfaring. Det betyr at mange må gjennom ny opplæring, og det vil derfor ta tid før dette er gjennomført.

4.10.2.2 Utenlandske innretninger

Gjennomføringen av leteboringen i 1990 medførte bruk av flyttbare boreinnretninger som var underlagt regelverket i andre flaggstater.

Opplæringen i sikkerhet og beredskap for den maritime delen av besetningen viste til dels store avvik fra norske krav. Dette skapte grunn til bekymring og førte til at kompensierende tiltak ble satt i verk etter påtrykk fra Oljedirektoratet.

Manglende språkferdigheter har også gjort det nødvendig med tiltak. I denne sammenhengen legger direktoratet til grunn at ett felles arbeidsspråk er en forutsetning for å gjennomføre en forsvarlig operasjon.

Områdene ovenfor har ikke vært viet spesiell oppmerksomhet i tilsynet tidligere, men på bakgrunn av erfaringene fra 1990 vil direktoratet ta for seg disse områdene spesielt heretter.

4.10.3 Gasslekkasjer

Ved flere av de rapporterte gasslekkasjene har Oljedirektoratets oppfølging sett på beredskapsmessige forhold. Det har resultert i verdifull kunnskap om hvordan beredskapen kan forbedres; kunnskap som er ført tilbake til næringen.

4.10.4 Drivende gjenstander

Oljedirektoratet gjennomførte i 1989 et prosjekt som ledet til visse anbefalinger om tiltak; tiltak som skulle settes i verk for å møte trusselen fra drivende gjenstander. På bakgrunn av dette arbeidet er det

- utarbeidet en varslingsplan og
- nedsatt en arbeidsgruppe som skal komme sammen når det blir meldt om drivende gjenstander. Arbeidsgruppen skal bestå av representanter fra Oljeindustriens Landsforening, Norges Rederiforbund, Skipsassurandørens Forbund, Oljedirektoratet, Sjøfartsdirektoratet, Forsvaret og Hovedredningsentralene/politiet.

Prosjektrapporten anbefaler kjøp av dataprogram for å beregne driftsbanen til drivende gjenstander. Programmet skal disponeres av Hovedredningsentralen i Sør-Norge.

4.11 BORING

4.11.1 Leteboring i nordområdene

Det ble boret to letehull i nordområdene i 1990. Det er ikke erfart spesielle problemer forbundet med klima eller andre fysiske faktorer. De flyttbare innretningene som opererte i nordområdene, var «Ross Rig» om vinteren og «Byford Dolphin» om sommeren.

4.11.2 Utvikling av ny teknologi

4.11.2.1 Fjernstyrt rørhåndtering

Boredekket er en av de mest utsatte arbeidsplasser på faste og flyttbare innretninger, med mange klem-skader og skader som følge av fallende gjenstander. Oljedirektoratet er derfor opptatt av tiltak som kan

redusere den tiden personalet oppholder seg på dette området.

Et rørhåndteringssystem der det er lagt til rette for fjernstyrt håndtering av borerør og vektrør under innkjøring og uttrekking av borekrone, bygges nå for Draugen-innretningen. Tårnmannen, som opererer rørhåndteringssystemet, har arbeidsplassen sin ved siden av boreren i borehytten. Under rørhåndteringsoperasjoner får en dermed optimale kommunikasjons- og samarbeidsforhold mellom tårnmann og borer.

Selve rørhåndteringsenheten består av en rotérbar kolonne med to gripearmer som synkront fører seksjoner av borerør til og fra oppstablingsplassen i boretårnet. Kolonnen er plassert i midten av et stjerneformet fingerbord. En fjernstyrt «jern-rough-neck» sørger for fra- og sammenskruing av borerør.

4.11.2.2 System for avledningsventiler

Et tradisjonelt system for avledningsventiler er avhengig av at en rekke ventiler åpnes og stenges i riktig sekvens. For å redusere muligheten for menneskelige feil, er stengningssekvensen normalt automatisert. Svakheten ved et tradisjonelt avlednings-system er at rørtraseen for gassen oftest har en rekke bend, noe som er uheldig med tanke på sanderosjon. I enkelte tilfeller har det også vist seg vanskelig å få operert de forskjellige ventilene når gass strømmer i rørsystemet.

Industrien har derfor konstruert et forenklet system som synes å ha sikkerhetsmessige fordeler. Avledningselementet og ventilen som stenger for avledningsrøret, er kombinert i en og samme ventil. Konstruksjonen innebærer at antall ventiler som må opereres i forbindelse med avledning, reduseres til en, samtidig som muligheten for å legge avledningsrøret uten bend, blir større.

4.11.3 Dype høytrykksbrønner

Oljedirektoratet har gitt oppfølgingen av dype høytrykksboringer høy prioritet i året som gikk. Det er lagt ned et betydelig arbeid hos operatører, entreprenører og i Oljedirektoratet. Operasjonsprosedyrer er gjennomgått og oppdatert, innretninger og utstyr er oppgradert og nye foringsrørsprogram er tatt i bruk. For hvert borehull som er boret, er det gjort nye erfaringer som er blitt nyttet i planleggingen av nye boringer. Oljedirektoratet har arbeidet aktivt for at informasjon og erfaringer blir utvekslet mellom selskapene slik at planlegging og boring av slike hull kan skje på den sikreste og mest effektive måten.

Erfaringene så langt har vist at dype boringer fremdeles er problematiske og forbundet med økt risiko, og at slike boringer vil by på betydelige utfordringer i årene som kommer. De spesielle forholdene i disse hullene, med høyt trykk og høye temperaturer, påfører utstyret belastninger opp mot toleransegrensene. Det gjør det nødvendig å videreutvikle eksisterende utstyr og utvikle ny teknologi.

Små marginer mellom poretrykk, borevæskevekt og fraktureringstrykk gjør også sitt til at en må tenke nytt og endre tradisjonelle metoder for brønnreiping.

4.11.4 Brønn 2/4-14

Etter at utstrømningen i undergrunnen ble stanset i desember 1989, begynte operatøren Saga arbeidet med å sikre borehullet 2/4-14. For å sikre borehullet på en forsvarlig måte, var det nødvendig å fjerne øverste delen av 9 5/8" (244.5 mm) foringsrør, utstyret og delene av borestrengen som var mistet i brønnen. Dette arbeidet viste seg å være både tidkrevende og vanskelig.

Parallelt med dette arbeidet ble havbunnen rundt hullet jevnlig undersøkt for å oppdage eventuelle gasslekkasjer, og utbredelsen av hydrokarboner i de grunnere sonene ble nøye fulgt. Gasslekkasjen på havbunnen ble gradvis mindre, og seismiske undersøkelser viste mindre utbredelse av hydrokarboner i disse sonene.

Foringsrøret ble tatt ut i større og mindre deler, og mesteparten av borestrengen ble trukket ut. På grunn av tilstanden i borehullet og problemer med utstyret som var planlagt brukt, måtte det endelige tilbakepluggingsprogrammet modifiseres flere ganger. Først 6.4.1990 kunne «Neddrill Trigon» forlate brønnehodet og overlate til «Treasure Saga», som opprinnelig startet boringen av hullet, å fullføre arbeidet. Boreinnretningen kunne trekke sikringsventilen og forlate borehullet 14.4.1990, 18 måneder etter at hullet ble påbegynt.

Undersøkelser av sjøbunnen og seismiske undersøkelser av de grunne sonene pågikk ut året for å få stadfestet at utstrømningen var stanset.

Under arbeidet med å gjenvinne kontrollen over denne brønnen, ble det valgt å bruke en oppjekkbar boreinnretning. I denne sammenhengen engasjerte direktoratet seg i operatørens planer for sikker evakuering. Resultatet ble å knytte et flotell til innretningen. Tilsynet med beredskapen ble ellers rettet mot samspillet mellom de to innretningene.

I ettertid er det satt i verk et omfattende arbeid hos operatøren og hos myndighetene for å avdekke de forholdene som førte til ulykken, og for å forebygge tilsvarende hendelser. Operasjonene i tiden før brønnen kom ut av kontroll, er også blitt etterforsket av politiet.

4.11.5 Bruken av forskjellige typer boreslam

I utkast til forskrift om utslipp av oljeholdig borkaks stiller Statens forurensningstilsyn strengere krav til rensing. Det har ført til at industrien har vurdert alternative løsninger til dagens metoder. Et alternativ som er gitt høy prioritet, er å utvikle nye og mindre miljøskadelige typer boreslam.

I løpet av 1990 ble det gjennomført feltforsøk på norsk sokkel med to nyutviklede typer boreslam. Hovedforskjellen i forhold til oljebasert boreslam er bruken av emulsjoner av andre organiske væsker,

som etere eller estere, i stedet for emulsjoner av mineraloljeopprinnelse.

Feltforsøkene ble gjennomført av flere operatørselskaper, og erfaringene som er rapportert så langt, er positive med hensyn til boretekniske og operasjonelle forhold. Imidlertid knytter det seg fremdeles en viss usikkerhet til miljøeffekten, og da spesielt langtidseffekten. Et annet forhold er kostnader. Disse slamtypene er kostbare sammenlignet med vann- eller oljebasert slam, men ekstrakostnadene kan utliknes dersom tapt tid, som følge av boretekniske problemer relatert til hullstabilitet, kan reduseres.

4.11.6 Høyavviksboring

Antall høyavviksbrønner har vært økende de senere årene. Det går frem av tabell 4.11.6 at det i perioden fra 1.4.1984 til 1.12.1990 ble boret totalt 64 brønner med maksimal hullvinkel over 60°. Totaltallet inkluderer ni sidestegsboringer. Flest høyavviksbrønner er boret de siste årene, og omfanget av denne typen boring vil tilta betydelig i tiden fremover.

Årsaken til denne utviklingen er dels forbedret teknologi og dels økonomiske fordeler ved å kunne nå områder lenger borte fra boreinnretningen uten kostbar bruk av undervannsbrønner. Viktig i den teknologiske sammenhengen er forbedret retningsmåling og forbedring av det styrbare retningsboreutstyret, slik at ønsket brønnbane kan oppnås på en rask og nøyaktig måte. En betydelig forskningsinnsats innenfor bergmekanikk, hullrenskning og sementering i forbindelse med høyavviksboring, har også gitt resultater.

Året 1990 var særmerkt i den forstand at hele tre brønner med hullvinkel over 80° ble fullført, og to ble påbegynt. Den økonomiske begrunnelsen for å bore disse brønnene, er noe forskjellig fra det som er beskrevet ovenfor. Siden horisontale eller tilnærmet horisontale brønner penetrerer den aktuelle reservoarseksjonen i mye større lengder enn konvensjonelle brønner, oppnås en høy produksjonsrate selv om reservoarseksjonen er tynn, gass- eller vannkoning ellers ville vært et problem, eller reservoarbergarten har dårlig permeabilitet. Et eksempel på en slik brønn er den Hydro fullførte på Troll-feltet, der en ca 12 meter tykk oljesone er penetrert horisontalt i en lengde av ca 800 m.

Tabell 4.11.6

Antall brønner med hullvinkel over 60°

År	Antall brønner med maks vinkel mellom				
	60°-65°	65°-70°	70°-75°	75°-80°	80°-90°
* 1984	2				
1985	3	4			
1986	4	4			
1987	7				
1988	4	1	1	1	
1989	13	1		1	2
** 1990	8	4	1		3

*) 1.4.1984 - 31.12.1984, **) 1.1.1990 - 1.12.1990

4.11.7 Gassløfting av produksjonsbrønner

Reservoarets naturlige evne til å produsere olje er avhengig av trykkforholdene i reservoaret. Etter en tid, ofte flere år, vil trykket alene ikke være nok til å løfte oljen opp til innretningen. En form for kunstig løfting av oljen er å injisere gass i ett eller flere punkter nede i produksjonsrøret. Det gjøres ofte ved å pumpe gass ned ringrommet, gjennom en eller flere ventiler i produksjonsrøret og sammen med produsert olje opp til innretningen.

Ekofisk er Norges eldste oljefelt, og Phillips satte der i gang med gassløfting allerede i 1985. 14 brønner i Ekofisk-området produserer nå ved hjelp av gassløft-teknikken, og tallet vil øke med tiden. Gassløfting er planlagt brukt på andre felt som er i drift eller under utbygging, blant annet Veslefrikk, Draugen og Brage.

Gassen som brukes er oftest gass som produseres med oljen. Når brønnens ringrom er fylt med slike gasser under trykk, representerer de et nytt faremoment i form av den gassmengden som kan strømme ut på innretningen dersom ringrommets barriere svikter.

Oljedirektoratets nye boreforskrifter har tatt konsekvensene av dette faremomentet og krever ekstra sikkerhetsbarriere i ringrommet. Risikoen for utslipp av løftegass skal reduseres til et minimum.

4.11.8 Brønnvedlikehold

Erfaringer som er gjort de siste årene med brønner som Staffjord A-39 og Sagas 2/4-14, har gitt bruken av såkalt kveilerørsteknikk økt oppmerksomhet. Dette utstyret nyttes ofte i Nordsjøen til arbeidsoperasjoner som utvasking av sand, sementering over plugger, sirkulering av væske og gassløfting ved hjelp av nitrogen.

Blant annet har Elf brukt kveilerørsteknikk i stor utstrekning under nedstengning og permanent plugging av brønner på Frigg. Videre har Norsk Hydro foretatt målinger i og logget en 800 meter lang horisontalbrønn.

Flere entreprenører tilbyr nå kveilerørsteknikk, og utstyr og personale kan lett rekvireres fra norske baser når det er behov for det.

4.11.9 Bruk av data fra Oljedirektoratets boredatabase

Oljeselskapene rapporterer daglig de aktiviteten som er knyttet til bore- og brønnteknologi. Disse rapportene er grunnlag for Oljedirektoratets faglige vurderinger innenfor alle faser og alle typer aktiviteter, blant annet oppfølging av de daglige boreoperasjoner og -aktiviteter.

Systematiseringen av data fra ca 820 lete- og produksjonsbrønner, som er boret eller vedlikeholdt etter 1.4.1984, har dannet grunnlaget for ulike analyser. Oljedirektoratet har i den senere tiden arbeidet med å kartlegge og systematisere feil på boreutstyr ut fra de feilene som er rapportert til databasen. Totalt er det registrert ca 11 000 slike hendelser.

Det er også registrert og systematisert ca 270 brønnspar (kicks).

Figurene 4.11.9.a og b viser fordelingen av tidsforbruket for henholdsvis produksjon- og leteboring i 1990.

4.12 NATURDATA

Innsamling av naturdata (strøm, vind, bølger, osv) fra Ekofisk, Frigg og Statfjord har forløpt tilfredsstillende i 1990. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt har Oljedirektoratet ført tilsyn med innsamlingen på disse tre feltene. Bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende og bidrar dermed til å heve kvaliteten på dette tilsynet.

I 1989 gav Oljedirektoratet pålegg om å samle inn naturdata fra Draugen-feltet når det kommer i produksjon. Draugen vil da bli den fjerde faste målestasjonen på sokkelen.

Oljedirektoratet har også i 1990 samlet inn natur-

Fig. 4.11.9.a
Daglig borerapporteringssystem 1990
Hovedoperasjoner: Produksjon

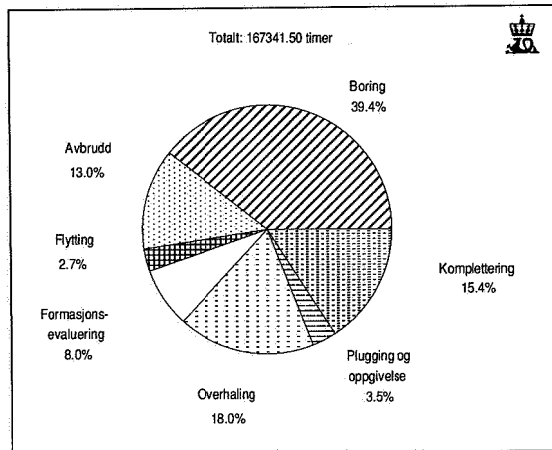
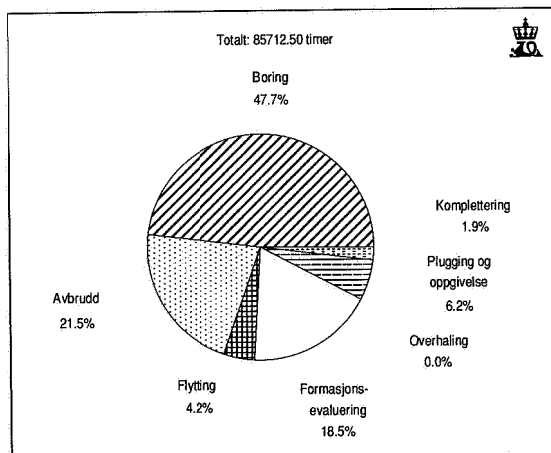


Fig. 4.11.9.b
Daglig borerapporteringssystem 1990
Hovedoperasjoner: Leteboring



data i Barentshavet på Thor Iversen-banken, og det har vært innsamling av data fra Vøringplataet. Foreløpige resultater fra Vøringplataet tyder på at havmiljøet (bølger og vind) der er mindre stabilt enn på Haltenbanken og Trænabanken (tidligere målinger).

Naturdataprojektet i 1990 hadde en total ramme på 6.5 millioner kroner. Det er samlet inn data om bølgehøyde, bølgeretning og meteorologi. Måleprogrammet ble gjennomført av Oceanor etter oppdrag.

4.13 STRUKTURER OG RØRLEDNINGER

4.13.1 Lettbetong i bærende konstruksjoner

Lettbetong er nå for første gang tatt i bruk i de bærende konstruksjonene til innretninger som skal brukes til havs. Statoil har støpt enkelte deler av understellet til Sleipner i lettbetong, og Saga har nyttet materialet i deler av fundamentene til Snorre.

Lettbetongen får lavere egenvekt enn normalbetongen ved å bruke ekspandert leire som tilslagsmateriale. Normalbetongen bruker sand og singel.

Industrien ser store muligheter i bruken av lettbetong, både for flytende og faste innretninger. På grunn av den reduserte egenvekten, vil lettbetongen også være konkurransedyktig når det gjelder innretninger som tradisjonelt er bygd i stål.

Imidlertid kjenner en ikke fullt ut alle egenskapene til lettbetongen ennå; heller ikke langtidsvirkningene.

4.13.2 Konstruksjonsstål

Oljedirektoratet følger utviklingen og de erfaringene som gjøres på det materialtekniske området; blant annet gjennom oppfølging av utbyggingsprosjekter, regelverksarbeid, deltagelse i forskningsprosjekter og komitéarbeid.

Oljedirektoratet gjennomfører et fast undersøkelsesprogram for stål som nyttes i utbyggingsprosjekt på sokkelen. Det velges stål som blir brukt i de mest belastede delene av de bærende konstruksjonene. Undersøkelsesmetodene gir grunnlag for en enkel evaluering av stålets mikrostruktur i forbindelse med sveising og av bruddseighetsegenskapene i sveisens varmpåvirkede sone. Innen utgangen av 1990 er det undersøkt til sammen 18 stålmaterialer fra forskjellige utbyggingsprosjekter. Prøvemethodikken er utviklet av SINTEF, som også utfører prøvingen for Oljedirektoratet.

Interessen for å bruke høyfast stål i konstruksjoner, er økende. Flere utbyggingsprosjekter som er påbegynt eller som er under prosjektering, vil nytte en viss mengde høyfast stål. Stål med en fasthet opp til 500 MPa synes mest aktuelt. Det er ennå en viss usikkerhet forbundet med å bruke stål med høyere fasthet, spesielt i utmattingspåkjennte sveiseforbindelser.

4.13.3 Instrumentert tilstandskontroll

Oljedirektoratet har siden 1978 vurdert muligheten for alternativer til tradisjonelle metoder for til-

standskontroll. Med utvikling og bruk av mer komplekse innretninger med lang levetid og liten tilgjengelighet for tilstandskontroll, har Oljedirektoratet satt i gang et prosjekt om instrumentert tilstandskontroll (ITK). Prosjektet skal gi en oversikt over tilgjengeligheten av systemer og utstyr i dag, deres anvendelighet på faste og flyttbare innretninger i 1990-årene og fremtidsmulighetene for å bruke nye og eksisterende innretninger, med vekt på lang eller forlenget levetid. Resultatene vil bli benyttet til å oppdatere veiledningen om tilstandskontroll av bærende konstruksjoner og være tilgjengelig for brukergrupper.

Det forventes at ITK vil gi brukergruppene tilleggsinformasjon om innretningens tilstand i forhold til det tradisjonelle metoder gir.

4.13.4 Rørledninger og stigerør

På bakgrunn av et kommende behov for å øke gass-transportkapasiteten til kontinentet, søkte Norpipe i juni 1989 om å få øke kapasiteten i gassrørledningen fra Ekofisk til Emden ved å øke trykket utover designtrykket. Etter en grundig vurdering i samarbeid med tyske og danske myndigheter kom Oljedirektoratet til at det ikke kunne gis samtykke til planer som innebar en økning av maksimum operasjons-trykk i ledningen.

Selskapet bygget sine beregninger på analyser som baserte seg på data fra innvendig inspeksjon av ledningen, med inspeksjonsverktøy fra British Gas. Etter myndighetenes syn er det ikke verifisert at dette inspeksjonsverktøyet gir data av nødvendig kvalitet for å gjennomføre en analyse basert på bruddmekaniske beregninger.

Som en følge av dette har selskapet skrinlagt oppgraderingsplanene, men arbeider videre med å få verifisert inspeksjonsverktøyet evne til blant annet å kunne detektere sveisefeil. Dette arbeidet blir gjort med tanke på en eventuell fremtidig oppgradering av rørledningen.

Zeepipe-prosjektet er nå i fabrikkasjonsfasen. Rørene fabrikeres i Japan, Tyskland og Frankrike og påføres korrosjonsbeskyttende belegg og betongkappe i Nederland og Skottland. Arbeidet er i gang med å forberede og planlegge installering. Installeringen tar til i april 1991.

4.13.5 Innsynkningen i Ekofisk-området

Innsynkningen av sjøbunnen omkring Ekofisk-senteret har pågått siden slutten av syttitallet. Grunnen til innsynkningen er en kombinasjon av svak reservoarbergart og trykkfall i reservoaret som følge av utvinningen av olje og gass.

I første halvdel av åttiårene var innsynkningsraten 0.5 meter per år, men har gradvis avtatt til omtrent halvparten.

Til sammen har sjøbunnen sunket i underkant av fem meter, og det antas at total innsynkning vil bli rundt 6.5 meter.

Sjøbunnen over feltet Vest-Ekofisk synker også,

her med 0.2 meter per år. Innsynkningen forventes å avta fremover, og feltet har til nå sunket 2.5 meter.

Tre typer målinger har vært benyttet: trykkmålinger, satellittmålinger og direkte måling av innretningenes høyde i forhold til havflaten. Phillips har lagt ned et omfattende arbeid i analyser av målingene for å få en best mulig oversikt over innsynkningsproblematikken.

4.13.6 Ekstreme isforhold

Historisk er det kjent at isfjell nådde kysten av Øst-Finnmark i årene 1881, 1929 og 1939. Isfjellobservasjoner så langt sør er dermed sjeldne, men risikoen for kollisjon mellom innretning og isfjell i disse kystområdene har en årlig sannsynlighet som er større enn 10^{-4} . Den er altså høyere enn én gang per 10 000 år for hver innretning.

Det største isfjellet, som ble observert ved Gamvik i 1881, var omkring en km langt, hadde tre toppe og var 25–30 meter høgt. Vekten må ha vært mer enn en million tonn, og drivhastigheten i gjennomsnitt rundt 0.1 m/s.

I området mellom Bjørnøya og Hopen er det de siste årene observert flere hundre isfjell. Sannsynligheten for kollisjon mellom isfjell og innretninger her vil være betydelig.

Det er også observert isfjell sør for Bjørnøya. For å få kunnskap om kollisjonsrisikoen sør for Bjørnøya, har Oljedirektoratet fått utført beregninger ved Norges Hydrotekniske Laboratorium. De viser at den årlige sannsynligheten for kollisjon mellom isfjell og en innretning er større enn 10^{-4} sør til omtrent 73° N. Isfjellene mellom Bjørnøya og Hopen har en midlere størrelse på om lag 560 000 tonn.

Vinteren 1880–81 forekom det i Barentshavet de mest ekstreme isforholdene som er kjent de siste 150 årene. For å få kunnskap om hvordan forholdene var, har Oljedirektoratet foretatt en omfattende gjennomgang av kildemateriale. I slutten av mai 1881 lå drivisen på rundt $71^{\circ}30'$ N fra Tromsøflaket til Øst-Finnmark. En storm fra nord førte så deler av drivisen inn mot kysten. Så sent som omkring 10. juni lå det dravis ca 20 km nord for Berlevåg i Øst-Finnmark.

4.13.7 Grunnundersøkelser

I forbindelse med vurdering av fundamenter på innretninger og vurdering av rørledningstraseer på norsk sokkel, er det i mange år foretatt grunnundersøkelser. Opplysninger om hvor slike undersøkelser er foretatt og resultater fra undersøkelsene, er formidlet til de aktuelle oljeselskapene.

I 1990 har Oljedirektoratet satt sammen en katalog over gjennomførte undersøkelser og hovedstratigrafien for hver undersøkelse.

4.14 ELEKTRISKE ANLEGG

4.14.1 Kraftforsyning på Draugen

Draugen-prosjektet har utviklet et elektrisk kraft-

forsyningssystem basert på et konsept for integrert kraftproduksjon. Systemet består av tre gasssturbingeneratorer som er koplet til hvert sitt høyspennings- og lavspenningssystem. Hver generator fungerer både som hoved- og nødkraftgenerator, og hvert av de tre systemene er tilkopleet en elektrisk drevet kombinert brann- og sjøvannspumpe. Hver pumpe dekker innretningens brannvannsbehov.

I tillegg er det installert en fjerde elektrisk brannpumpe som også dekker det totale brannvannsbehovet. Den drives av en separat dieselgenerator og er således ikke tilkopleet det øvrige elektriske systemet. Et spesielt system gjør at denne separate generatoren også kan brukes som kraftkilde for å starte hovedgeneratorer, uten at det reduserer brannpumpens kapasitet.

4.14.2 Magnetiske lagre i roterende utstyr

Magnetiske lagre montert i roterende utstyr, blir nå også brukt til havs. Til Sleipner A skal det leveres turboekspandere av sveitsisk fabrikat som vil bli utstyrt med magnetiske lagre av fransk fabrikat.

Det foreligger ingen forskrifter eller retningslinjer internasjonalt om eksplosjonsbeskyttelse av slikt utstyr. Oljedirektoratet følger derfor nøye opp de faglige vurderingene som operatøren foretar.

4.14.3 Faglig samarbeid og bistand

Norges vassdrags- og energiverk (NVE) og Oljedirektoratet samarbeider om å gi ut nye forskrifter for elektriske anlegg i Norge. Den avdelingen i NVE som arbeider med forskrifter, Elektrisitetstilsynet, blir fra nyttår 1991 skilt ut som egen avdeling og flyttet fra Olje- og energidepartementet til Kommunaldepartementet. Flyttingen legger forholdene til rette for et enda bedre samarbeid.

Det arbeides også med en bistands- og samarbeidsavtale mellom Elektrisitetstilsynet og Oljedirektoratet. Avtalen kan komme i bruk fra 1991.

4.15 GASSLEKKASJER, BRANNER OG BRANN-TILLØP

4.15.1 Oppfølging av Piper Alpha-ulykken

Den offentlige granskingskommisjonen som ble oppnevnt i Storbritannia etter Piper Alpha-ulykken, har nå avsluttet sitt arbeid under ledelse av lord Cullen.

Rapporten ble offentliggjort i 1990, og den inneholder en rekke anbefalinger; enkelte av vidtrekkende betydning for tilsynsstrategien på britisk side. Dersom anbefalingene blir fulgt, vil britisk tilsynsstrategi nærme seg den norske.

Etter å ha vurdert rapporten og de erfaringene som blir lagt frem, konkluderer Oljedirektoratet så langt at det ikke synes nødvendig å endre prinsipper og metoder i tilsynsvirksomheten på norsk sokkel. Men rapporten peker på en rekke organisasjonsmessige og teknisk-faglige problemområder, og det er viten som Oljedirektoratet kan dra nytte av i tilsynsvirksomheten. Direktoratet har pekt ut en egen

gruppe for å sikre at alle anbefalingene blir vurdert og eventuelt tatt hensyn til innenfor de ulike fagkategoriene.

4.15.2 Gasslekkasjer

Oljedirektoratet har fått rapportert om 48 gasslekkasjer på faste innretninger i beretningsperioden. Det er en økning på tre i forhold til 1989.

Oljedirektoratet har fått et bedre datagrunnlag i denne perioden, og vil bruke det i tilsynsaktiviteten i 1991.

Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Oljearbeidernes Fellessammenslutning (OFS) har utarbeidet en rapport over alle gasslekkasjene i årene 1988 og 1989. Oljedirektoratet har mottatt rapporten og merket seg det store avviket i registrerte gasslekkasjer; rapporten angir 272 tilfeller mot Oljedirektoratets 69. Noe av differansen kan tilskrives Oljedirektoratets skille mellom kontrollerte og utilsiktede gasslekkasjer. Operatøren har bare rapporteringsplikt for den siste kategorien.

Figur 4.15.2.a viser fordelingen av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad. Innledningen i figuren er basert på Oljedirektoratets vurdering av hendelsesforløpet og den faren gasslekkasjen innebar. Figuren illustrerer at størsteparten av gasslekkasjene er mindre lekkasjer som raskt er blitt brakt under kontroll.

Tabell 4.15.2 viser gasslekkasjer (etter kategori) som ble detektert av gassdeteksjonssystemene.

Figur 4.15.2.b gir en pekepinn om årsak til gasslekkasjene. Årsaken til en gasslekkasje består ofte av flere sammenfallende forhold. I figuren er årsaksforholdene delt inn etter Oljedirektoratets vurdering av mottatte rapporter. Menneskelig feil er en gruppe årsaker under kategorien operasjonelle feil. En menneskelig feil har flere bakenforliggende årsaker, som dårlig tilrettelegging av arbeidet, man-

Fig. 4.15.2.a

Fordeling av rapporterte gasslekkasjer etter alvorlighetsgrad

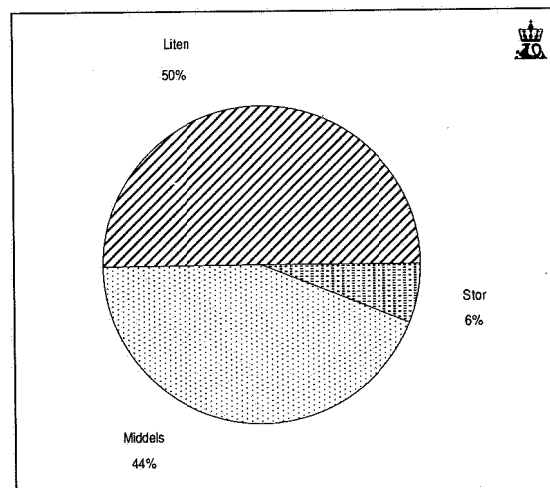
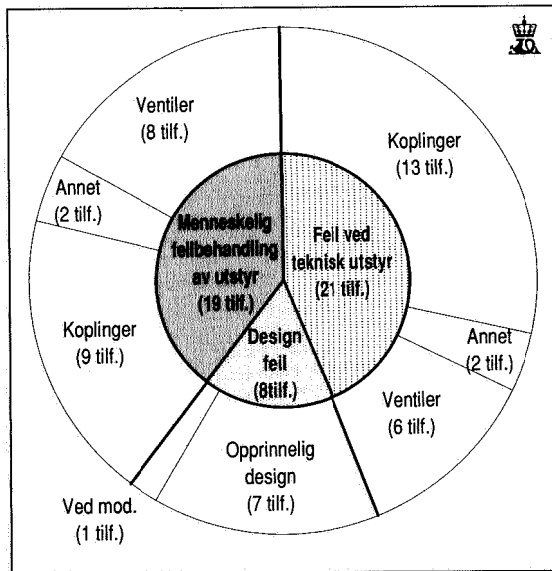


Fig. 4.15.2.b
Årsak til 48 gasslekkasjer



gelfull opplæring og informasjon, uklare kommunikasjonslinjer og stressfaktorer.

Datagrunnlaget viser at alvorligere gasslekkasjer oftest skyldes operasjonelle feil.

4.15.3 Branner og branntilløp

Oljedirektoratet har registrert i alt 41 branner i 1990 mot 51 i 1989. Det synes å peke i retning av en positiv utvikling.

Tabell 4.15.3.a gir en oversikt over omfanget av og årsakene til branner og branntilløp som er rapportert til Oljedirektoratet i 1990.

4.16 DYKKING

4.16.1 Dykkeaktivitet

I løpet av beretningsperioden ble det foretatt 1513 overflateorienterte dykk, 1429 klokkeløp, 167 744 manntimer i metning og ingen monobare dykk på norsk kontinentalsokkel. Dette innebærer en nedgang i aktiviteten sammenlignet med 1989. Aktiviteten har vært utført fra 10 fartøyer.

Dykkeaktiviteten på norsk kontinentalsokkel er som tidligere år fordelt på lengre inspeksjons- og vedlikeholdskontrakter på Ekofisk, felt der Statoil er operatør, Frigg-feltet, og kortere konstruksjonsoppdrag fordelt på flere felt. Dykking i forbindelse med konstruksjonsaktiviteter har i det vesentlige vært knyttet til sammenkopling av rørledninger og assistanse under installering av strukturer.

4.16.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 4.16.2.a viser en oversikt over antall personskader som er rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978 – 1990 i forbindelse med dykkeaktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Personskadene er delt inn i kategoriene dødsfall, trykkfallsyke og andre skader. Et av tilfellene av trykkfallsyke har funnet sted under metningsdykking og to under overflateorientert dykking. Infeksjoner og nestenulykker er ikke inkludert i oversikten. I beretningsperioden er det rapportert 15 ytre øregangsinfeksjoner og fem andre infeksjoner. Videre er det rapportert 19 nesten-

Tabell 4.15.2
Gasslekkasjer detektert av gassdeteksjonssystem

Alvorlighetsgrad	Antall totalt	Antall automatisk detektert	Utslag i % LEL	
			20 %	60 %
Liten	24	7	7	
Middels	21	13	5	8
Stor	3	3		3

(LEL = Laveste eksplosjonsgrense)

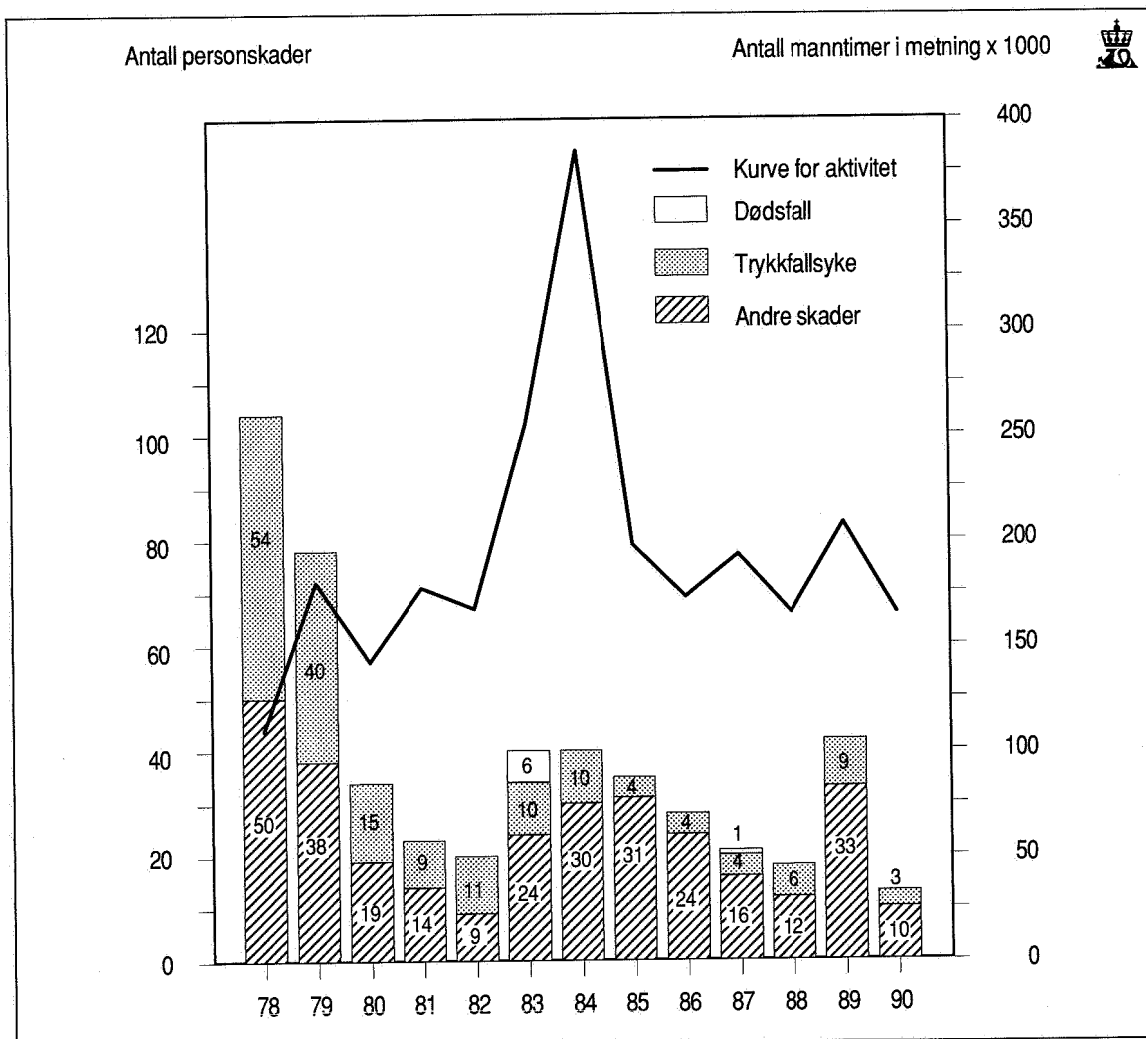
Tabell 4.15.3.a
Oversikt over branner på flyttbare og faste produksjonsinnretninger

	Konstruksjonsfasen			Faste innretninger Driftsfasen			Flyttbare innretninger Driftsfasen		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Sveisearbeid				7	2				
Selvantennelse (Ev varmgang)		1		12	2				
Elektrisk kortslutning o l				4	2	3			
Andre årsaker	1			6			1		
Totalt	1	1		29	6	3	1		

L = liten, M = middels, S = stor

Fig. 4.16.2.a

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–90



ulykker. Antallet tilfeller av trykkfallsyke er vesentlig redusert i forhold til antallet i 1988 og 1989 (se figur 4.16.2.b).

4.16.3 Forskning innenfor dykking

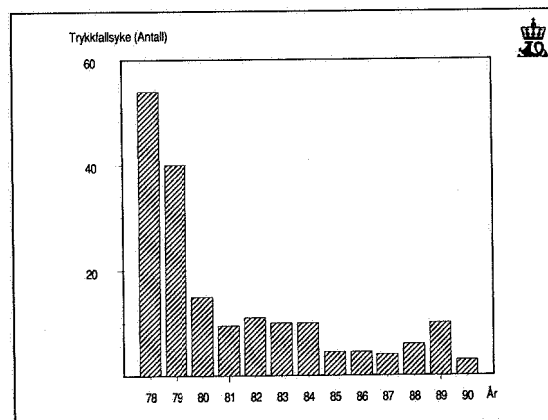
Oljedirektoratet innledet i 1989 et samarbeid med Statoil og Norsk Hydro om et felles forsknings- og utviklingsprogram for dykketeknologi (FUDT). I 1990 kom også Saga med som deltaker i dette samarbeidet, og andre oljeselskaper har bidratt i visse sammenhenger, enten som selvstendige selskaper eller gjennom OLF.

FUDT-programmet har konsentrert seg om følgende hovedområder innenfor bemannede undervannsoptaksjoner:

- tekniske og operasjonelle aspekter,
- sikkerhet og arbeidsmiljø og
- implementering, organisering og utdanning.

Fig. 4.16.2.a

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–90



Oljedirektoratet ser det som positivt at oljeselskapene samarbeider om å komme frem til felles løsninger på aktuelle problemer innenfor dykking i petroleumsvirksomheten.

I 1990 gjennomførte Oljedirektoratet et prosjekt der målet var å standardisere dekompresjonsprosedyrer. Prosjektet så også på kompresjon, opphold på bodyp og ekskursionsjoner fra bodyp. Alle norske dykkeselskaper som driver aktiv dykking på sokkelen, har deltatt sammen med representanter for oljeselskapene og arbeidstakerne. Prosjektet resulterte i en anbefalt standard for dykking ned til 180 meters vanddyb.

4.17 MEKANISK UTSTYR

4.17.1 Ny teknologi for vanninjeksjonsanlegg

Tradisjonelle vannbehandlingsanlegg for vanninjeksjon i oljeresservoarer har bestått av tungt og plasskrevende utstyr. For Snorre-innretningen har Saga valgt en ny norskutviklet løsning som gir en vektbesparelse på 600 tonn, og den halverer plassbehovet i forhold til konvensjonelt utstyr.

Det nye systemet gir en filtrering av injeksjonsvannet til 98 % av partikler større enn to micron. Oksygen fjernes ved nitrogenabsorpsjon i en lukket syklus som reduserer oksygeninnholdet til under ti ppb.

4.17.2 Ventiler som har betydning for sikkerheten

På bakgrunn av blant annet økningen i rapporterte gasslekkasjer de senere årene, har Oljedirektoratet ført strengere tilsyn med operatørens installering og bruk av ventiler som har betydning for sikkerheten.

Direktoratet konstaterer at det er rom for forbedringer på områder som erfaringsoverføring ved innkjøp, prosedyrer for montering, preservering, bruk og vedlikehold, tegningsunderlag og merking, og kompetansenivå hos operatør- og vedlikeholdspersonale.

Oljedirektoratet vil føre denne tilsynsaktiviteten videre i 1991 for å se til at næringen takler situasjonen på en forsvarlig måte.

4.17.3 Kvikksølv i brønnstrøm

I 1990 er det registrert små mengder kvikksølv i produksjonen fra enkelte reservoarer på norsk sokkel. Det dreier seg om ytterst lave konsentrasjoner, men under separerings- og kompresjonsprosessen kan økte konsentrasjoner opptre i gassfasen. På én innretning førte det til at komponenter av monel ble ødelagt av en form for sprøbrudd. Metallisk kvikksølv kan nemlig angripe legeringer av kobber, aluminium og flere andre metaller.

Fenomenet er kjent fra olje- og gassproduksjon i andre land og burde ikke lede til større problemer på norsk sokkel.

Imidlertid er det nødvendig å få fastlagt hvilke reservoarer som produserer kvikksølv, og hvilke le-

geringer som kan svikte som følge av denne formen for sprøbrudd.

4.17.4 Mekaniske rørforbindelser

Rørforbindelser har også i 1990 vært viet oppmerksomhet i tilsynsvirksomheten. Det har vært fokusert på installering og bruk av flensforbindelser i prosessanlegg, både i anlegg som er i drift og anlegg som er i prosjektfasen. Det kan videre bli aktuelt å vurdere alternative/nye utforminger av mekaniske rørforbindelser som i større grad tar vare på kopleingens stabilitet.

I løpet av året er det registrert behov for bedre vedlikehold av flensforbindelser. Både bolter og pakninger på eldre innretninger har vist behov for utskifting. Disse forholdene vil bli fulgt opp i 1991.

4.18 DATABASER

Oljedirektoratet har tatt i bruk en rekke databaser i arbeidet med sikkerheten og arbeidsmiljøet på sokkelen. Databasene er etablert ut fra interne behov for systematisert erfaringsmateriale, som grunnlag for regelverksutvikling og prioritering av tilsynsaktiviteter. Det pågår et arbeid med å vurdere det interne informasjonsbehovet og å knytte databasene nærmere sammen. Det er også satt i gang arbeid med å kartlegge behovet utenfor direktoratet, med sikte på å vurdere om data skal gjøres tilgjengelig for næringen, og i hvilket omfang.

DDRS (Daily Drilling Report System) ble opprettet i 1984. Hensikten med databasen er å systematisere all informasjon om boreaktiviteter, slik at den er tilgjengelig og anvendbar i tilsynsvirksomheten. Systematiseringen har også åpnet for fremstilling av statistikker som for eksempel kan brukes i pålitelighets- og risikoanalyser. Innleggingen av data begynte i 1984, og basen inneholder nå informasjon fra rundt 820 lete- og produksjonshull som er boret eller holdt ved like etter 1.4.1984.

CODAM (CORrosion DAMages) inneholder informasjon om skader på og avvik for bærende konstruksjoner og rørledningssystemer. Databasen ble etablert i 1982.

DSYS (Dykke SYStem) inneholder informasjon om dykkeaktiviteter, så som personskader, sertifikater og aktivitetsrapporter. Databasen ble satt i drift i 1984 og inneholder data tilbake til 1978.

UPS (Ulykker På Sokkelen) ble opprettet i 1982 for å systematisere rapporter om personskader. Det er registrert mer enn 7 500 personskader fra ulykker tilbake til 1979.

Rapporter om antall arbeidstimer for ulike aktiviteter til havs, registreres i en egen database. Dette materialet brukes til å beregne frekvenser for personskader.

Rapporter om brann- og gasslekkasjer har vært registrert i en egen database siden 1989.

5. Petroleumsøkonomi

5.1 LETEVIRKSOMHET, VARE- OG TJENESTE-LEVERANSER

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende frem til 1985, da det ble påbegynt i alt 50 nye letehull. I 1990 ble det påbegynt 36 letehull, et nivå som lå likt med årene 1986 og 1987, men markerte en oppgang fra 1988 og 1989.

Figur 5.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

Nedenfor er vist letekostnadene for 1990 fordelt på vare- og tjenestegrupper. Beløpene representerer foreløpige anslag basert på data innrapportert fra operatørselskapene. De samme tallene ligger til grunn for figur 5.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftstypene.

Letekostnader	Millioner kroner
Leteboring	3 490
– Boreinnretninger	1 010
– Transportkostnader	490
– Varer	730
– Tekniske tjenester	1 260
Generelle undersøkelser	520
Feltevalueringer	440
Administrasjon ¹⁾	580
Totalt	5 030

1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift

Figur 5.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per undersøkeshull, det vil si lete- og avgrensnings-hull.

Fig. 5.1.a
Årlige utgifter til letevirksomheten 1980–1990

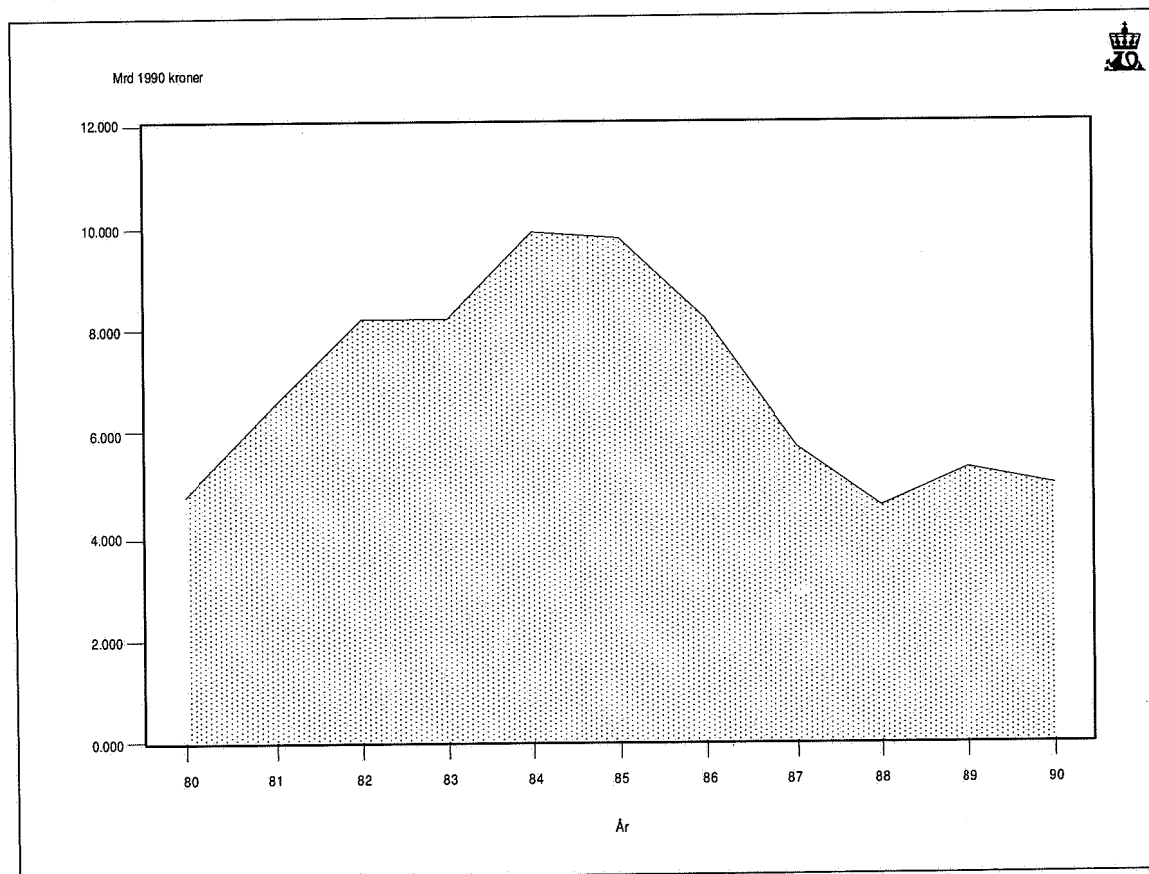
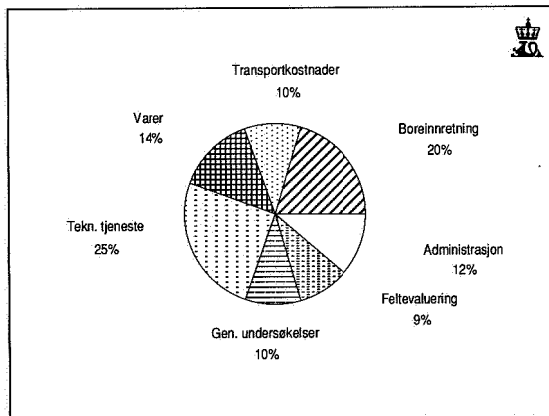


Fig. 5.1.b
Kostnader til leting etter olje og gass i 1990.
Fordelt på vare- og tjenestegrupper



5.2 KOSTNADER FORBUNDET MED UTBYGGING OG DRIFT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utbygging av felt, inkludert produksjonsboring, for perioden 1970–2013. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt under utbygging og felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner

for per 31.12.1990. Av felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia, er bare den norske andelen inkludert. Følgende felt og transportsystemer inngår i beregningen:

- Frigg (inkludert rørledning til St Fergus)
- Ekofisk-området
- Nordøst-Frigg
- Øst-Frigg
- Gullfaks
- Heimdal
- Murchison
- Odin
- Oseberg Transport System
- Oseberg
- Staffjord
- Tommeliten
- Ula
- Valhall
- Norpipe
- Statpipe
- Veslefrikk
- Troll-Oseberg Gassinjeksjon
- Gyda
- Troll fase 1
- Sleipner Øst
- Zeepipe
- Snorre

Fig. 5.1.c
Antall undersøkeshull og borekostnader per hull

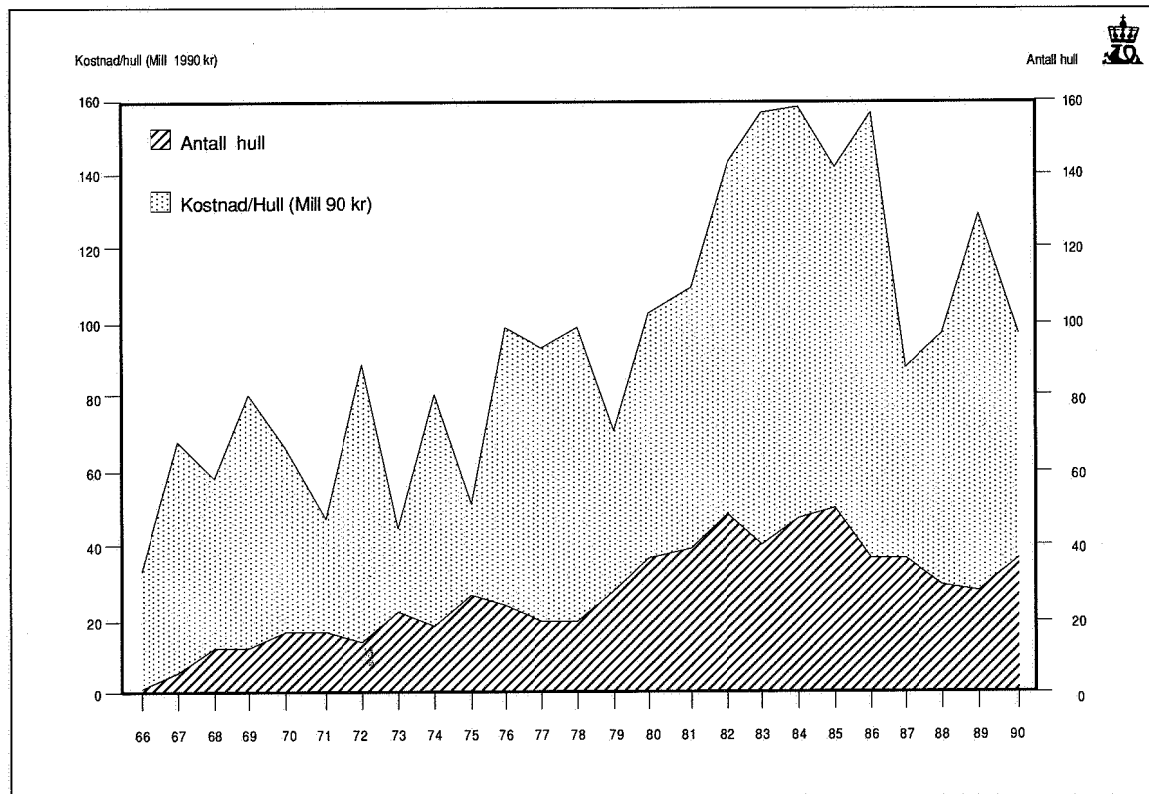
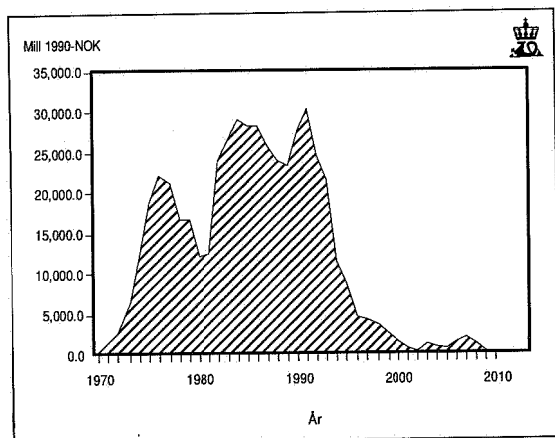


Fig. 5.2.a
Investeringer i felt og rør på norsk sokkel



- Hod
- Draugen
- Gamma Nord
- Gyda rør
- Ula rør

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum fremgår av figur 5.2.a. Alle beløp er regnet om til faste 1990-kroner. Investeringene økte jevnt til 1976. Nedgang i investeringene de påfølgende årene ble avløst av ny stigning fra og med 1981, med en foreløpig topp i 1984 da det ble investert for ca 29.1 milliarder 1990-kroner på norsk sokkel. I lys av de vedtak som er gjort, vil dette gi et investeringsnivå opp mot 30 milliarder 1990-kroner tidlig på 90-tallet.

I 1990 ble følgende felt vedtatt utbygd:

- Statfjord Nord,
- Statfjord Øst,
- Brage og
- Embla.

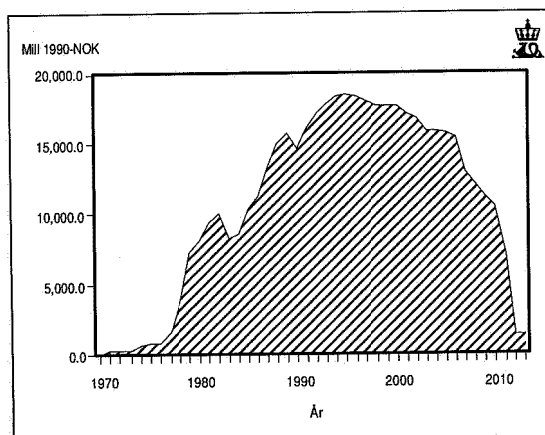
I 1991 skal Stortinget behandle flere planer for utbygging og drift. Dersom de blir vedtatt, vil investeringskurven kunne få en mye svakere helning utover på 90-tallet.

Årlige driftskostnader inklusive rørledningsdriftskostnader, fremgår av figur 5.2.b. Nivået på etterspørselen etter varer og tjenester til driftsformål har steget kraftig, og vil fortsette å stige etter hvert som flere felt kommer i produksjon. Driftskostnadene ser dermed ut til å bli den betydeligste kostnadskomponenten i fremtiden. Det vil være en viktig oppgave å forsøke og redusere disse kostnadene i tiden som kommer.

5.3 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Fig. 5.2.b
Driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1970–2013



Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i lov om petroleumsvirksomhet, som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produserte petroleumsmengder på det enkelte utvinningsområdets avskjningspunkt.

I praksis vil beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsværdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

På noen felt er transportkostnadene høyere enn brutto salgsværdi for vedkommende petroleumprodukt. Dette gjelder spesielt gass. I slike tilfeller betales det ikke produksjonsavgift.

Ved behandling av Ot prp nr 64 (1986–87) om lov om endringer i petroleumsløven, ble det bestemt at det ikke skal betales produksjonsavgift av produksjonen fra forekomster der utbyggingsplan er godkjent etter 1.1.1986.

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

5.3.1 Total produksjonsavgift

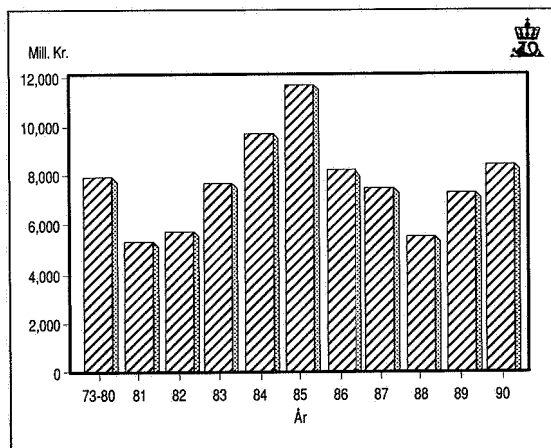
Det er i 1990 innbetalt kroner 8 471 352 890 i produksjonsavgift. Tabell 5.3.1 viser fordelingen på de ulike petroleumprodukt for 1989 og 1990.

Figur 5.3 viser innbetalt produksjonsavgift 1973–1990.

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Det er i 1990 innbetalt kroner 7 519 750 914 i produksjonsavgift for olje fra Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, Murchison, Heimdal, Oseberg og Gullfaks (jf tabell 5.3.2). Produksjonsavgift for olje blir tatt ut i olje. Salg av statens avgiftsolje foretas av Statoil. Innbetaling fra Statoil til Oljedirektoratet foretas månedvis. Avregningen foregår etter normpris fastsatt av Petroleumsprisrådet.

Fig. 5.3
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1990



5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL

Det er i 1990 innbetalt kroner 951 601 976 i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Avregning av produksjonsavgift som gjøres opp i kontanter, skjer halvårsvis med tre måneders betalingsfrist.

På Statfjord, Gullfaks og Ula er det ikke innbetalt produksjonsavgift for gass i 1990 på grunn av høye transportkostnader.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspriser som varierer for de enkelte gruppene.

Leveransene av gass til Dyno/Methanor opphørte fra og med 1.7.1984. De innbetalte/refunderte beløp til Dyno/Methanor er relatert til transport og behandling av allerede mottatt og betalt gass.

Tabell 5.3.1
Innbetalt produksjonsavgift i 1989 og 1990 (millioner kroner)

		1989	1990
OLJE	EKOFISK/VALHALL/ULA	1 416.8	1 808.4
«	STATFJORD	4 095.5	4 591.7
«	MURCHISON	28.1	23.3
«	HEIMDAL	3.2	11.1
«	OSEBERG	351.0	589.9
«	GULLFAKS	431.6	495.4
GASS/NGL	EKOFISK-FELTENE	448.2	408.7
«	VALHALL	8.8	29.2
«	ULA	0.0	0.0
«	FRIGG,NØ-FRIGG,ODIN	463.6	440.4
«	STATFJORD	0.0	0.0
«	MURCHISON	0.2	0.7
«	HEIMDAL	41.3	72.6
«	GULLFAKS	0.0	0.0
SUM ALLE FELT		7 288.3	8 471.4

Tabell 5.3.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje

Område/felt	1. halvår	2. halvår	Totalt 1990
EKOFISK, ULA OG VALHALL	755 796 834	1 052 542 831	1 808 339 665
STATFJORD	2 070 305 277	2 521 366 043	4 591 671 320
MURCHISON	14 981 104	8 324 827	23 305 931
HEIMDAL	1 334 186	9 755 071	11 089 257
OSEBERG	216 696 674	373 224 761	589 921 435
GULLFAKS	217 204 809	278 218 497	495 423 306
SUM	3 276 318 884	4 243 432 030	7 519 750 914

Tabell 5.3.3
Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL i 1990

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1990
EKOFISK-OMRÅDET			
Phillipsgruppen	117 865 168	285 448 733	403 313 901
Amoco-gr.(Tor)	665 462	1 283 784	1 949 246
Shell (Albuskj.)	463 768	874 835	1 338 603
Dyno/Methanor	1 372 072	702 918	2 074 990
Sum Ekofisk-omr.	120 366 470	288 310 270	408 676 740
FRIGG-OMRÅDET			
Petronord-gruppen	192 529 363	190 633 020	383 162 383
Esso (NØ-Frigg)	7 387 930	6 628 158	14 016 088
Esso (Odin)	20 201 369	23 046 404	43 247 773
Sum Frigg-omr.	220 118 662	220 307 582	440 426 244
VALHALL	6 402 171	22 759 011	29 161 182
ULA	0	0	0
STATFJORD	0	0	0
MURCHISON	570 873	131 408	702 281
HEIMDAL	30 860 695	41 774 834	72 635 529
GULLFAKS	0	0	0
SUM ALLE FELT	378 318 871	573 283 105	951 601 976

5.4 AREALAVGIFT PÅ UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1990 innkrevd kroner 326 949 270 i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstillatelse meddelt år	kroner
1965	104 879 250
1969	56 763 000
1971	5 502 000
1973	26 280 000
1975	19 627 767
1976	29 267 621
1977	8 998 833
1978	8 470 660
1979	25 794 700
1980	1 604 539
1981	13 104 062
1982	6 228 215
1983	4 565 260
1989	15 863 363
Totalt	326 949 270

Oljedirektoratet har refundert kroner 69 057 866 i arealavgift i 1990.

Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsavgifts-oppgjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019A, 033, 037, 050, 053 og 079.

For en del utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i oppgjøret for produksjonsavgift. Dette beløpet utgjør kroner 25 236 593 og er reflektert i innbetalingen av produksjonsavgift.

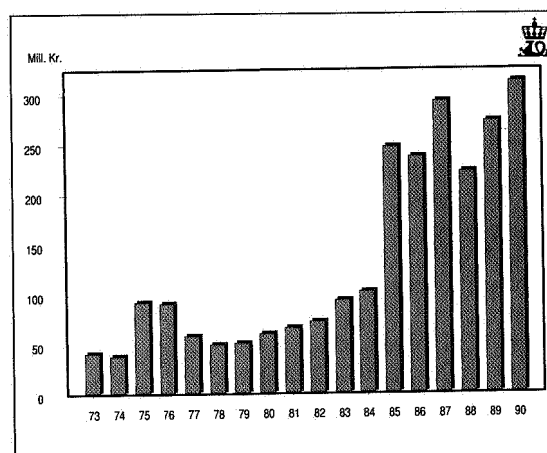
Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973–1990.

5.5 PETROLEUMSMARKEDET

5.5.1 Råoljemarkedet

Den begivenhet som i sterkeste grad satte sitt preg på råoljemarkedet i 1990 var Iraks invasjon, okkupa-

Fig. 5.4
Innbetalt arealavgift 1973–1990



sjon og senere annektering av Kuwait. FNs vedtak om en verdensomspennende handelsblokkade av Irak medførte blant annet bortfall av rundt 4 millioner fat olje per døgn fra verdensmarkedet. Dette førte til økning av produksjonen i andre Golf-stater og stor uvisshet omkring prisutviklingen på olje. En pris som siden konflikten begynte i stor grad samvarierte med spenningsnivået i området.

Ved inngangen til 1990 var etterspørselen etter olje høy på verdensmarkedet, noe som for en stor del skyldtes sprengkulde i USA. Man antok at etterspørselen ville komme til å ligge over 1989-nivået, og dermed gå forbi toppåret 1979. Flere av OPEC-landene, spesielt i Midtøsten, lanserte planer for utvidelse av produksjonskapasiteten. Under forutsetning av at etterspørselen ville øke, var en slik utvidelse en nødvendighet, da produksjonen i flere store produsentland utenfor OPEC var fallende.

Men allerede mot slutten av første kvartal viste det seg at etterspørselen etter olje ikke ville bli så stor som forventet. Noe som blant annet hadde sin årsak i at en mild vinter avløste sprengkulden i desember 1989.

Oljelagrene omkring i verden var høye på grunn av minimale lagertrekk i første kvartal. OPEC-landenes samlede produksjon lå over det fastsatte produksjonstaket på 22 millioner fat per døgn. I mai ble det innkalt til krisemøte i OPEC på grunn av prisen på olje. Fallet hadde da vært på 30 % eller 6 USD siden toppnoteringen i januar 1990. En produksjonsreduksjon ble vedtatt, for om mulig å stabilisere prisen.

I juli gikk Irak ut med et ønske om at produksjonskvotene skulle overholdes til man fikk en pris på rundt 25 USD/fat og truet med å «gjøre noe effektivt» om Golf-statene ikke hjalp til med dette.

2. august invaderte Irak Kuwait. Landet fikk dermed kontroll over Kuwaits 100 milliarder fat oljeresurser og 2.5 mill fat per døgn produksjonskapasitet og ble ressursmessig sett omtrent på størrelse med Saudi Arabia.

Den umiddelbare konsekvens av invasjonen var bortfall av olje fra Kuwait og Irak fra verdensmarkedet, et bortfall på rundt 4 millioner fat per døgn.

Konflikten i Golfen gjorde at Det Internasjonale Energibyrået, IEA, vurderte krisetiltak i forbindelse med fordelingen av olje. I november viste det seg at det ikke var nødvendig å trekke inn lager for å dekke forbruket som gradvis var blitt redusert, og at produksjonen i en rekke OPEC-land var blitt så stor at produksjonsreduksjoner derimot igjen var blitt en aktuell problemstilling.

Verdens oljeforbruk har de senere år økt relativt sterkt, noe som blant annet har sin bakgrunn i de relativt lave prisene på olje. Men den kanskje viktigste årsaken til at forbruket øker er de nyindustrialiserte landenes økende forbruk.

OPECs gjennomsnittsproduksjon for 1990 lå på rundt 23.2 millioner fat per dag. Dette er en økning på 8.5 % fra 1989.

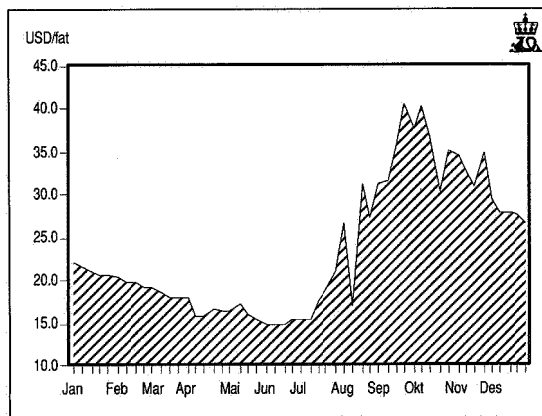
Også 1990 har vært et år med fallende oljeproduksjon hos endel store produsenter utenfor OPEC. Verdens største oljeprodusent, Sovjetunionen, erfarte en reduksjon på 5.3 % i forhold til 1989.

Oljeproduksjonen i USA og Canada gikk også ned i 1990, med 5.2 % for USAs vedkommende og 3.2 % for Canada.

Oljeproduksjonen i Vest-Europa gikk opp med 5.6 %, noe som har sin årsak i relativt store økninger både på britisk og norsk sokkel. I oktober kom første gang samlet Nordsjøproduksjon opp i 4 millioner fat per dag.

Norge opphevet fra og med 1. juli 1990 sin selvplagte produksjonsbegrensning på 5 %. Produksjonsbegrensningen, som ble innført i 1987, var et bidrag til å redusere det nedadgående presset på oljeprisen. I forhold til 1989 økte oljeproduksjonen på norsk sokkel med rundt 10 %.

Fig. 5.5.1
Prisnoteringer på Brent-olje i 1990



5.5.2 Gassmarkedet

Verdens forbruk av naturgass er stigende. I 1989 sto gassen for 21.3 % av det primære energiforbruket.

Forbruket av gass er høyere på verdensbasis enn i Vest-Europa, hvor gassen i 1989 sto for rundt 16 % av det totale energiforbruket. Imidlertid er det forventet at gass i årene framover kan komme å øke sin andel av energiforbruket sterkt, på grunn av de miljømessige fortrinn.

Gassproduksjonen i Vest-Europa gikk opp med 2.8 % fra 1988 til 1989. Tre land erfarte en produksjonsnedgang, det tidligere Vest-Tyskland, Storbritannia og Frankrike. Nederland og Norge økte derimot produksjonen relativt mye, noe som gjorde at Vest-Europa totalt sett kom ut med en økning. De land som i hovedsak forsyner Vest-Europa med gass, er Sovjetunionen, Nederland, Norge og Algerie.

Storbritannia var også i 1990 den største avtakeren av norsk gass. Imidlertid er norske leveranser under eksisterende kontrakter avtakende og vil ta slutt i midten av 1990-årene.

Norge har nå solgt rundt 30 milliarder Sm³ gass på platå under Troll-avtalen og SEP-avtalen. Leveranser under Troll-avtalen vil starte i 1993 og platåproduksjonen vil være nådd like etter århundreskiftet. Leveranser under SEP-avtalen vil starte i 1995. 1. juli 1990 gikk fristen ut for de tyske kjøperne til å utøve en opsjon på et tilleggs volum på om lag 2.05 milliarder Sm³. Hele denne opsjonen ble utøvet. I tillegg har Ruhrgas allerede gitt beskjed om at de vil utøve sin andel av 30 % opsjonen i den opprinnelige Troll-avtalen. Fristen for å utøve denne opsjonen er 1. juli 1991. Ruhrgas har også inngått avtale om å kjøpe 1 milliard Sm³ gass utover det som er kontraktsfestet i Troll-avtalen. De franske gasskjøperne har inngått avtale om kjøp av 2 milliarder Sm³ gass på Troll-avtalevilkår. Hvis alle opsjoner i Troll-avtalen blir utøvet er Norge forpliktet til å selge 40.8 milliarder Sm³ gass til kontinentale kjøpere fra år 2005. Foruten tilleggs volumene til Tyskland under Troll-avtalen er Ekofisk-avtalen blitt reforhandlet i

løpet av 1990. Etter reforhandlingen er leveringsraten økt. Det er også inngått en avtale med Spania, som innebærer en framskynding av leveransestart fra 1996 til 1993 og en raskere opptrapping til plåtå-produksjon.

Det italienske markedet for gass er det tredje største i Vest-Europa, og forventes fortsatt å være ekspansivt. Det foregår forhandlinger mellom Gassforhandlingsutvalget og flere italienske kjøpere om leveranser av norsk gass.

Det norske Gassforhandlingsutvalget hadde i løpet av 1990 håpet å underskrive en avtale om salg av norsk gass til Sverige. Forhandlingene har vært basert på leveransestart sent i 1995, et tidspunkt som har vært knyttet til avviklingen av de to første kjernekraftreaktorene i Sverige. Beslutningen om avvikling er utsatt, og det ble høsten 1990 tatt en pause i forhandlingene.

Det er ventet en betydelig økning i det finske gassmarkedet og Neste har vist sin interesse når det gjelder kjøp av norsk gass. Det har vært tale om volum rundt 2 til 3 milliarder Sm³. Innen utgangen av 1991 må Finland foreta et valg mellom det å bygge ut kjernekraft eller økt gassforbruk. Norske leveranser til Finland vil kunne avhenge av eventuell norsk eksport av gass til det svenske markedet.

Flere land har i løpet av 1990 henvendt seg til Norge med ønsker om mulige framtidige gassleveranser. Dette gjelder spesielt de øst-europeiske lan-

dene, som tradisjonelt har mottatt all sin gassimport fra Sovjetunionen. Som en følge av overgangen til mer markedsbaserte økonomier, ønsker disse landene nå å diversifisere gassimporten.

5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

Det ble i 1990 solgt 77.4 x 10⁶ tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 7.5 % i forhold til 1989. Norge var den største mottaker med 24.5 % av skipningene, Storbritannia mottok 23.5 %, Nederland mottok 13 %, Frankrike og Sverige mottok 9.3 % hver. I 1989 mottok Norge 21 %, så det har vært en liten oppgang i forhold til 1990. Figur 5.5.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982–1990.

Frem til 1988 er Belgia og Canada med under gruppen andre. Salg av NGL fra norsk sokkel nådde i 1990 opp i 2.4 x 10⁶ tonn. Dette er det samme som i 1989. Figur 5.5.3.c viser salget av råolje og NGL i 1990 fordelt på rettighetshavere. Norge eksporterte 25.4 x 10⁹ Sm³ gass i 1990. Dette er en nedgang på 11.5 % i forhold til 1989. Det ble solgt 7.9 x 10⁹ Sm³ til Tyskland (vest), 7.4 x 10⁹ Sm³ til Storbritannia, 2.5 x 10⁹ Sm³ til Nederland, 5.3 x 10⁹ Sm³ til Frankrike og 2.3 x 10⁹ Sm³ til Belgia, jf figur 5.5.3.b. Figur 5.5.3.d viser gass-salget fordelt på rettighetshavere. I kolonnen «andre» er det ikke skilt ut selskaper, da den inneholder tall fra flere små felt og det ville bli svært unøyaktig å tegne disse inn.

Fig. 5.5.3.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel

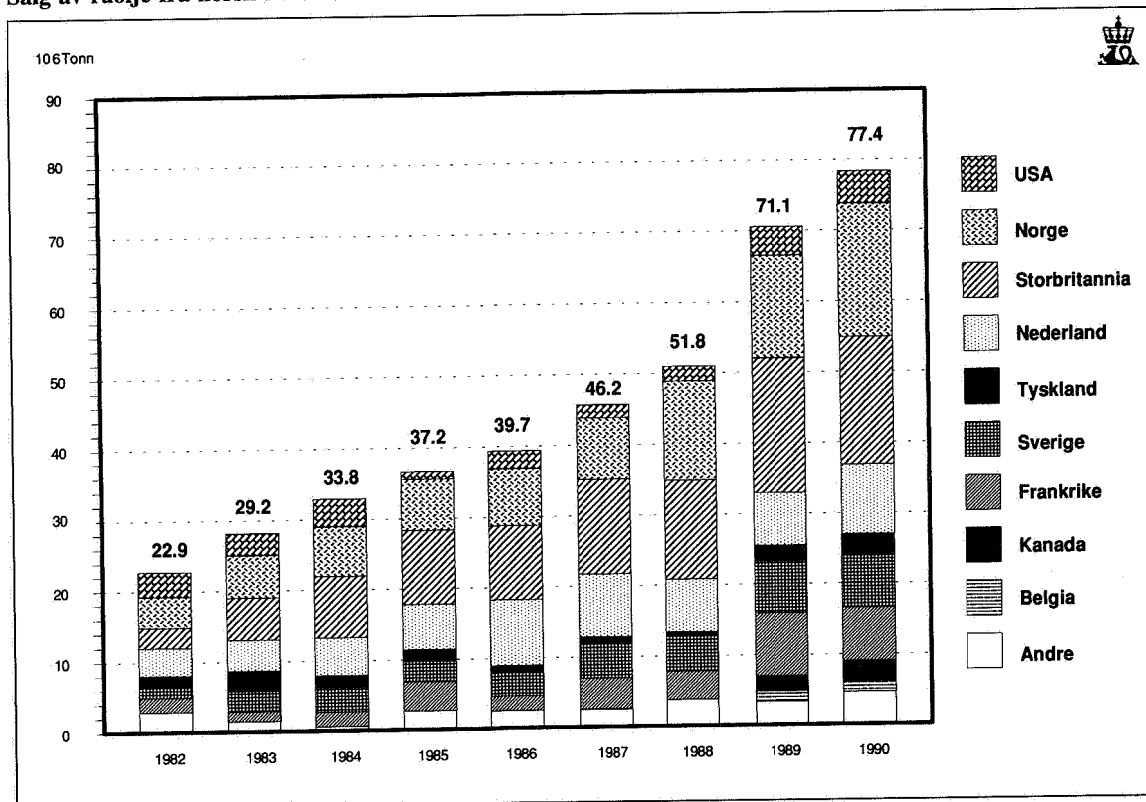


Fig. 5.5.3.b
Salg av gass fordelt på land

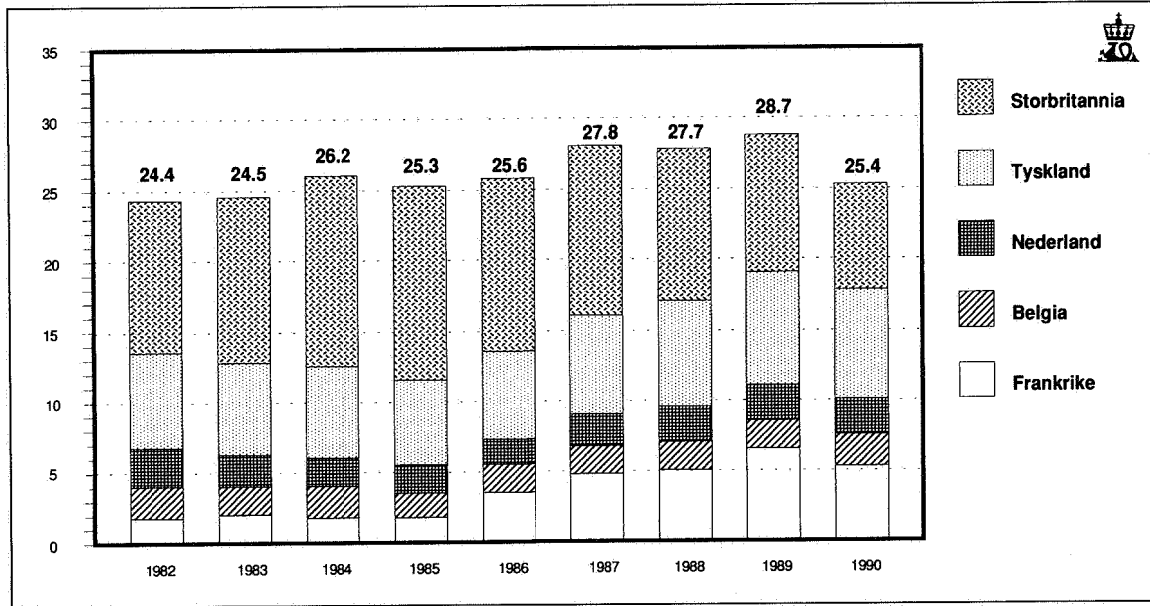


Fig. 5.5.3.c
Solgt råolje/NGL per rettighetshaver i 1990

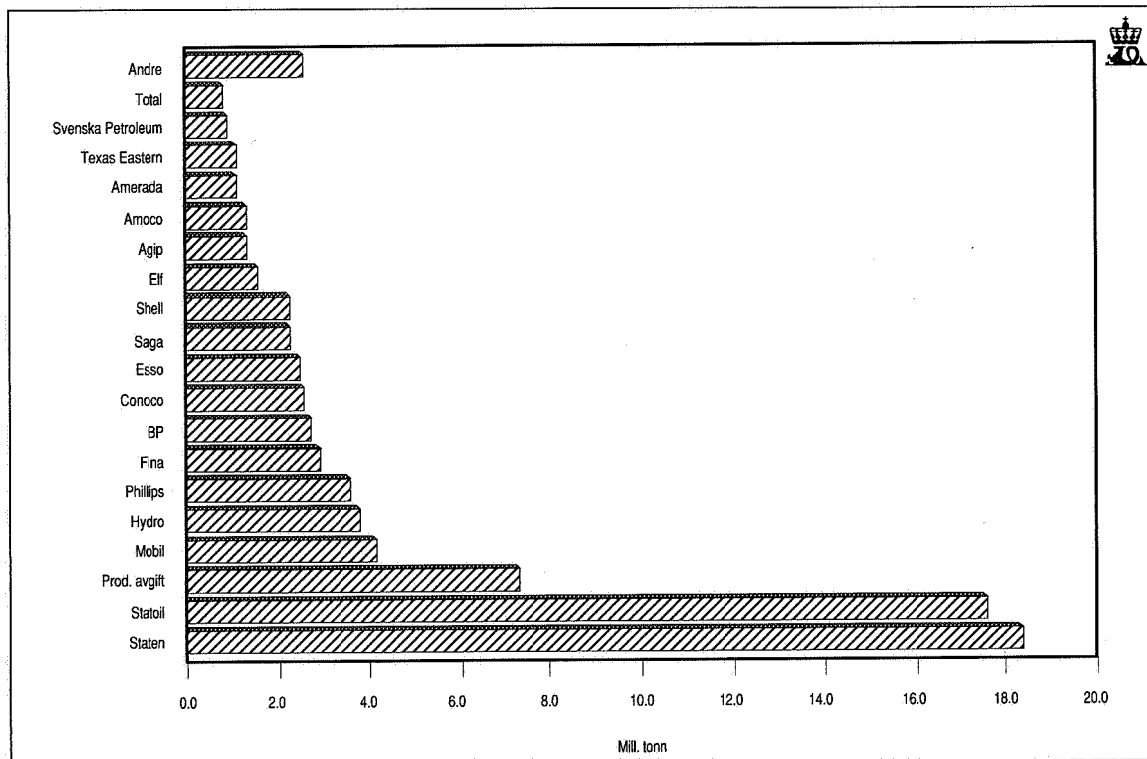
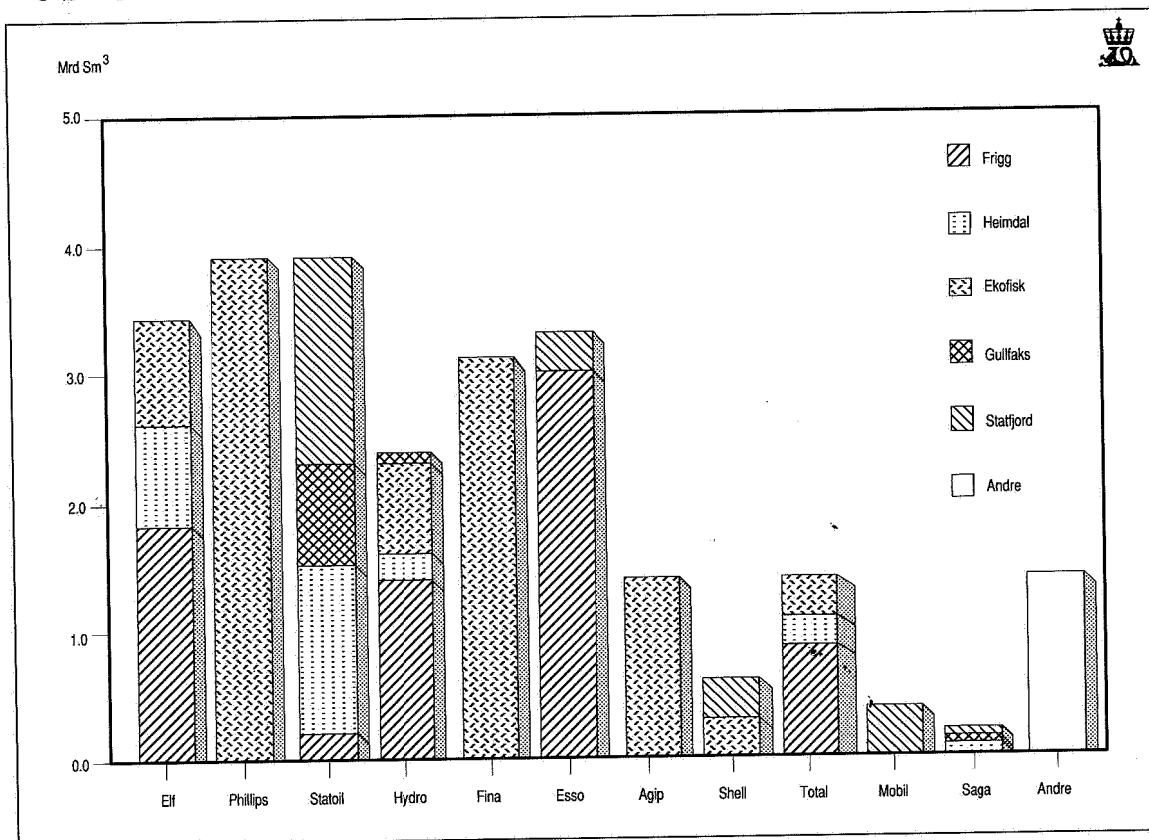


Fig. 5.5.3.d
Solgt gass per rettighetshaver i 1990



6. Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1990 disponert totalt kroner 19 572 650 til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kroner 5 925 178 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kroner 13 647 472 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kroner 4 666 457 til prosjektet Opprydding av havbunnen i Nordsjøen.

Til innsamling av meteorologiske og oceanogra-

fiske data i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kroner 5 858 796.

SPOR-programmet har i tillegg forvaltet kroner 14 978 785 i 1990.

Prosjekttitlene med utførende institusjon er ført opp nedenfor.

6.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

6.1.1 Leteavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Prosessering av dype seismiske data i Skagerrak	Universitet i Oslo
Satellitt tyngdekart	Institutt for den faste jords fysikk, Universitet i Bergen
Nomenklatur – strukturelementer utenfor Midt-Norge	Oljedirektoratet
Evaluering av letevirkosomheten	Chr Michelsens Institutt
Geologiske prosjekter	
Oppgradering av ressursbasen	Chr Michelsens Institutt
Glasiasjon, erosjon og avsetning i Norskerenna	Geologisk Institutt, Universitet i Bergen
Neotektonikk	Geologisk Institutt, Universitet i Bergen og Statens Kartverk
Seismikk på Jæren	Oljedirektoratet/Norges Geologiske Undersøkelse
Analyse av fisjonspor	University of South Carolina
Biostratigrafi	CB Magneto
Well Data Summary Sheet	Oljedirektoratet
Montering og kopiering av logger	Tape Technology, Norge
Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplataet	Universitetet i Oslo
Feltstudier – karbonatavsetninger på Bjørnøya	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og Oljedirektoratet

Prosessering av dype seismiske data i Skagerrak
Prosjektet har bestått i å repossere dypseismiske linjer samlet inn av «Mobil Search». Gjennom denne reposseringen har en lykkes i å få frem in-

teressante skorpereflektorer som kan korreleres med blant annet Oslo-riften. Resultatene vil få betydning for forståelsen av Skagerraks geologiske utvikling.

Satellitt tyngdekart mellom 62° N og 72° N

Hensikten med prosjektet har vært å konstruere et tyngdefeltsanomalikart basert på satellittaltimeterdata. Dette er sammenlignbart med vanlige gravimetrisk kart og vil gi informasjon om tetthetsvariasjoner i undergrunnen. Denne informasjonen nyttes ved regionale geologiske studier. Ved å nytte satellittdata får en også informasjon om områder som ikke er dekket av sjøgravimetrisk data.

Publisering av strukturelementer utenfor Midt-Norge

Arbeidet med å navnsatte geologiske strukturelementer på midt-norsk sokkel er et samarbeidsprosjekt mellom Hydro, Saga, Statoil og Oljedirektoratet. Resultatet av dette arbeidet vil bli publisert og solgt som NPD Bulletin no 6, part II.

Evaluerer av letevirksomheten

Prosjektet skal medvirke til å få en metodisk oversikt over tekniske/økonomiske resonnerer om leteomfang, fordeling av leteomfang innenfor geografiske områder og problemstillinger knyttet til leting innenfor et gitt område, innenfor en blokk og på enkelte strukturer. Prosjektet skal gi en oppsummerende oversikt over resultater fra tidligere studier og eksisterende litteratur.

Geologiske prosjekter

Oljedirektoratet har i 1990 prioritert å gjennomføre prosjekter knyttet til utvikling av data-verktøy og kompetanse innen bassengmodellering. Formålet er å utvikle programsystemer som kan forutsi hvor mye olje og gass som dannes i sedimentbassengene og som kan bevege seg til de strukturelle fellene som er kartlagt. I forbindelse med dette har en også lagt vekt på prosjekter knyttet til istidens innvirkning på olje- og gass-akkumulasjoner. I bassengevalue-

ring inngår en vurdering av metoder for beregning av paleotemperatur, for eksempel fisjonssporanalyse.

Biostratigrafi konsulentbistand

Dette er prosjekter som gjelder dateringer hvor Oljedirektoratet ikke innehar intern kompetanse, for eksempel: magnostratigrafi i kjernemateriale.

Well Data Summary Sheet

Dette er en årviss publikasjon som omhandler frigitte brønndata fra kontinentalsokkelen. Årets utgave er nr 16 i rekken og omhandler borehull boret i 1985.

Montering og kopiering av logger

En stor del av brønninformasjonen fra eldre borehull finnes i dag adskilt på forskjellige magnetbånd. Prosjektet går ut på å «spleise» del-logger til hele sammenhengende logger på samme magnetbånd. Sluttproduktet frigis løpende etter fem år.

Miocen og pliocen sedimentasjon og paleomiljø på Vøringplatået

Prosjektet tar sikte på å komme frem til en detaljsonering av de sentertiære avsetningene på Vøringplatået. Slike dateringer er først og fremst viktige i forbindelse med landhevningsproblematikken og dens korrelasjon til Barentshavet.

Sedimentologisk og diagenetisk utvikling av Perm/Karbon karbonater på Bjørnøya

Prosjektet er en videreføring av prosjektet «Studie av Perm/Karbon karbonater i Barentshavet». Det er utført sedimentologiske og diagenetiske studier av lagrekken på Bjørnøya som et ledd i å øke den regionale forståelsen av karbonatutviklingen i Arktis.

6.1.2 Utbyggingsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Reservoarstudie av 6506/12-Beta	READ
RUDI	Cap Gemini
Dipmeterstudier, Gullfaks Sør	Z & S Geologi
Gassinjeksjon 1990	Restek
Bruk av mikroorganismer for økt oljeutvinning (Microbial Enhanced Oil Recovery)	Rogalandsforskning
Petroleum/geokjemisk undersøkelse av Njord-feltet og regionalt tilgrensende prospekter	Karlsen Keros Consulting
Loggtolkning Njord	Scientific Software-Intercomp

PROSJEKTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Ettergivende tårn	Aker Engineering A/S
INVERS – videreutvikling av kostnadsdatabanken	Andersen Consulting A/S
Ny kontantstrømmodell	Arthur Andersen & Co
<p>Reservoarstudie av 6506/12-Beta Det er utført en fullfeltsimulering av 6506/12-Beta-strukturen. Studien har inkludert komposisjonell beskrivelse av fluidsistemene og vurdering av forskjellige utvinningsstrategier. Resultatene vil bli benyttet i forbindelse med vurdering av plan for utbygging og drift av feltet.</p>	<p>lentfirmaet Karlsen Keros Consulting. Arbeidet har bestått i å foreta relativt omfattende analyser av væskeprøver for 27 borehullstester. Hensikten med analyseresultatene er å få kartlagt fyllingshistorien til feltene i dette området.</p>
<p>RUDI RUDI (Ressurs Utbygging og Drift Informasjons-system) er Oljedirektoratets sentrale database for petroleumfelt. Hensikten med systemet er å forenkle fremstillingen av rapporter, få bedre muligheter til å gjøre historiske analyser, samt å redusere antall informasjonskilder for grunnlagsdata.</p>	<p>Loggtolkning Njord Det har tidligere blitt gjort loggtolkning på tre brønner (1988). Scientific Software-Intercomp har i beretningsperioden utført en petrofysisk analyse av en fjerde brønn. I tillegg til loggtolkningen har studien også omfattet bestemmelsen av avkuttingsverdier for alle fire brønnene. Resultatene skal benyttes i Oljedirektoratets volumberegning.</p>
<p>Dipmeterstudier Gullfaks Sør Oljedirektoratet har i samarbeid med Z & S Geologi, Stavanger, utført en studie av dipmeterdata fra Gullfaks Sør. Ved siden av å komplettere det eldre datagrunnlaget, har arbeidet munnet ut i en rapport som beskriver hvordan de forskjellige forkastningsblokkene har rotert i tid og rom. Dette har bidratt med ny og viktig informasjon angående den strukturelle utviklingen, særlig i feltets østlige deler.</p>	<p>Ettergivende tårn Det er blitt utført en studie av ettergivende tårn for å se hvorvidt denne understelltype kan gi kostnadsbesparelser ved utbygging av mindre felt og satellittfelt. Ettergivende tårn er vurdert benyttet som brønnhodeinnretning med tilknytning til et prosessanlegg i nærheten. Prosjektet er gjennomført som et samarbeidsprosjekt med oljeselskaper og utført av Aker Engineering.</p>
<p>Gassinjeksjon 1990 Dette prosjektet er en del av et samarbeidsprogram mellom Statoil, Hydro, Saga og Oljedirektoratet om vurdering av muligheten for økt oljeutvinning ved ulike metoder. I 1990 har det spesielt vært studert kombinert gass- og vanninjeksjon. Prosjektet har gått ut på å studere om kombinert injeksjon gir bedre utvinning enn ren vanninjeksjon for en del bestemte felt.</p>	<p>Videreutvikling av kostnadsdatabanken INVERS Oljedirektoratet har samarbeidet med industrien om en standardisert kodestruktur for kostnadsdata ved utbygginger i Nordsjøen. Formålet har vært å systematisere erfaringsdata fra virksomheten. Direktoratet har nå implementert resultatene fra dette arbeidet gjennom utvikling av kostnadsdatabanken INVERS.</p>
<p>Bruk av mikroorganismer for økt oljeutvinning (Microbial Enhanced Oil Recovery) Prosjektet var en gjennomgang av litteraturen om bruk av mikroorganismer for økt oljeutvinning og en vurdering av de viktigste faktorene som er avgjørende for mulighetene for bruk av denne metoden i Nordsjøen. Metoden kan være et alternativ til andre avanserte metoder for økt utvinning som injeksjon av surfaktanter og lignende.</p>	<p>Ny kontantstrømmodell I samarbeid med Olje- og energidepartementet har direktoratet utviklet en ny kontantstrømmodell for prosjekt- og selskapsberegninger til bruk i økonomisk analysearbeid. Videreutvikling og vedlikehold vil bli lettere og mindre kostbart enn ved den gamle modellen. Modellen skal også være mer brukervennlig enn den forrige modellen. Modellen er nå installert både i Olje- og energidepartementet og i direktoratet.</p>
<p>Petroleum/geokjemisk undersøkelse av Njord-feltet og regionalt tilgrensende prospekter Fase I av dette prosjektet ble utført i 1990 av konsu-</p>	

6.1.3 Driftsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
SAFARI	Norsk Regnesentral/University of Barcelona/Colorado State University/Rogalandsforskning/Universitetet Bergen
Laegerdorf	GeoRecon A/S
Oljedirektoratets engasjement innenfor reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR	Rogalandsforskning/IFE/IKU
Forseglende forkastninger	GeoRecon A/S
Studie av geologiske forhold av betydning for migrasjonsmekanismene i Gullfaks-området	Universitetet i Oslo
Modellering/simulering av Staffjord-formasjonen	Norsk Regnesentral/IFE
Bestemmelse av usikkerheter ved petrofysiske analyser for borehullslogger	Schlumberger
Personsikkerhet og økonomi	SikteC
Sikkerhet, skatt og incentiver	SREA
Flerfasemåling	NEL
Gassbrennekriterier	Novatech a.s
Tilbakeføring av driftserfaring til designfasen	Novatech a.s
Reservoarforsurning	Capcis, Manchester
Database driftskostnader	Arthur Andersen
Coriolis Mass Flowmeter Project	NEL
Strømningsmåler olje/gass/vann	Christian Michelsens Institutt
Prøvetaking – vanninnhold i olje	NEL
Prognosedel av RUDI	Cap Gemini
ECLIPSE-200	ECL
Geoteknisk støtte	Mervyn Jones
Økt utvinning på Eldfisk/reservoarstudie	READ
Reservoarstudie Ekofisk	Ali Saidi/IKU
Bruk av sporstoffer på norsk sokkel	Restek/IFE

SAFARI

Dette er et samarbeidsprosjekt mellom Saga, Statoil, Hydro og Oljedirektoratet. Prosjektet omfatter innsamling av kvantitative, geologiske data fra av-

setningen som er blottet på land og som er analoge (har likhetstrekk) med reservoarer i Nordsjøen. Prosjektet bygger opp en database for kvantifisert informasjon om sedimentære reservoarheteroge-

niteter. Målsettingen er å redusere usikkerhet i reservoarbeskrivelse og reservoarsimulering for felt på norsk sokkel.

Laegerdorf

Dette er et samarbeidsprosjekt der åtte selskaper deltar. Prosjektet ble igangsatt i 1990 og vil bli avsluttet sommeren 1992. Konsulentfirma Geo-Recon Group A/S er satt til å gjennomføre prosjektet som går ut på å bygge opp en tredimensjonal database (ved innsamling av data fra Laegerdorf Kalkbruddet, Tyskland) der sprekke-, forkastnings- og strømningparametre vil inngå. Denne type reservoarbeskrivelse vil gi oljeindustrien en bedre forståelse av krittfeltene i Nordsjøen.

Oljedirektoratets engasjement innen reservoarbeskrivelse i tilknytning til SPOR

Oljedirektoratet har ansvar for assistanse til SPOR-programmet innenfor fagområdet reservoarbeskrivelse. Dette gjøres gjennom oppfølging av forskningsprosjekter i inn- og utland. Dette er også viktig for Oljedirektoratets eget arbeid innen reservoarbeskrivelse.

Forseglende forkastninger

Gjennom dette prosjektet er det undersøkt hvordan skifer på forkastningsplanet innvirker på forseglingspotensialet. Kjennskap til hvordan skifer påvirker permeabiliteten over forkastningsplan vil ha stor betydning for en rekke felt på norsk sokkel.

Modellering/simulering av Statfjord-formasjonene, Statfjordfeltet

En detaljert geologisk kartlegging med tanke på skiferutbredelse/kontinuitet er utført. Dette er videre modellert ved bruk av stokastiske metoder. Et viktig element ved studien er reservoarsimulering av feltets produksjonshistorie, for å kunne vurdere hvilken reservoarbeskrivelse som stemmer best med feltets produksjonsdata. Dette vil kunne nyttes til å predikere fremtidig produksjonsoppførsel.

Studie av geologiske forhold av betydning for migrasjonsmekanismene i Gullfaks-området

Prosjektet søker å øke kunnskapen og forståelsen for hydrokarbonmigrasjon i Gullfaks-området for dermed å bedre forståelsen av reservoar- og produksjonsegenskaper. Mulighetene for korrelasjon og ekstrapolering av reservoaregenskaper til områder med liten/ingen brønnkontroll vil forbedres.

Bestemmelse av usikkerhet ved petrofysiske analyser av borehullslogger

Tolkning av borehullslogger er forbundet med usikkerhet i måleinstrumenter og de matematiske modellene som blir benyttet i tolkningen. Oljedirektoratet startet i 1988 et prosjekt hadde som mål å belyse og kvantifisere disse usikkerhetene.

Dette programmet er i 1990 videreutviklet og har vært til stor nytte i petrofysisk tolkning av brønner på Ekofisk-feltet, Troll og Heidrun.

Personsikkerhet og økonomi

Hensikten med dette prosjektet er å kombinere en teoretisk problemstilling med case-studier ved å identifisere en mindre og en betydelig ulykke for videre å undersøke og spesifisere kostnader forbundet med ulykkesutfall for mennesker.

Sikkerhet, skatt og incentiver

Hensikten med prosjektet er å kartlegge hvilke incentivvirkninger i forbindelse med sikkerhetsspørsmål som forskjellige institusjonelle ordninger gir, særlig skattesystem og forsikringsordninger.

Prosjektet kombinerer teori og et par case-studier for å avdekke hvordan kapitalinvesteringer og driftsutgifter som er rettet mot bedre sikkerhet og forsikringspremier er håndtert av skattesystemet; hvilke incentiver er bygget inn i dagens forsikrings- og skattesystem for investering i forsikring – i motsetning til investering i systemer som motvirker ulykker.

Flerfasemåling

Prosjektgruppen utgjøres av et konsortium, hvor åtte operatørselskaper deltar. Prosjektets målsetting er å utvikle et konsept for måling av flerfasestrømming basert på kjent teknologi.

Arbeidet består av tre faser.

- 1) Konstruksjon/testing av utstyr
- 2) Fabrikasjon av prototype
- 3) Felttesting av prototype

Prosjektets fase 1 er ferdig. Delrapporter for en del tester er mottatt.

Gassbrennekriterier

Prosjektet har klarlagt problemstillinger omkring brenning av gass i forbindelse med oppstart av nye felt. Grunnene til nødvendig gassavbrenning i forbindelse med uttesting av anlegg er systematisert. Likeledes er det gitt en oversikt over hvilke ferdigstillingsaktiviteter som må være fullført før hydrokarboner kan introduseres i de enkelte system. I den siste delen av prosjektet blir de forhold som begrenser anleggets «turndown-kapasitet» kartlagt og analysert. Muligheter til forbedring av denne kapasiteten blir også foreslått.

Tilbakeføring av driftserfaring til designfasen

Prosjektet var en forstudie for å få kartlagt hva som finnes av anvendbare tilgjengelige databaser, hvilken informasjon som er tilgjengelig, og i hvilken grad denne informasjonen kan utnyttes til å prosjektere innretninger med en bedre driftsøkonomi. Det er også foreslått en arbeidsplan for videre arbeid.

Reservoarforsurning

Prosjektet ble utført for å kartlegge årsaker til reservoarforsurning i Nordsjøen. Det ble utført av Capcis ved Universitetet i Manchester og ble fullført i 1989.

På grunnlag av dette arbeidet har Oljedirektoratet engasjert Capcis til å utføre en studie. «Reservoir souring and chalk rock properties». Resultatene vil kunne gi en indikasjon på om man kan forvente forsurning i kalksteinsreservoarer som vannflømmes. Studien ventes avsluttet primo 1991.

Database driftskostnader

Dette prosjektet går ut på å utvikle en database som skal kunne lagre driftskostnadsdata samt tekniske nøkkeldata. Dessuten har en laget datarapporter for forskjellig fremstilling av dataene i databasen. Innrapportering av data ventes å skje i løpet av 1991.

Coriolis Mass Flowmeter Project

Dette er et prosjekt der Statoil, Total, Phillips, Oljedirektoratet, Kodak og britiske myndigheter deltar. I prosjektet tester en måleinstrument fra forskjellige utstyrsleverandører som baserer målingen på registrering av corioliseffekten. En undersøker instrumentene med hensyn på nøyaktighet, installasjons-effekter, vedlikeholdsrutiner etc.

Strømningsmåler olje/gass/vann

I dette prosjektet utfører en tester for å utvikle et måleinstrument som skal kunne registrere vann, olje og gass strømningsrater samtidig. Dette er et multi-klientprosjekt der BP, Saga, Hydro, Elf, Phillips og Oljedirektoratet deltar.

Prøvetaking – vanninnhold i olje

Oljedirektoratet og Department of Energy har i flere år samarbeidet med 12 oljeselskaper i et forskningsprogram hvor målet er å utarbeide felles retningslinjer for konstruksjon og drift av prøvetakingsutstyr. Resultatene vil senere bli benyttet ved utarbeidelse av internasjonale standarder innenfor dette fagfeltet. Forsøkene utføres hos National Laboratories (NEL) i Skottland, hvor det er bygget en egen teststasjon til dette formål.

Prognosedel av RUDI

RUDI (Ressurs Utbygging Drift Informasjonssystem) Målsettingen er å erstatte dagens LOPAP som er et enbruger og lite brukervennlig system. Pro-

sjektet går ut på å lage prognoseprogrammet som en del av RUDI-databasen, der det naturlig hører hjemme.

ECLIPSE-200

Oljedirektoratet kjøpte inn en utvidet del av det ECLIPSE-programmet som i dag brukes. Dette for å kunne simulere strukturer med horisontale brønner mer korrekt.

Geoteknisk støtte

Oljedirektoratet har behov for å søke ekspertise i forbindelse med de særegne problemene som oppstår i forbindelse med produksjon av hydrokarboner fra kalkfelt (innsynkning, kalkproduksjon og brønnekollaps). Problemene er per i dag ikke løst tilfredsstillende og det arbeides med dette både hos selskapene og hos myndighetene i Danmark og Norge. Prosjektmidlene vil benyttes til å innhente ekspertuttalelser og å utføre egne studier (lab-forsøk).

Økt utvinning på Eldfisk/reservoarstudie

Prosjektet tar sikte på å kvantifisere hvor mye ekstra olje og gass som kan utvinnes fra Eldfisk-feltet ved å benytte metoder som vanninjeksjon og/eller gassinjeksjon. Første del av prosjektet har gått ut på å sammenstille analysedata (PVT) fra oljeprøver på feltet for å finne representative data til videre reservoarstudier.

Reservoarstudie av Ekofisk

Prosjektet har gått ut å bygge opp en numerisk reservoarsimuleringsmodell på Ekofisk-feltet og å simulere med ulike utvinningsstrategier (vann- og gassinjeksjon). Modelleringsmetoden er ny i Ekofisk-sammenheng ved at sprekk-systemet i bergarten er modellert på en ny og ukonvensjonell måte.

Bruk av sporstoffer på norsk sokkel

Bruk av sporstoff har et betydelig potensiale i Nordsjøen først og fremst fordi den informasjon slike tester gir, vanskelig kan oppnås på annen måte, og fordi kostnadene er beskjedne i forhold til den informasjonsmengden som fremskaffes. Oljedirektoratet har med dette prosjektet forsøkt å belyse de problemene en står ovenfor ved bruk av sporstoff. Videre har en forsøkt å beskrive potensiale for bruk av sporstoff i forbindelse med økt oljeutvinning.

6.1.4 Planavdelingen

PROSJEKTITITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Petroleumsformue og usikkerhet	Christian Michelsens Institutt
Assistanse, metodespørsmål	Kurt Ossian Jørnsten Consulting
Porteføljemodell, grafikk, dokumentasjon	Sintef

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Regularitetsdatabase	Sintef
Energiforbruk i Europa	Handelshøgskolen BI
The Market for Natural Gas in Italy	Arthur D Little
World Hydrocarbon Resource Project	Colin Campbell/Cap Gemini
The British Gas Market	Coopers & Lybrand

Petroleumsformue og usikkerhet

Olje- og gassressursene er en viktig del av Norges samlede formue. En sentral oppgave for Oljedirektoratet er å bidra til en best mulig forvaltning av olje- og gassressursene («Petroleumsformuen»). Både ved forvaltning og ved bruk av petroleumsformuen er det viktig å forstå hva som bestemmer størrelsen på denne formuen. Sammen med Finansdepartementet har derfor Oljedirektoratet fått utført en vurdering av hvordan formuen best kan anslås for ulike typer ressurser (jf ressursregnskapet, kapittel 3). Sentralt i denne vurderingen har vært prisusikkerhet og dens betydning både for vurdering av formuen totalt og for enkeltinvesteringer.

Konklusjonene i rapporten medfører at Oljedirektoratet vil vurdere en del av de forutsetninger som ligger til grunn for dagens økonomianalyser og anbefalinger.

Assistanse metodespørsmål

Prosjektet har omhandlet spørsmål i tilknytning til innfasing av felt og videre spørsmål i forbindelse med leteøkonomiske problemstillinger.

Regularitetsdatabase

Oljedirektoratet satte ut et prosjekt til Sintef Sikkerhet og Pålitelighet for å oppdatere, dokumentere og forbedre estimeringen av regularitet ved vurdering av alternative utbyggingsløsninger på feltene i Nordsjøen. Det er utarbeidet et EDB-verktøy som gjør dette arbeidet lettere og mer korrekt.

Energiforbruk i Europa

Formålet med prosjektet var å belyse hvordan etter-

spørselen etter norsk gass vil kunne påvirkes av utviklingen i elkraftmarkedet i Europa. Forholdene i noen sentrale europeiske land ble vurdert. Diskusjon av rammebetingelser som påvirker energiforbruk sto sentralt i studien.

The Market for Natural Gas in Italy

Den italienske etterspørselen etter gass har vokst raskt og det forventes en videre økning, spesielt på grunn av gassens prisfordel i forhold til olje og lave utslipp av miljøgasser. En fortsatt økning i etterspørselen har viktige kommersielle implikasjoner for norsk gasseksport. Prosjektet var et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet.

World Hydrocarbon Resource Project

I løpet av 1990 har en videreført arbeidet med å bygge opp en database over informasjon om ressurser og produksjon av petroleum verden over. Det innsamlede tallmateriale for olje er blitt sammenholdt og vurdert med sikte på å etablere et realistisk bilde av ressurspotensialet i verdens oljeproduiserende land.

The British Gas Market

I 1988 ble det gjort en studie av det britiske gassmarkedet. På grunn av institusjonelle endringer i dette markedet, ble det i 1990 gjennomført en oppfølgingsstudie, som hadde som hovedmål å kartlegge de nye mulighetene for norsk gasseksport til Storbritannia. Prosjektet var et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet.

6.1.5 SPOR

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Vanninjeksjon (SPOR-VANN)	Rogalandsforskning
Gassinjeksjon (SPOR-GASS)	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi (IKU)
Optimalisering av reservoardata (SPOR-OPT)	Institutt for energiteknikk (IFE)

Det ble i 1990 også utvist stor aktivitet innen SPOR-programmet, et statlig forsknings- og utviklingsprogram som ble startet i 1985. SPOR skal gjennom kompetanseoppbygging, forskning og utvikling av ny teknologi gi grunnlag for økt oljeutvinning fra norsk sokkel.

Programmet har til nå totalt brukt 90 millioner kroner. Midlene bevilges over Olje- og energidepartementets budsjett. SPOR, som er et tidsavgrenset FoU-program, vil etter foreliggende planer bli avsluttet i 1991. Det blir arbeidet med en videreføring av aktiviteten.

Gjennomføring av SPOR-programmet har hatt tydelige positive ringvirkninger for arbeidet med økt oljeutvinning, både i Oljedirektoratet og i selskaper engasjert på norsk sokkel. Resultater fra SPOR gir også grunnlag for norsk deltakelse i internasjonalt samarbeid som International Energy Agency (IEA),

og for samarbeidet med enkeltland, for eksempel USA.

6.1.6 PROFIT

Et nytt femårig forskningsprogram, PROFIT, (Program for Research on Field Oriented Improved Recovery Technology) ble startet i 1990. Her deltar Oljedirektoratet på lik linje med 13 oljeselskap i finansiering og styring av aktiviteten som på enkelte områder vil videreføre resultater fra SPOR-programmet. Forskningsarbeidet skal i hovedsak foregå ved norske forskningsinstitutt.

PROFIT har en økonomisk ramme på 90 millioner kroner. Foreløpig er det startet arbeid innenfor to hovedprosjekt:

- Reservoarbeskrivelse
- Nær-brønn strømning

6.2 DIVISJON FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

PROSJEKTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Medlemskap Welding Institute	Welding Institute
Medlemskap i Marine Technology Directorate (MTD)	MTD
Medlemskap i Norsk Elektroteknisk Komité	NEK
Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'	Oljedirektoratet
Internasjonalt samarbeid (sikkerhet, prosedyrer, teknikk)	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere	SINTEF
Plastkomposittrør/bruk i brannvernssystemer	SINTEF, NBL
Ergonomiske krav og kriterier	Novatech A/S
Prosedyrer for vurdering av jack-up (Jack-up Site Assessment Procedures)	Noble Denton
Bruk av oljebasert boreslam	Petresco
Planlegging og krav til avlastningshull	Neal Adams
Kriterier for tunge løft (Heavy Lift Criteria)	Brown & Root Vickers Ltd, London
Designdata for boltmaterialer – Innvirkning av hydrogen	SINTEF
Design-koder for plastmaterialer (systemer, levetid, inspeksjon mv)	SINTEF
«Gas Kick» i oljebasert boreslam	Rogalandsforskning
WOAD (World Offshore Accident Databank)	DnV

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opplevd risiko og sikkerhet	SINTEF
Hydrostatisk og dynamisk trykkmodellering for dype, varme høytrykkshull	Rogalandsforskning
Sikkerhetsstudie for kveilede rør (Coiled Tubing – HAZOP)	Proffshore
Partielle sikkerhetskoeffisienter for geotekniske analyser	Noteby
Isfjell ved kysten av Troms og Finnmark	Oljedirektoratet
Utløsning av overrislingsanlegg ved gassdeteksjon	Oljedirektoratet
Gass – sikkerhetsprogram	CMI
Tekniske/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoptimeringer	Oceaneering
Internkontroll ved dokumentasjon av kjemisk helse- og miljøfare	Novatech A/S
Sammenhenger mellom bemanningsendringer og skader	SINTEF/SikteC
Brønnkontroll i horisontale brønner	Target Drilling
Instrumentert tilstandskontroll (ITK)	DnV
Russisk-norsk oljeteknisk ordbok	Knut Finne
Internkontroll i virksomheter i Norge	SINTEF
Virkning av sveising på høyfaste stålmaterialegenskaper (Influence of Welding)	Cranfield Inst. UK
EXPRES, et ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko	Cranfield Inst. UK
Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer	SINTEF
Korrosjonshastighet i spalter hos høylegert stål i sjøvann	SINTEF
Flerfasetransport i rørledninger	Veritec
Hydratproblematikk ved rørtransport	Petresco
Anvendelse av statistisk analyseverktøy på skadedata	SaS Institute A/S
Vedlikehold planleggingsverktøy, Formula-PS	Norsk Data
Implementering av tegninger i database, CODAM	EB Ind. – Offshore
Data-kommunikasjon, alternativ løsning for Oljedirektoratet	TBK

Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområdet og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbi-stand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

Marine Technology Directorate

Oljedirektoratet har vært medlem i den britiske Offshore and Underwater Engineering Group (UEG) siden 1980, som har vært en undergruppe under den britiske foreningen Construction Industry Research and Information Association (CIRIA). Institusjonen er nå gått inn i Marine Technology Directorate (MTD). De prosjektene som organisasjonen administrerer, er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Samarbeid og tilgjengelig informasjon har kommet til stor nytte i sikkerhetsutredninger, forskriftsarbeid og kompetanseoppbygging. Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og innretninger under vann.

Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) – medlemskap

Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på dette området utvikles løpende i takt med den teknologiske utviklingen og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelsene på å etterkomme forpliktelser etter avtalen om handels-hindre innen EFTA og EF.

Oljedirektoratet deltar også i det nasjonale og det internasjonale samarbeidet når det gjelder utarbeidelse av nytt regelverk. Dette arbeidet ledes av NEK.

Petroleumsaktiviteter nord for 74°30'N

Prosjektet kartlegger rammefaktorer for petroleumsaktiviteten i områder med tilsvarende klimatiske forhold som i Barentshavet Nord. Det fokuseres spesielt på andre myndigheters (amerikanske og kanadiske) krav til og regulering av aktiviteten.

Prosjektet utreder også sannsynligheten for kollisjon med isfjell i området mellom Bjørnøya og Kong Karls land, basert på metoder i SINTEF-rapporten «Platform and foundation behavior during combined hydrodynamic and ice loading-location A and B», februar 1990.

Internasjonalt samarbeid

Prosjektet har tatt sikte på å videreføre og å utvide det etablerte internasjonale samarbeid innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø, standardisering av forskrifts-krav og veiledninger og forbedring av tekniske løsninger for bemannede undervannsoperasjoner. Prosjektet har gått over flere år, gitt verdifulle resultater og er av stor betydning for pågående og framtidige undervannsoperasjoner.

Arbeidsmiljø for dykkere

Tidligere prosjekter i Oljedirektoratets regi, med bruk av relativt beskjedne ressurser, har gitt verdifulle resultater, med betydelig nytteverdi innen området arbeidsmiljø for dykkere.

I 1990 har prosjektet sett nærmere på den mikrobielle forurensning av dykkerkammer-atmosfæren, evaluert prosedyrer for rengjøring av dykkerkamre og vurdert alternative desinfeksjonsmidler for hyperbart miljø.

I tillegg har en undersøkt kammeratmosfæren i dykkersystem som har foretatt flere metningsperioder med samme kammerglass, for å kartlegge mulig opphopning av kontaminanter.

Bruk av plastkomposittmaterialer i brannvannsledninger

Prosjektets formål har vært å utrede om plastkomposittmaterialer er egnet for bruk i brannvannssystemer og dermed også i andre systemer som er av stor sikkerhetsmessig betydning. Store problemer med bruk av metalliske materialer har bidratt til å utforske muligheten for anvendelse av alternative materialer. Rapporten peker på hvilke forutsetninger som må være til stede for bruk av glassfiberarmerte epoksy- og polyesterør, og hvilke problemområder som ennå ikke er tilfredstillende løst.

Ergonomiske krav og kriterier

Gjennom prosjektet er det fremskaffet en oversikt over standarder og retningslinjer som eksisterer innenfor ergonomi i dag.

Med basis i dette materialet planlegges det et regelverk med hjemmel i arbeidsmiljøloven, som skal stille krav til utforming av arbeidsplassen. Slik regelverket er utformet i dag, stilles det svært generelle krav til utformingen av arbeidsplassen. Oljedirektoratets tilsynsaktiviteter har avdekket et stort behov for å spesifisere funksjonskravene og eventuelt henviser til anerkjente normer. Disse forhold har vist seg å være spesielt kritiske i prosjekteringsfasen.

Prosedyre for vurdering av jack-up (Jack-up Site Assessment Procedure)

Noble Denton (NDA) har avdekket store forskjeller mellom de beregningsmetodene (bruk av parametere) og den filosofien som blir lagt til når Shell, American Bureau of Shipping (ABS) og NDA vurderer oppjekkable innretninger. I dette prosjektet er det et overordnet mål å komme fram til internasjonale prosedyrer for slik vurdering, som kan brukes av alle impliserte parter. En internasjonal standardisering kan gi økt forutsigbarhet for næringen og for myndighetene. Prosjektarbeidet har hittil dreid seg om materialinnsamling og vurdering. Prosjektet fortsetter i 1991.

Bruk av oljebasert boreslam

Som en følge av skjerpede miljøkrav med hensyn til utslipp av oljeholdig borekaks, er det også blitt

aktuelt å vurdere nødvendigheten av å bruke oljebasert boreslam. Prosjektet gir en oversikt over de betingelsene som bør være til stede for å kunne akseptere bruk av oljebasert boreslam.

Planlegging av og krav til avlastningshull

Prosjektet analyserer behovet for krav til avlastningshull, for såvel lete- som produksjonshull.

Kriterier for tunge løft (Heavy Lift Criteria)

Prosjektet er basert på en forstudie som ble gjort av Brown and Root Vickers Ltd (BRV) på vegne av BP for gjennomgang av installasjonskriteriene som brukes til havs. Studien kartla at det var behov for en detaljert gjennomgang av installasjonskriteriene, og et potensiale for kostnadsbesparelser på noen områder. I dette prosjektet har en kommet fram til felles løftekriterier, avpasset etter modul, vekt og værforhold.

Designdata for boltmaterialer – Innvirkning av hydrogen

Prosjektet har konstatert følsomheten for hydrogen hos ulike materialer og boltforbindelser; med katodisk vern i sjø og gjennom statisk og dynamisk prøving. En har og sammenliknet forskjellige prøvemetoder for rangering av materialer. Videre er det bestemt SN-kurver for bolter som er typiske med hensyn til materialer og utforming. På bakgrunn av forsøk og litteraturstudier er det foreslått designkurver og designdata for boltforbindelser.

Design-koder for plastmaterialer

Plast (Glassfibre Reinforced Plastics – GRP) er allerede i bruk til havs, og dette prosjektet har gjort det mulig å vurdere valg av innhold i forskrifter som skal revideres.

Det har også gitt oversikt over hvilke standarder (koder) som er tilgjengelige i dag, og som Oljedirektoratet kan referere til i veiledningen til revidert forskrift for produksjons- og hjelpesystemer. Det er tale om standarder for styrke, produksjon, installering, testing, kvalitetskontroll, driftsinspeksjon og vedlikehold.

Gass-«kick» i oljebasert boreslam

Prosjektet belyser de spesielle problemer som gasskick i oljebasert boreslam medfører. Prosjektet har resultert i et brukervennlig dataprogram som vil gjøre det mulig å simulere utsirkulering av mulig gasskick i oljebasert boreslam.

WOAD – Worldwide Offshore Accident Databank

Prosjektet er et årsabonnement på databasen WOAD (Worldwide Offshore Accident Databank). WOAD inneholder systematiserte ulykkeshendelser fra oljevirkksomheten over hele verden. Grunndatabasen forvaltes av Veritec som sørger for fortløpende innsamling og oppdatering av data om ulykkeshendelser. WOAD er implementert i Oljedirektoratets edb-anlegg.

Opplevd risiko og sikkerhet

Prosjektet ble påbegynt i 1988 og avsluttet i 1990. Prosjektet er blitt gjennomført i regi av Oljedirektoratet.

Resultatene baserer seg på en omfattende spørreundersøkelse som kartla trygghetsfølelser og skademønstre hos personalet. Det er påvist klare årsaks- og virkningsrelasjoner mellom personalets fysiske arbeidsbelastning, trygghetsfølelse og antall ulykker og nesten-ulykker. Resultatene foreligger i en egen publikasjon fra Oljedirektoratet.

Hydrostatisk og dynamisk trykkmodellering for dype, varme høytrykkskull (HPHT)

Prosjektet er en viderføring av et prosjekt som kartla høytrykksbrønner i 1989.

Basert på termodynamiske data (PVT-data) og HPHT-rheologiske data som foreligger for de ulike brønnvæskene, vil en utvikle en nøyaktig modell som beregner bunnhullstrykket ved hjelp av hulltetthet og rheologi i brønnen. I 1990 er det gjennomført et forprosjekt.

Kveilerør – Hazop

I dette prosjektet er Hazop-teknikk anvendt på en kveilerørsoperasjon fra en flyttbar innretning.

Partielle sikkerhetskoeffisienter for geotekniske analyser

Ulike metoder for stabilitetsberegninger gir forskjellige svar på hvor sikkert et fundament er. Prosjektet har klargjort hvorfor det er forskjeller. Basert på det er det mulig å differensiere materialkoeffisientene i forskriften om bærende konstruksjoner, avhengig av analysemetode.

Isfjell ved kysten av Troms og Finnmark

Gjennom litteraturstudier har en undersøkt nærmere tilfeller der isfjell er observert i kystnære farvann. Det er i dag kjent tre tilfeller av isfjell som har kommet inn til norskekysten. Det var i 1881 ved Kvaløya i Nord-Troms, i 1929 mellom Nordkapp og Kirkenes og i 1939 ved Gamvik. Videre har en beregnet størrelsen på isfjellene og det risikopotensial de kan ha for aktiviteter i Barentshavet-Sør.

Utløsning av overrislingsanlegg ved gassdeteksjon

Etter Piper Alpha-ulykken og operatørenes etterfølgende sikkerhetsvurderinger, viser det seg at det generelt hersker usikkerhet om fordelene/ulempene ved å utløse overrislingsanlegg for å unngå antennele av gasslekkasjer.

Prosjektet, som er et forprosjekt, har kartlagt hvilke vurderinger som gjøres hos operatørene, og det har skaffet en oversikt over utført forskning og resultatene av den. Forprosjektet har videre gitt underlag for anbefalinger om videre arbeid innenfor området.

Gass-sikkerhetsprogram 1990-92

Christian Michelsens Institutt (CMI) i Bergen har i de senere årene forsket mye i eksplosjoner i forskjellige moduler til havs. Arbeidet er videreført i 1990 med støtte fra flere oljeselskaper og myndigheter. Arbeidet er delt i tre deler:

- eksperimentelt testprogram,
- forbedring av FLACS (computerprogram for beregning av eksplosjonstrykk) og
- anvendelse av sikkerhetsteknologi.

Prosjektet vil gå over tre år og har en budsjett-ramme på 30 millioner kroner.

Tekniske/operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner

Erfaringer viser at det fortsatt er tekniske og operasjonelle aspekter ved bemannede undervannsoperasjoner som krever innsats for å komme opp på et forsvarlig nivå.

Prosjektet fokuserer på problemområder ved nødsystemer for dykkere, og analyserer forhold knyttet til ekskursionsjoner (temporære trykkforandringer) ved grunn metningsdykking. Stikkord er, foruten nødsystem for dykkere, hyperbar redningsenhet og grunn metningsdykking.

Internkontroll ved dokumentasjon av kjemisk helse- og miljøfare

Prosjektet kartlegger systemer og praksis for utvikling og distribusjon av toksikologisk kunnskap om kjemikalier som brukes i petroleumsvirksomheten til havs. Kartleggingen skal danne grunnlaget for å fastsette kvalitetsskrav til informasjon om kjemisk helsefare, og vil inngå som grunnlag for regelverksarbeid på dette området. Prosjektet er en stor satsing av Oljedirektoratet der internkontrollprinsippet står sentralt.

Sammenhenger mellom bemanningsendringer og skader

Bemanning av innretninger på sokkelen har vært og er et tilbakevendende problem i tilsynssammenheng. I 1989 satte Oljedirektoratet i gang et prosjekt for å utarbeide en oversikt over sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold som kan påvirkes av bemanningsendringer.

Faktorer som har betydning for fastsetting av bemanningen og dermed også endring av den, er blant annet teknologi, arbeidsoppgaver og organisasjon.

Med dette utgangspunkt har hovedprosjektet utdypet relevante problemstillinger og utviklet en metode for vurderinger av sikkerhets- og arbeidsmiljømessige konsekvenser av bemanningsendringer.

Brønnkontroll i horisontale brønner

Fordeler ved horisontalboringer kan synes åpnebare. Tidligere motforestillinger har vært knyttet til antatte tekniske vanskeligheter og kostnader.

Utviklingen de senere årene har vist at for mange felt vil horisontalboring være en attraktiv løsning for å drenere visse reservoarer.

Prosjektet har fokusert på spesielle forhold som vil påvirke brønnkontroll ved boring av horisontale brønner. Prosjektet har gitt Oljedirektoratet innsyn i de spesielle forhold som vil påvirke brønnkontroll og hurtig deteksjon av brønnsparke (kick) ved boring av lange horisontale seksjoner. Spesielt vil krav til oljebasert slam medføre problemer ved brønnsparke-deteksjon pga gassens høye løselighet i oljebasert slam.

Instrumentert tilstandskontroll (ITK)

Undersøkelser av innretningers evne til å møte design-kriterier med hensyn til styrke og utmatting, har stort sett blitt utført ved hjelp av tradisjonell inspeksjon (visuell og ikke-destruktiv prøving). Metodene har som regel krevd bruk av personell under utførelsen av undervannsinnspeksjon. Dykking i forbindelse med kompliserte undervannsoperasjoner er forbundet med en viss risiko.

På denne bakgrunn av det er det gjennomført et prosjekt for å få en helhetlig vurdering av ITK. Resultatet fra prosjektet danner blant annet grunnlaget for hvilke forventninger Oljedirektoratet skal ha til bruk av ITK. I tillegg har prosjektet gitt nødvendig grunnlag for Oljedirektoratets regelverksarbeid i forbindelse med utarbeidelse av «veiledning om inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer».

Norsk/russisk ordbok

Prosjektet har utarbeidet en russisk-norsk-engelsk oljeteknisk ordbok til hjelp for norske myndigheter, blant annet i forbindelse med sovjetisk petroleumsvirksomhet på Svalbard.

Internkontroll i virksomheter i Norge

Gjennom dette prosjektet har en oppnådd å:

- avklare om internkontroll generelt har hatt positiv effekt, og hvilke vansker en har møtt,
- dokumentere problemløsningene i utvalgte bedrifter,
- formidle gode og dårlige erfaringer tilbake til bedriftene,
- utvikle evalueringsverktøy slik at bedriftene kan evaluere egen innføring av internkontroll og
- gi underlag til tilsynsmyndighetenes oppfølging av iverksetting og praktisering av internkontrollsystemer i virksomheten.

Virkning av sveising på høyfast ståls materialegenskaper

Oljedirektoratet har deltatt i prosjektet «The Influence of Welding on materials performance Offshore», fase 2, som ledes av Cranfield Institute i England. Fase 2 har undersøkt sveisbarhet og liknende egenskaper hos nye høyfaste lavlegerte stål, stål med akselerert avkjøling, kombinasjoner mellom disse og støpte så vel som smidde komponenter.

EXPRES, et ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko

Prosjektet gjennomføres ved det britiske Cranfield Institute of Technology og finansieres av britiske oljeselskap, Department of Energy og Oljedirektoratet. Siktemålet er et praktisk ekspertsystem for evaluering av korrosjonsrisikoen i rørledninger, som kan brukes ved evaluering av rettighetshavers dokumentasjon på dette området, både i konstruksjons- og driftsfasen. Gjennom prosjektet regner direktoratet også med å øke egen kompetanse på et område der avansert edb-bruk er i sterk vekst.

Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av SINTEF med støtte fra oljeindustrien. Målet er å bestemme effekten av katodisk beskyttelse på utmatningslevetiden til sveisede rørknutepunkter. Designkurven for katodisk beskyttede konstruksjoner i forskrift for bærende konstruksjoner vil bli vurdert iverdert på bakgrunn av resultatene fra prosjektet.

Korrosjonshastighet i spalter hos høylegerte stål i sjøvann

Oljedirektoratet deltar i dette SINTEF-prosjektet sammen med representanter for olje- og stålverksindustrien. Målet for prosjektet er å klarlegge hvordan spaltkorrosjonshastigheten for de beste høylegerte rustfrie stål i sjøvann utvikles med tiden, og hvordan den påvirkes av materialsammensetning, framstillingsmetode og sveising. Samtidig har en funnet ut hvorvidt en kan beskytte rustfrie stål effektivt mot spaltkorrosjon med katodisk vern under alle forhold.

Flerfasetransport i rørledninger

Gjennom dette prosjektet er det oppnådd å:

- identifisere og beskrive parametre av betydning for sikkerhet og regularitet av systemer for flerfasetransport,
- få oversikt over eksisterende systemer for flerfasetransport og erfaringen med disse,
- beskrive eksisterende teknologistatus, herunder også kjente FoU-prosjekter i inn- og utland,
- vurdere nødvendigheten og omfanget av tilstands- overvåking og nødvendigheten av barrierer i slike ledninger.

Hydratproblematikk

Prosjektets formål har vært å undersøke hvorvidt

hydratproblemer i petroleumsvirksomheten representerer en stor sikkerhetsrisiko. Data fra tidligere hendelser er samlet inn og vurdert. Det er utarbeidet en rapport med forslag til tiltak som er sendt operatørene på norsk sokkel.

Anvendelse av statistisk analyseverktøy på skadedata

Prosjektet skal sette bruken av det statistiske analyseverktøyet SaS mot Oljedirektoratets database for skaderegistrering i system. Prosjektet vil gi betydelig kompetanseoppbygging rundt et analyseverktøy som har bred anvendelse innenfor hele Oljedirektoratets ansvarsområde.

Vedlikehold planleggingsverktøy, Formula-PS

Det er utviklet et planleggingsverktøy som kan gi ledelsen den nødvendige oversikten over planlagte aktiviteter og den innbyrdes avhengigheten mellom dem. Hjelpemiddelet skal også effektivisere allokering og bruk av personalressurser i tilsynsvirksomheten og de øvrige aktiviteter.

I 1990 er planleggingssystemet blitt vedlikeholdt ved hjelp av ekstern ekspertise.

Implementering av tegninger i database, CODAM

Dette er et pilotprosjekt for å knytte inspeksjonstegninger til databasen for skader på faste innretninger og rørledninger.

Implementering av tegnearkiv er et nødvendig tillegg til en forbedret utgave av skadedatabasen CODAM. Skadedata er et nødvendig verktøy for å kunne følge opp operatørens internkontroll, Oljedirektoratets tilsynsvirksomhet, vurdering av en eventuell utvidet levetid og ved risiko og pålitelighetsanalyser. En vil også kunne formidle generelle data til industrien uten å gå veien om operatør da Oljeindustriens Landsforening (OLF), Driftsteknisk utvalg, har stilt seg positiv til at data kan benyttes til formål som er til nytte for industrien (spesielle vilkår).

Data-kommunikasjon, alternativ løsning for Oljedirektoratet

Flere av Oljedirektoratets databaser mottar i dag data direkte fra oljeselskapene via datakommunikasjon. Det er her tale om en direkte maskin til maskin kommunikasjon.

Imidlertid skjer det en rivende utvikling på området datakommunikasjon. Gjennom dette prosjektet har en fått utredet alternative nye løsninger.

6.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

PROSJEKTTITTEL

Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

UTFØRENDE INSTITUSJON

Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1990 i et område nord for Patch Bank på 59° nordlig bredde, rett vest av Haugesund. Området som er 1320 km² stort var valgt på grunnlag av anbefalinger fra fiskernes organisasjoner og fiskerimyndighetene. Etter at området var kartlagt med sidesøkende sonar, ble de påviste heftene nærmere identifisert av fjernstyrt undervannsfarkost. Dynamisk posisjonert fartøy og fjernstyrt undervannsfarkost ble deretter brukt til å heve de gjenstander som det ble antatt ville være til hinder for effektivt fiske i område.

Fem vrak ble nøyaktig posisjonert (inkludert et gammelt flyvrak), men ikke hevet. Diverse kjettinger, vaiere i forskjellige dimensjoner, en containerplattform, anker og fiskebruk ble fjernet fra havbunnen.

En har også i 1990 benyttet Sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble gitt til Stolt-Nielsen Seaway A/S, Haugesund.

Styringskomitéen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskerilag og Oljeindustriens Landsforening.

Etter at oppryddingen var avsluttet sendte Oljedirektoratet i desember 1990 ut en pressemelding med blant annet følgende innhold:

«Det er positivt at oljeindustrien nå synes å forsøple mindre enn tidligere. Imidlertid støter en fortsatt på gjenstander som kan tilbakeføres til oljevirk-somheten, men som det likevel har vært vanskelig å få noe selskap til å vedkjenne seg ansvaret for. Myndighetene har nå trappet opp arbeidet med å finne frem til dem som har gjort seg skyldig i forsøpling. Dette vil forhåpentligvis ytterligere forsterke den preventive virkning den statlige oppryddingen har mot forsøpling av havbunnen. Det vil trolig også virke positivt for overholdelse av den plikt som sjøfarende har til å melde inn tap av gjenstander som kan være til hinder for fiske og skipsfart».

7. Internasjonalt samarbeid

7.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

7.1.1 Bistand gjennom NORAD

I 1990 var Oljedirektoratet engasjert med bistandsarbeid gjennom NORAD i Tanzania, Namibia, Mosambik, Bangladesh og Nicaragua.

I disse landene har Oljedirektoratets bistand bestått i generell databehandling, behandling og lagring av seismiske databånd, tolkning av data, oppfølging av konsulenter i forbindelse med seismisk prosessering, hjelp til biostratigrafisk referansesamling for Tanzania, støtte til NORAD-finansiert rådgiver i Tanzania og Mosambik og rådgiving til Nicaragua med hensyn til evaluering av petroleumpotensialet.

Hovedinnsatsen til Oljedirektoratet har i 1990 vært i følgende land:

a) Tanzania

De viktigste innsatsområdene i 1990 har vært innenfor biostratigrafi, bassengmodellering, innsamling og prosessering av seismiske data og generell letestrategi. Spesielt bør nevnes arbeidet knyttet til oppbyggingen av en biostratigrafisk referansesamling for Øst-Afrika generelt og Tanzania spesielt.

b) Namibia

Namibia er et nytt samarbeidsland for Norge. Oljedirektoratet har vært engasjert i innledende informasjonsinnhenting generelt og geo-data spesielt.

På namibiske myndigheters vegne har Oljedirektoratet gjennom konsulent igangsatt et prosjekt for kartlegging av hele den namibiske kontinentalsokkel med henblikk på landets første konsesjonsrunde i 1991. Oljedirektoratet er også involvert som rådgiver i forbindelse med gjennomføring av denne runden generelt. Oljedirektoratet har hatt en geofysiker utplassert en kort periode i 1990 for kartleggingsopplæring.

c) Bangladesh

Oljedirektoratet har vært rådgiver i forbindelse med innkjøp av hardware og software for prosessering, kartlegging og digitalisering av seismiske data til Bangladesh Petroleum Institute (BPI).

d) Nicaragua

Oljedirektoratet har i 1990 vært engasjert i rådgiving til det nasjonale energikontoret Instituto Nicaraguense de Energia (INE) med hensyn til evaluering av petroleumpotensialet på Stillehavs-sokkelen og planlegging av mulig fornyet leteaktivitet. Det er reprosesert 1 700 km seismikk og det er igangsatt reprosesering av mer data. Oljedirektoratet har bi-

dratt med kvalitetskontroll ved innsamling, prosessering og tolkning av nye seismiske data fra Stillehavs-sokkelen. Dette har skjedd innenfor rammen av en regional avtale mellom Norge, Costa Rica og Nicaragua, der Statoil har hatt ansvaret for gjennomføringen av arbeidet.

7.1.2 PETRAD – International Programme for Petroleum Management and Administration

Direktoratet for utviklingshjelp, NORAD, etablerte i 1989 et program for petroleumsadministrasjon og ledelse rettet mot virksomhet i utviklingsland.

Programmet ble initiert som resultat av at NORAD mottok mange henvendelser om bistand innen denne sektoren. Programmet som innledningsvis utføres som et prøveprosjekt med tre års varighet, administreres av Oljedirektoratet.

Prosjektet ble gitt navnet PETRAD (International Programme for Petroleum Management and Administration).

PETRAD er administrert av en prosjektgruppe på tre personer som rapporterer direkte til oljedirektøren.

For å bistå PETRAD er der utnevnt et fagråd som består av fem personer.

Prosjektet har konsentrert seg om å gjennomføre seminarer med sentrale ledere innen både oppstrøms- og nedstrøms-sektoren i henhold til behov i gitte land eller regioner.

Seminarer har vært avholdt i Norge og utlandet med deltakere fra tilsammen over 30 land. Deltakerne har representert hele spekteret av ansvarsområder innen mellom- og toppledelse hos statsoljeselskaper og myndigheter, hvorav flere ministre. Fra norsk side har seniorrepresentanter fra et tyvetalls institusjoner og virksomheter bistått som forelesere og ressurspersoner.

En av hovedaktivitetene i siste halvdel av 1990 har vært planlegging og utvikling av to åtte ukers kurs innen henholdsvis «Petroleum Policy and Management» og «Management of Petroleum Operations» som skal avholdes i Stavanger i september/oktober 1991.

7.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk-faglige organer, enten direkte eller indirekte gjennom andre norske myndighetsorganer.

Formålet med dette samarbeidet er å:

- a) bidra til å sikre at sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten minst tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard,

- b) sikre tilgang av relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling,
- c) bidra med innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng for å kunne påvirke sikkerhet og arbeidsmiljø i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-organer, men også mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidspartnerne har vært:

- a) EF-kommisjonen, i samarbeid med Kommunaldepartementet, om sikkerhet og arbeidsmiljø,
- b) FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø,
- c) European Diving Technology Committee (EDTC) og Association of Offshore Diving (AODC) om sikkerhet under dykking,
- d) Marine Technology Directorate (MTD), UK, om inspeksjon og vedlikehold av innretninger,
- e) Welding Institute, UK, om forskning og utvikling av materialer og sveising,
- f) American Petroleum Institute (API); deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner og standardisering,
- g) National Association of Corrosion Engineers (NACE), USA; deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling,
- h) CENELEC; samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komité (NEK),
- i) I 1990 deltok Oljedirektoratet sammen med Statens forurensningstilsyn i Paris-kommisjonens arbeidsgruppe for oljeforurensning.

7.2.1 EF-kommisjonen

Fra 1982 har Norge med Oljedirektoratets deltakelse hatt observatørstatus innenfor EFs arbeid med sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten til havs. Dette arbeidet er underlagt EFs kommisjon «Safety and Health Commission for the Mining and other Extractive Industries» og gjennomføres av en arbeidsgruppe kalt «Working party on Oil, Gas and other Minerals Extracted by Borehole».

Arbeidsgruppen har behandlet forslag til harmonisering av sikkerhetskrav, spesielt relatert til yrkes-skadestatistikk og retningslinjer for opplæring. Det har i hovedsak vært lagt vekt på utveksling av erfaring og informasjon. Denne virksomheten i EF-regi omfatter saker som tidligere ble behandlet innenfor det nordvest-europeiske samarbeidet.

Arbeidet i gruppen er blitt prioritert i 1990 som en følge av EFs beslutning om å utarbeide direktiver som også omfatter sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Det er også utarbeidet tekniske vedlegg.

Foreløpige tidsplaner indikerer at arbeidet vil bli behandlet i kommisjonen i løpet av 1991, med sikte

på at direktivene skal kunne tre i kraft ved årsskiftet 1992/93.

7.2.2 Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i følgende komitéer:

- a) Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC), Working Group 12, Installasjonsforskrifter for eksplosjonssikkert materiell,
- b) Norsk Elektroteknisk Komité (NEK), Normkomité (NK) 18, Skipsinstallasjoner,
- c) NEK, NK 31, Elektrisk utstyr for eksplosjonsfarlige områder,
- d) International Electrotechnical Commission (IEC) Technical Committee 18, Electrical Installation of Ships and of Mobile and Fixed Offshore Units. Oljedirektoratets deltaker er sekretær for den europeiske del av Working Group 18, som sammen med en nord-amerikansk gruppe skal utarbeide nye IEC-publikasjoner for flyttbare og faste innretninger.

7.2.3 Oppfølging av Piper Alpha-ulykken

I januar 1990 møtte Oljedirektoratets sikkerhetsdirektør for den offentlige britiske høringen om Piper Alpha-ulykken. Det ble avgitt et omfattende vitneprov og besvart spørsmål fra partene som var implisert i høringen.

Ut fra anbefalingene i høringskomisjonens rapport (Cullen-rapporten) synes det som om prinsipielle sider ved den norske tilsynsordningen vil påvirke den britiske utviklingen. Se nærmere om det i avsnitt 4.15.1.

7.2.4 Foredragsvirksomhet

Oljedirektoratet har også i 1990 vært engasjert som foredragsholder og møteleder i en rekke kurs og konferanser om sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål, i innland 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 liknende.

7.3 ISO – DEN INTERNASJONALE STANDARDISERINGSORGANISASJONEN

Internasjonale standarder legges til grunn ved måling og analyse av olje og gass. Oljedirektoratet deltar i det internasjonale samarbeidet om revisjon av eksisterende standarder, og utvikling av nye innenfor disse fagområdene.

Ved etablering av EFs indre marked fra 1993, vil EF legge økt vekt på kravet til standardiserte prosedyrer også i forbindelse med måling og analyse av olje og gass. Arbeidet med standardisering innen ISO er derfor av stor betydning.

Nasjonalt er det dannet arbeidsgrupper som følger opp arbeidet i ISO innenfor olje- og gassmåling, og som har som målsetting å ivareta nasjonale interesser. Oljedirektoratet deltar aktivt også i dette arbeidet.

8. Statistikk og oversikter

8.1 MÅLENHETER

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også brukt av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass, og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til, omtales som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «standardtilstand», «Barrels at standard conditions» mv ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referansebetingelse b) anbefales brukt av den internasjonale standardiseringsorganisasjon, ISO. Videre ble denne referansebetingelse innført som Norsk Standard i 1979, NS 5024. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referansebetingelse i petroleumsindustrien.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en betingelse til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige forkortelser:

Sm³ = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Fat ved referansebetingelser, vanligvis 60°F og 0 psig. (Tradisjonell amerikansk enhet).

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolum vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det

trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referansebetingelser er vanlige å benytte: a) 60°F, 14.73 psia, b) 60°F, 14.696 psia, c) 15°C, 1.01325 bar, d) 0°C, 1.01325 bar. Referansetilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standardtilstand», d) som «normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en referanse til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysikalske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet lik for betingelse a), b) og c) og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller Sm³ = standard kubikkmeter
Nm³ = normalkubikkmeter
Scf = standard kubikkfot

Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 0.95 Nm³
1 Sm³ tilsvare ca 35.3 Scf.

Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densitet. En lav verdi på denne størrelsen antyder at oljen eller gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

(a) «Specific Gravity» 60/60°F

Relativ densitet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) «API-Gravity» ved 60°F:

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity ved } 60^{\circ} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

(c) Densitet ved 15°C:

Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Gass:

(a) «Specific Gravity»

Relativ densitet av gass i forhold til luft. Inn-

holdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykkreferanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

1 tonn oljeekvivalenter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

8.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGS-AKTIVITETEN

Det er per 31.12.1990 påbegynt i alt 662 letehull på norsk kontinentalsokkel siden boringen startet i 1966. Av disse er 475 undersøkelseshull og 187 avgrensningshull. 613 letehull var avsluttet ved samme tid og 34 hull er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønner, samt videre boring eller senere plugging.

Det nordligste hullet på norsk sokkel er 7321/7-1 som ble boret i 1988 med Mobil som operatør, det østligste er 7228/2-1 S, boret av Mobil i 1989 og det vestligste er 6201/11-1, boret av Statoil i 1987. Letehullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper. Regional fordelingen av antall letehull per operatør er vist i figur 8.2.a og tabell 8.2.b. Operasjonsdager per selskap i 1990 er vist i figur 8.2.b Figur 8.2.c viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Sesongsvingninger i boreaktiviteten er vist i figur 8.2.d.

Per 31.12.1990 er det boret 2 117 035 meter under leteboring; av dette er 127 365 meter boret i 1990. Gjennomsnitt totaldyp på de 36 letehull som har

Fig. 8.2.a
Regional fordeling av letehull per operatørselskap

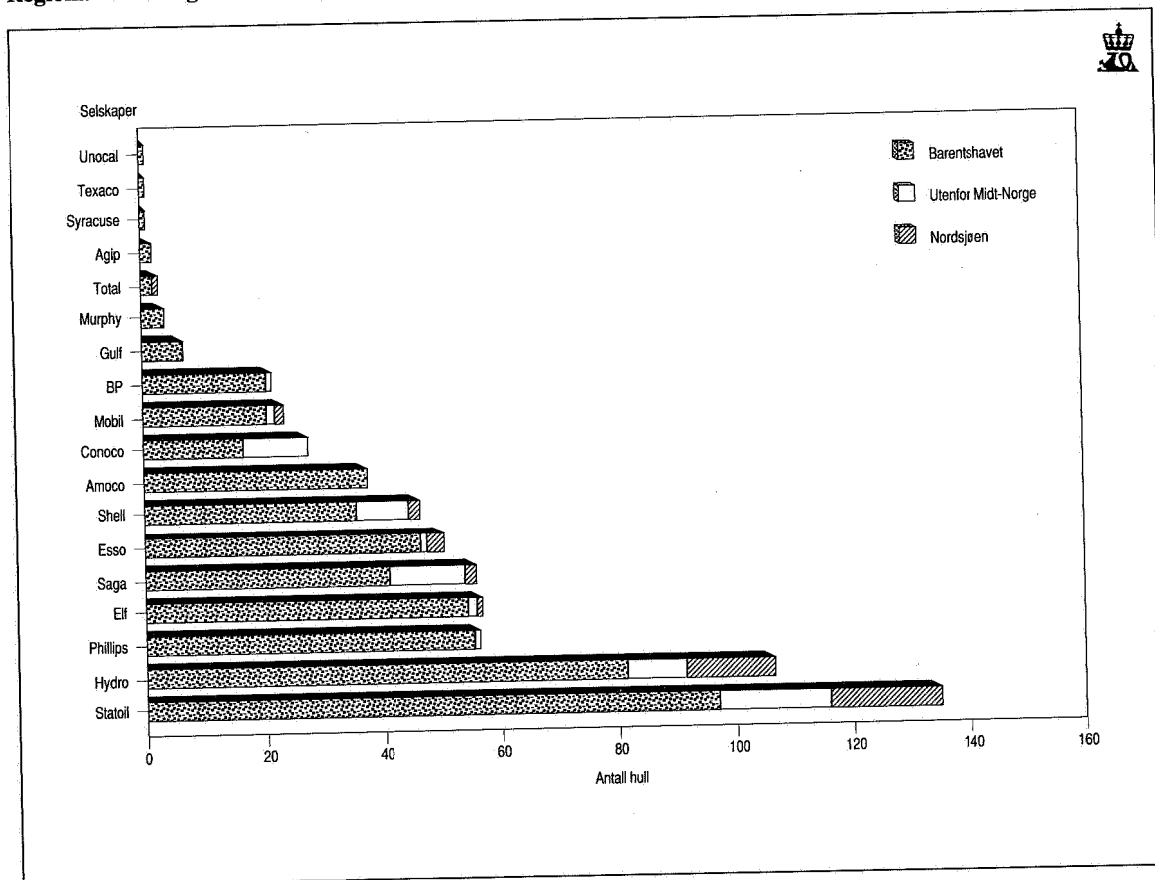


Fig. 8.2.b
Norske operatørselskapers andel av leteboring

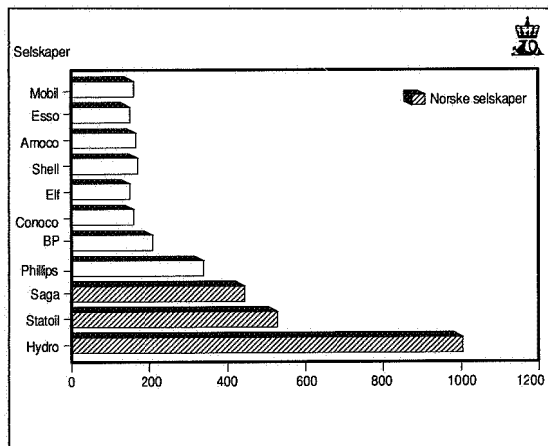


Fig. 8.2.e
Gjennomsnitt vanddyp per år

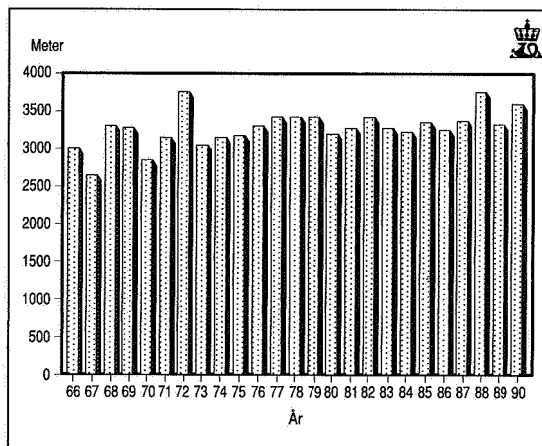


Fig. 8.2.c
Sesongsvingninger i boreaktiviteten

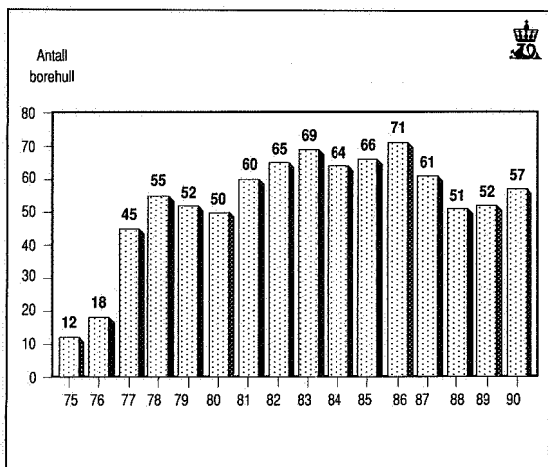


Fig. 8.2.f
Gjennomsnittlig vanddyp for letehull 1966–1990

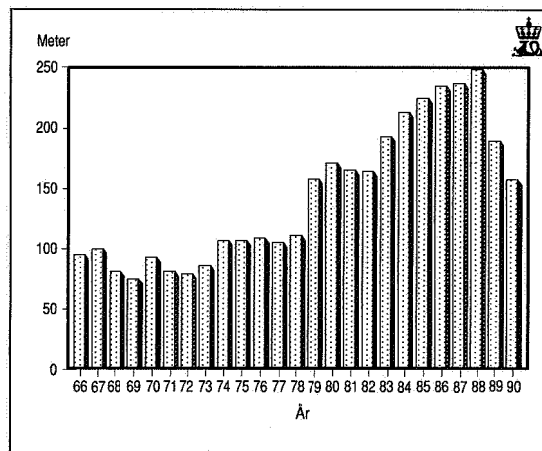
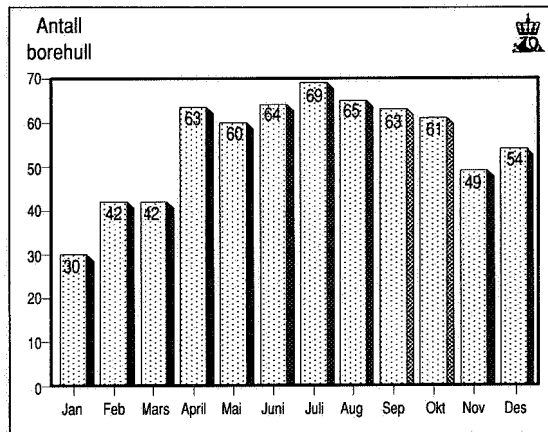


Fig. 8.2.d
Gjennomsnitt totaldyp per år



nådd TD i 1990 er 3 619 meter. Letehull 30/4-1, som ble avsluttet i 1979, er det dypeste hullet som hittil er boret på norsk sokkel. BP var operatør, og totaldypet for dette hullet var 5 455 meter. Det lengste hullet hittil boret er 2/12-2 S, som ble boret av Norsk Hydro i 1990. Hullet hadde en lengde på 5 757 m, men var skråboret og nådde ikke samme dyp under havbunnen som 30/4-1. En oversikt over gjennomsnittlig totaldyp for letehull boret i tidsrommet 1966–1990 er vist i figur 8.2.e.

Gjennomsnittlig vanddyp for letehull boret i 1990 var 156 meter. Det største vanddyp det er boret på hittil, i norsk sektor, er 475 meter. Letehullet var 7321/7-1, og ble boret i 1988 med Mobil som operatør. Figur 8.2.f viser det gjennomsnittlige vanddypet for letehull boret i tidsrommet 1966–1990. For boring på norsk sokkel er det benyttet 69 forskjellige boreinnretninger, syv under to forskjellige navn. Av

Tabell 8.2.a
Borehull påbegynt per 31.12.1990

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	Sum
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	30	26	25	18	20	26	475
Avgrensning			2	1	6	5	3	5	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	20	10	11	11	8	10	187
Sum	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	28	36	662
Produksjon								1	18	24	7	34	50	36	27	16	22	23	33	47	47	48	55	66	60	614
Total	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	62	55	71	63	80	97	83	84	84	94	96	1276

Tabell 8.2.b
Letehull fordelt på operatørselskaper per 31.12.1990 (regional fordeling)

Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	52	46	98	30	4	34	18	1	19	100	51	151
Norsk Hydro	63	20	83	8	2	10	15		15	86	22	108
Phillips	40	17	57	1		1				41	17	58
Elf	40	15	55	2			1		1	43	15	58
Saga	36	6	42	13		13	2		2	51	6	57
Esso	28	19	47	1		1	2		2	32	19	51
Shell	24	11	35	4	5	9	2		2	30	16	46
Amoco	24	14	38							24	14	38
Conoco	18		18	3	8	11				21	8	29
Mobil	13	8	21	2		2	2		2	17	8	25
BP	11	10	21	1		1				12	10	22
Gulf	7		7							7		7
Murphy	3	1	4							3	1	4
Total	2		2				1		1	3		3
Agip	2		2							2		2
Syracuse	1		1							1		1
Texaco	1		1							1		1
Unocal	1		1							1		1
Undersøkelse	366			65			44			475		
Avgrensning	167			19			1			187		
Letehull	533			84			45			662		

U = undersøkelseshull
A = avgrensningshull
L = letehull

Tabell 8.2.c
Letehull påbegynt per 31.12.1990 (regional fordeling)

Operatør	Nordsjøen			Midt-Norge			Barentshavet			Totalt		
	U	A	L	U	A	L	U	A	L	U	A	L
Statoil	2		2	3		3				5		5
Norsk Hydro	5	5	10	1	1	2				6	6	12
Phillips	1	2	3							1	2	3
Elf	3		3							3		3
Saga	2		2	1		1				3		3
Esso		1	1				1		1	1	1	2
Shell				1		1				1		1
Amoco	1		1							1		1
Conoco	2		2							2		2
Mobil	1		1	1		1				2		2
BP	1	1	2							1	1	2
Undersøkelse	18			7			1			26		
Avgrensning	9			1						10		
Letehull	27			8			1			36		

U = undersøkelseshull
A = avgrensningshull
L = letehull

Tabell 8.2.d
Gjennomsnitt vanddyb og boredyb

År	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt totaldyb (m)
1966	94	3 015
1967	100	2 682
1968	81	3 303
1969	74	3 276
1970	92	2 860
1971	79	3 187
1972	78	3 742
1973	85	3 075
1974	106	3 163
1975	106	3 173
1976	108	3 314
1977	104	3 450
1978	110	3 432
1979	157	3 444
1980	170	3 209
1981	164	3 243
1982	163	3 457
1983	192	3 287
1984	212	3 247
1985	224	3 367
1986	234	3 248
1987	236	3 383
1988	248	3 760
1989	188	3 331
1990	156	3 619

disse er 51 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekk-
bare, fem boreskip og fo faste innretninger. Tabell
8.2.a til 8.2.e viser statistikker over leteboring på
norsk kontinentalsokkel.

Tabell 8.2.e
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 31.12.1990

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	24	8	«
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	7		«
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	16		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		«
Deepsea Bergen	23	3	«
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	9		«
Deepsea Saga	16	3	«
Drillmaster	5	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Alpha	17	2	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	6	1	Oppjekkbar
Dyvi Delta (nå West Delta)	21	1	Halvt nedsenkbar
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Stena	16		«
Endeavour	2		Oppjekkbar
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3		Halvt nedsenkbar
Glomar Biscay II (før Norskald)	13	1	«
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Gulftide	3		«
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2		Halvt nedsenkbar
Henry Goodrich	2		«
Hunter (før Treasure Hunter)	1		«
Kolskaya		1	«
Le Pelerin	1		Boreskip
Maersk Explorer	7		Oppjekkbar
Mærsk Jutlander	3	1	Halvt nedsenkbar
Neddrill Trigon	3	1	Oppjekkbar
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12		Halvt nedsenkbar
Nordraug	12		«
Norjarl	3		«
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26		«

Boreinnretning	Antall brønner	Antall gjenåpninger	Type innretning
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 81 (nå Neptune 7)	1		Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	2	1	«
Polar Pioneer	20	2	«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	21	7	«
Ross Rig	33		«
Ross Rig (ny)	10		«
Saipem II	1		Boreskip
Scarabeo	1		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 G	3		«
Sedco 703	3	1	«
Sedco 704	3		«
Sedco 707	8		«
Sedco H	2		«
Sedneth I	3		«
Transocean 8	5		«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Hunter (nå Hunter)	5	3	«
Treasure Saga	32	3	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	24	5	«
Vildkat	15	4	«
Vinni	5		«
Waage Drill I	2		«
West Delta (før Dyvi Delta)	7		«
West Vanguard	23	5	«
West Venture	12	2	«
West Vision	1		«
Yatzy	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		«
Zapata Ugland	5	1	Halvt nedsenkbar
	650	65	
I tillegg er 2 borehull boret fra faste innretninger:			
Cod Platform	1	1	
Ekofisk B	1		
	652	66	

8.3 STATISTIKK OVER PRODUKSJONS- BORING

Det er siden 1973 påbegynt i alt 614 produksjonshull i norsk sektor av Nordsjøen. 322 er produksjonsbrønner (olje, gass eller kondensat), 86 er vann- eller gassinjeksjonshull, ett er observasjons-/produksjonshull og ett er observasjons-/injeksjonshull. 191 er ute av drift, nedstengt, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner, og 25 har aldri produsert. 13 produksjonshull var under boring per 31.12.1990.

En oversikt over produksjonshullene er satt opp i tabell 8.3.a. Figur 8.3.a viser produksjonshull påbegynt per år i tidsrommet 1973–1990. Det produseres/injiseres per 31.12.1990 fra 21 felt med 29 innretninger; tre av disse er undervannsinnetninger (Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Tommeliten). To nye felt, Gyda og Hod, er satt i produksjon i 1990.

Produksjonshullene fordelt på de forskjellige felt

er vist i figur 8.3.b. Figur 8.3.c viser produksjonshull fordelt på operatørselskaper. I 1990 er det påbegynt 60 produksjonshull fordelt på ti felt. Av disse er 13 boret fra flyttbare boreinnretninger. Produksjonshull fordelt på innretninger er vist i figur 8.3.d. Opplysninger om produksjonshullene er satt opp i tabellene 8.3.a til 8.3.c.

I tillegg er det i 1990 utført 32 forboringer, hvor 20 tommers eller 18 5/8 tommers foringsrør er satt. Dette er gjort på feltene Ekofisk, Valhall og Hod. Syv av forboringene ble utført fra flyttbare boreinnretninger.

Det hittil lengste hullet på norsk sokkel, 33/9-C-10, ble avsluttet i 1990. Hullet ble boret av Statoil fra Statfjord C-innretningen og nådde et boredyp på 5 886 meter. Det vertikale dypet var 2 741 meter og hullet hadde en bunnlokaltet på 4 550 meter ut fra vertikalen.

Fig. 8.3.a
Produksjonsboring på norsk kontinentalsokkel

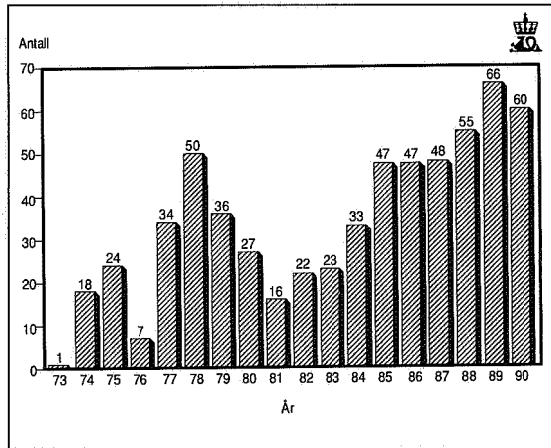


Fig. 8.3.c
Produksjonshull fordelt på operatørselskaper

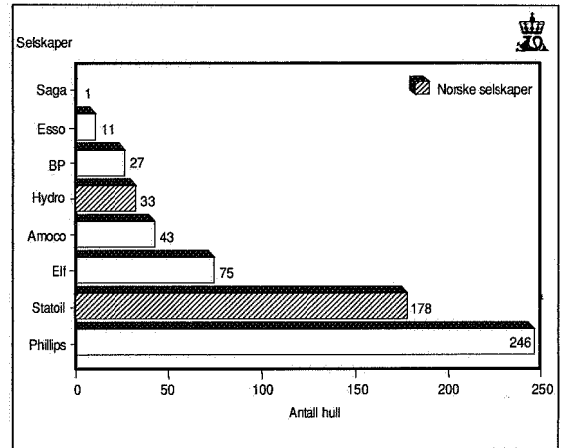


Fig. 8.3.b
Produksjonshull per felt

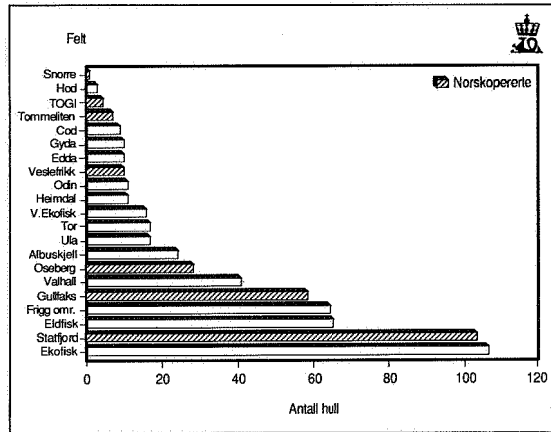
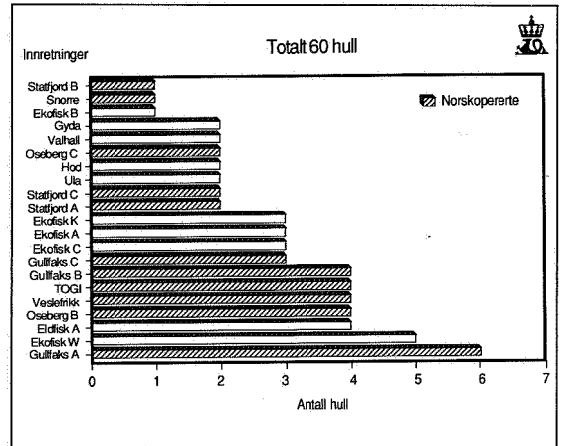


Fig. 8.3.d
Produksjonshull boret i 1990 fordelt på innretninger



Tabell 8.3.a
Produksjonsboring per 31.12.90

FELT	HC	Totalt boret	Påbeg. 1990	Produ-serer	Injek-sjon/ (Observ.)	Borer	Plugget/ Stengt/ susp.
Albuskjell A +	kond	11		7			4
Albuskjell F +	kond	13					13
Cod +	kond	9		5			4
Edda +	olje	10		6			5
Ekofisk A +	olje	22	3	17			8
Ekofisk B +	olje	31	1	20	1(1)*	1	4
Ekofisk C +	olje	21	3	11	5**	1	4
Ekofisk K +	v.inj.	26	3		21	1	4
Ekofisk W +	v.inj.	5	5		3	1	1
Eldfisk A +	olje	38	4	22		1	15
Eldfisk B +	olje	27		20			7
Frigg (UK) +	gass	24					24
Frigg +	gass	28		11			17
Gullfaks A +	olje	36	6	20	8	1	7
Gullfaks B +	olje	17	4	10	5	1	1
Gullfaks C +	olje	5	3	3		1	1
Gyda +	olje	10	2	7		1	2
Heimdal +	kond	11		8	(1)***		2
Hod +	olje	2	2	1		1	
N.Ø.Frigg +	gass	7		4			3
Odin +	gass	11		10			1
Oseberg B +	olje	20	4	13	3		4
Oseberg C	olje	8	2				8
Snorre	olje	1	1				1
Statfjord A +	olje	40	2	22	14		4
Statfjord B +	olje	33	1	21	10		2
Statfjord C +	olje	30	2	18	10		2
Togi	gass	5	4			1	4
Tommeliten +	kond	7		4			3
Tor +	olje	17		11			6
Ula +	olje	17	2	7	6		4
Valhall +	olje	41	2	23		1	17
V. Ekofisk +	kond	16		9			7
Veslefrikk +	olje	10	4	7		1	2
Øst Frigg +	gass	5		5			
		614	60	322	86	13	191

+ Feltet produserer/injisierer

* Observasjons-/produksjonsbrønn(er)

** Produksjons-/injeksjonsbrønner, avhengig av gass-salg

*** Observasjons-/injeksjonsbrønn(er)

322 hull produserer (258 olje, 33 kondensat og 31 gass)

135 hull er nedstengt/plugget

86 hull er injeksjonsbrønner (hvorav 5 inj./prod.)

1 hull er observasjons-/produksjonshull

1 hull er observasjons-/injeksjonshull

13 hull borer (2/1-A-17, 2/4-B-17 A, 2/4-C-18, 2/4-K-16, 2/4-W-2, 2/7-A-23 B, 2/8-A-12 B, 2/11-A-2, 31/5-B-5 H, 30/3-A-10, 34/10-A-31, 34/10-B-14 A, 34/10-C-5)

23 hull er susp. på TD: (2/1-A-6 A, 2/4-K-2, 2/4-K-7, 2/4-K-15, 2/4-W-6, 2/7-A-7 A, 30/3-A-7, 30/6-C-5, 30/6-C-6, 30/6-C-7, 30/6-C-8, 30/6-C-9, 30/6-C-10, 30/6-C-11, 30/6-C-12, 30/9-B-2, 30/9-B-7, 31/5-B-2 H, 31/5-B-3 H, 31/5-B-4 H, 31/5-B-6 H, 34/7-P-28, 34/10-C-4)

1 hull er susp. ved 9 5/8": (30/9-B-19)

4 hull er susp. ved 13 3/8": (2/7-A-15, 2/7-A-22, 30/3-A-9, 30/9-B-42)

2 hull er susp. ved 20": (25/4-A-1, 33/9-C-3)

1 hull er susp. m/fisk i 36" åpent hull: (2/4-K-3)

25 hull har aldri produsert

Tabell 8.3.b
Produksjonshull avsluttet eller påbegynt 1990

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
323	2/04-K-02	85.10.15	90.10.02	PHILLIPS	EKOFISK K
430	2/01-A-08	87.11.18	90.11.09	BP	GYDA
436	2/01-A-07	88.01.13	90.09.30	BP	GYDA
464	30/09-B-07	88.07.21	90.11.07	HYDRO	OSEBERG B
480	2/01-A-03	88.09.26	90.09.19	BP	GYDA
488	2/04-K-07	90.09.23	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK K
500	2/01-A-02	89.02.21	90.08.29	BP	GYDA
512	2/01-A-01	89.05.08	90.10.13	BP	GYDA
535	30/09-B-31	89.08.15	90.02.05	HYDRO	OSEBERG B
536	2/07-A-01	90.05.10	90.08.16	PHILLIPS	ELDFISK A
543	33/09-C-10	89.10.18	90.01.25	STATOIL	STATFJORD C
544	34/10-C-01	89.10.01	90.01.08	STATOIL	GULLFAKS C
549	2/04-B-23 A	89.11.28	90.02.02	PHILLIPS	EKOFISK B
550	33/12-B-19	89.12.28	90.02.19	STATOIL	STATFJORD B
551	34/10-B-12	89.11.07	90.01.14	STATOIL	GULLFAKS B
552	31/05-B-06 H	89.11.19	90.10.09	HYDRO	TOGI
553	2/07-A-08 A	89.11.22	90.01.17	PHILLIPS	ELDFISK A
554	2/04-C-19	89.11.18	90.03.14	PHILLIPS	EKOFISK C
555	34/10-A-27	89.12.04	90.01.15	STATOIL	GULLFAKS A
556	30/06-C-09	89.12.11	90.02.05	HYDRO	OSEBERG C
557	34/10-C-02	89.12.31	90.04.25	STATOIL	GULLFAKS C
558	7/12-A-03 A	90.01.28	90.03.28	BP	ULA
559	2/04-K-26	89.12.28	90.02.22	PHILLIPS	EKOFISK K
560	2/04-A-12 B	90.02.21	90.05.13	PHILLIPS	EKOFISK A
561	31/05-B-04 H	90.01.15	00.00.00	HYDRO	TQGI
562	30/09-B-40	90.02.05	90.05.03	HYDRO	OSEBERG B
563	34/10-A-28	90.01.30	90.04.11	STATOIL	GULLFAKS A
564	30/06-C-07	90.02.06	90.03.13	HYDRO	OSEBERG C
565	34/10-B-13	90.02.13	90.04.17	STATOIL	GULLFAKS B
566	2/04-C-16	90.07.20	90.10.19	PHILLIPS	EKOFISK C
567	2/07-A-18 A	90.02.21	90.05.14	PHILLIPS	ELDFISK A
568	34/10-C-03	90.03.03	90.06.22	STATOIL	GULLFAKS C
569	31/05-B-05 H	90.02.26	90.10.28	HYDRO	OSEBERG C
570	2/04-W-08	90.03.19	90.05.22	PHILLIPS	EKOFISK W
571	31/05-B-02 H	90.03.12	90.08.11	HYDRO	TOGI
572	30/06-C-06	90.03.14	90.04.28	HYDRO	OSEBERG C
573	2/04-A-20	90.06.25	90.09.23	PHILLIPS	EKOFISK A
574	33/09-A-37 A	90.04.21	90.07.08	STATOIL	STATFJORD A
575	33/12-B-28 A	90.05.02	90.06.23	STATOIL	STATFJORD B
576	7/12-A-12 A	90.04.15	90.06.14	BP	ULA
577	31/05-B-03 H	90.03.26	90.06.24	HYDRO	TOGI
578	2/04-K-15	90.04.28	90.07.15	PHILLIPS	EKOFISK K
579	34/10-B-14 X	90.04.20	90.11.12	STATOIL	GULLFAKS B
580	2/04-C-01 A	90.04.09	90.06.06	PHILLIPS	EKOFISK C
581	34/10-A-27 A	90.04.12	90.05.19	STATOIL	GULLFAKS A
582	30/03-A-07	90.06.03	90.07.16	STATOIL	VESLEFRIKK A
583	30/09-B-15	90.05.01	90.07.15	HYDRO	OSEBERG B
584	34/10-A-24 A	90.06.04	90.07.26	STATOIL	GULLFAKS A
585	2/04-W-05	90.06.15	90.08.05	PHILLIPS	EKOFISK W
586	34/10-B-15	90.06.06	90.09.14	STATOIL	GULLFAKS B
587	2/08-A-16 B	90.06.21	90.07.31	AMOCO	VALHALL
588	33/09-C-11	90.07.23	90.09.22	STATOIL	STATFJORD C
589	2/07-A-19 A	90.09.14	90.11.20	PHILLIPS	ELDFISK A
590	34/10-C-04	90.06.22	90.10.22	STATOIL	GULLFAKS C
591	33/09-A-20 A	90.08.01	90.08.28	STATOIL	STATFJORD A
592	30/09-B-12	90.07.15	90.09.14	HYDRO	OSEBERG B
593	30/03-A-08	90.07.17	90.10.22	STATOIL	VESLEFRIKK A
594	2/04-W-04	90.08.05	90.10.11	PHILLIPS	EKOFISK W
595	2/11-A-06	90.08.13	90.09.22	AMOCO	HOD
596	34/10-A-29	90.08.22	90.10.01	STATOIL	GULLFAKS A
597	2/04-A-22	90.09.24	90.12.05	PHILLIPS	EKOFISK A
598	2/11-A-02	90.09.30	00.00.00	AMOCO	HOD
599	2/04-B-17 A	90.12.17	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK B
600	34/10-C-05	90.09.02	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS B
601	34/07-P-28	90.09.12	00.00.00	SAGA	SNORRE
602	34/10-A-30	90.10.02	90.11.05	STATOIL	GULLFAKS A
603	2/04-W-06	90.10.12	90.11.27	PHILLIPS	EKOFISK W
604	30/03-A-09	90.10.29	90.11.13	STATOIL	VESLEFRIKK A
605	2/04-C-18	90.10.21	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK C
606	2/01-A-06 A	90.11.09	90.12.02	BP	GYDA

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
608	2/01-A-17	90.12.06	00.00.00	BP	GYDA
610	33/09-C-03	90.11.07	90.12.04	STATOIL	STATFJORD C
611	30/09-B-02	90.11.07	90.12.18	HYDRO	OSEBERG B
612	30/03-A-10	90.11.15	00.00.00	STATOIL	VESLEFRIKK A
613	2/07-A-23 B	90.11.23	00.00.00	PHILLIPS	ELDFISK A
614	2/08-A-12 B	90.12.01	00.00.00	AMOCO	VALHALL
615	2/04-W-02	90.11.25	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK W
616	2/4-K-16	90.12.26	00.00.00	PHILLIPS	EKOFISK K
619	34/10-B-14 A	90.12.24	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS B
620	34/10-A-31	90.12.07	00.00.00	STATOIL	GULLFAKS A

Tabell 8.3.c

Produksjonshull boret med flyttbare boreinnretninger
H= hullet er komplettert på havbunnen

Per 31.12.1990

Till nr	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
552	31/05-B-06 H	89.11.19	90.10.09	HYDRO	POLAR PIONEER
556	30/06-C-09	89.12.11	90.02.05	HYDRO	TRANSOCEAN 8
561	31/05-B-04 H	90.01.15	00.00.00	HYDRO	POLAR PIONEER
564	30/06-C-07	90.02.06	90.03.13	HYDRO	TRANSOCEAN 8
569	31/05-B-05 H	90.02.26	90.10.28	HYDRO	POLAR PIONEER
570	2/04-W-08	90.03.19	90.05.22	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
571	31/05-B-02 H	90.03.12	90.08.11	HYDRO	POLAR PIONEER
572	30/06-C-06	90.03.14	90.04.28	HYDRO	TRANSOCEAN 8
577	31/05-B-03 H	90.03.26	90.06.24	HYDRO	POLAR PIONEER
585	2/04-W-05	90.06.15	90.08.05	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
594	2/04-W-04	90.08.05	90.10.11	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
595	2/11-A-06	90.08.13	90.09.22	AMOCO	KOLSKAYA
598	2/11-A-02	90.09.30	00.00.00	AMOCO	KOLSKAYA
601	34/07-P-28	90.09.12	00.00.00	SAGA	SCARABEO 5
603	2/04-W-06	90.10.12	00.00.00	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN
615	2/04-4-02	90.11.25	00.00.00	PHILLIPS	MÆRSK GUARDIAN

8.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1990 107.3×10^6 t.o.e. Produksjonen i 1989 var 103.6×10^6 t.o.e. I tabellene 8.4.a – 8.4.p og i figurene 8.4.a og 8.4.b er produksjonen nærmere framstilt.

Tallene i tabell 8.4.a viser norsk andel av Statfjord, Frigg og Murchison. I tabellene for olje er NGL inkludert for Ekofisk-området, Statfjord, Valhall, Murchison, Ula, Gullfaks, Tommeliten, Hod og Mime.

Tallene for gass i tabell 8.4.a angir solgte mengder for alle felt. I tallene for Statfjord, Frigg-området, Heimdal og Gullfaks er kondensat inkludert.

Tabell 8.4.a

Produksjon i mill tonn oljeequivalenter

1990	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	10.915	7.876	18.791
Statfjord	28.466	3.125	31.591
Frigg-området	0.000	7.591	7.591
Valhall	3.618	0.919	4.537
Murchison	0.405	0.008	0.413
Heimdal	0.000	3.750	3.750
Ula	4.797	0.376	5.173
Oseberg	14.658	0.000	14.658
Gullfaks	13.079	0.937	14.016
Tommeliten	0.659	1.250	1.909
Veslefrikk	2.432	0.000	2.432
Gyda	1.322	0.159	1.481
Troll Vest	0.929	0.000	0.929
(testproduksjon)			
Hod	0.133	0.021	0.154
Mime	0.022	0.006	0.028
(testproduksjon)			
Sum 1990	81.368	26.018	107.386
Sum 1989	74.280	29.364	103.644

Fig. 8.4.a
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1990

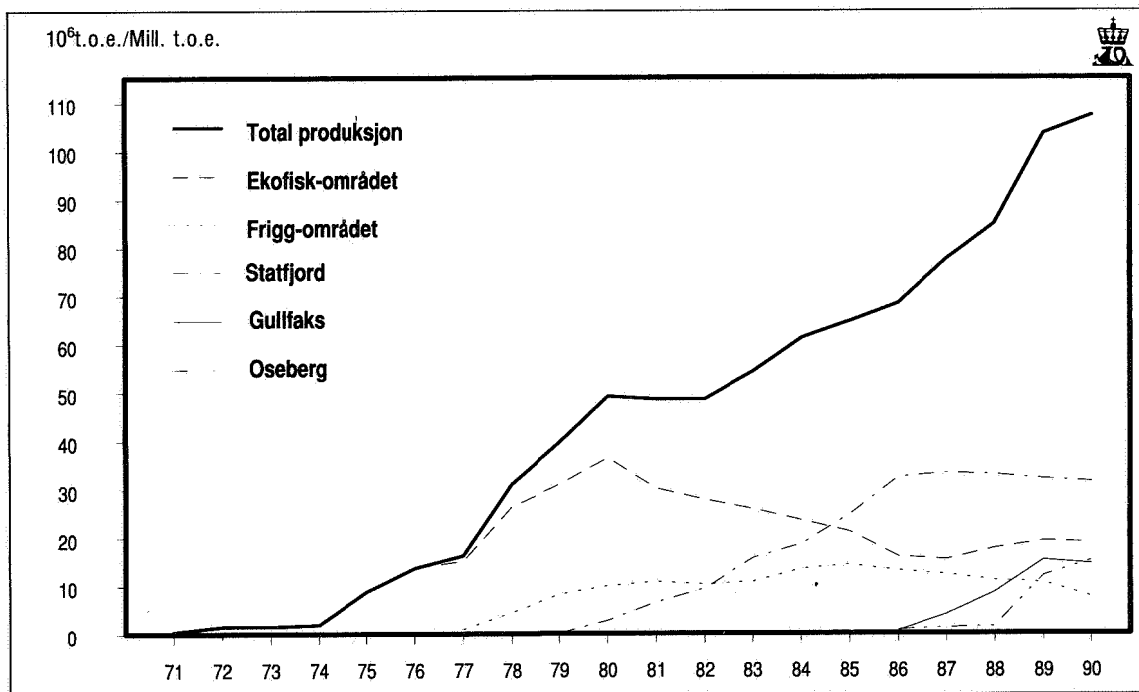
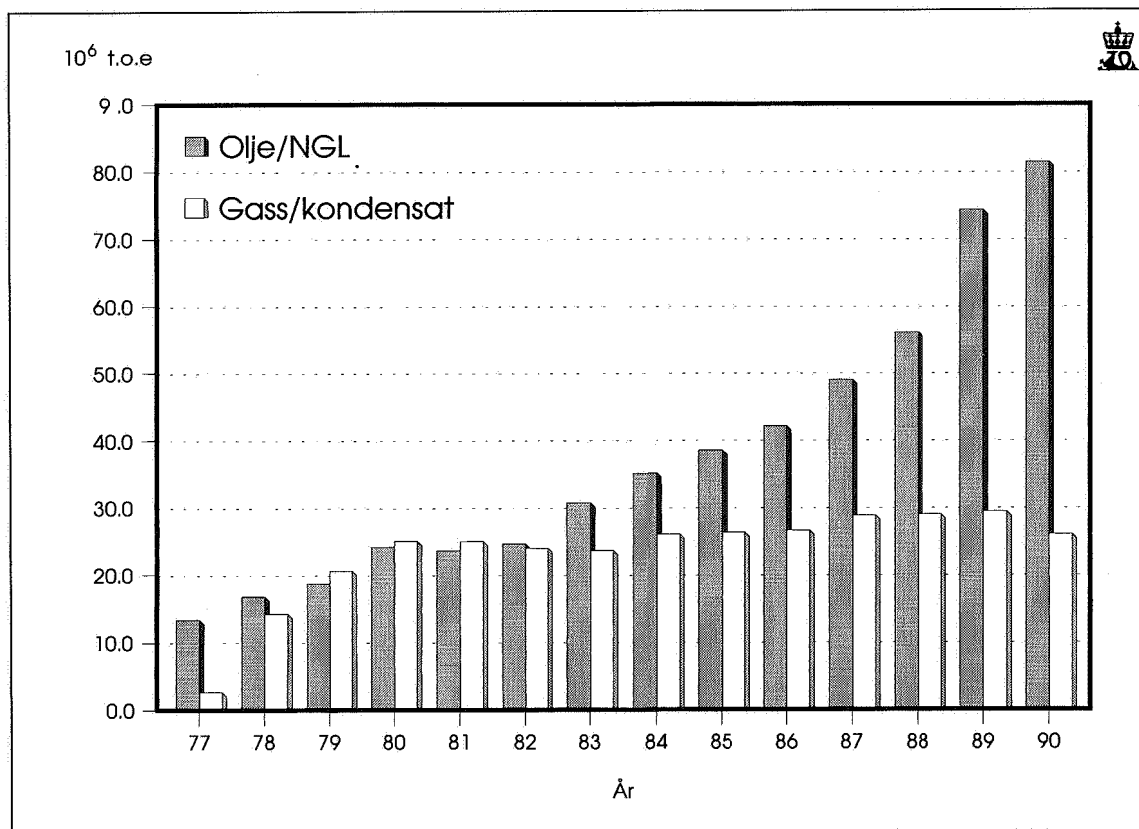


Fig. 8.4.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–1990



Tabell 8.4.b
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Valhall

1990	Olje prod ustabil	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	424.	91.	.5	8.	390.	36.	84.
FEB	375.	81.	1.3	7.	345.	33.	73.
MAR	393.	86.	.8	8.	362.	33.	78.
APR	376.	83.	.5	8.	347.	33.	75.
MAI	378.	84.	.6	8.	348.	34.	78.
JUN	356.	79.	.5	8.	325.	34.	72.
JUL	326.	69.	1.1	7.	306.	25.	62.
AUG	393.	89.	.8	8.	364.	32.	82.
SEP	373.	85.	.6	8.	344.	31.	78.
OKT	366.	86.	.9	7.	342.	29.	79.
NOV	356.	78.	.4	7.	331.	27.	76.
DES	374.	87.	.4	8.	352.	28.	81.
ÅRSSUM	4491.	997.	8.4	92.	4156.	375.	919.

Tabell 8.4.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1990	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass St Fergus	Kondensat St Fergus
	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	982.	2.8	66.	.9	977.	5.
FEB	871.	2.4	207.	.8	871.	4.
MAR	913.	2.5	129.	1.0	912.	4.
APR	441.	1.5	93.	.9	441.	3.
MAI	508.	1.7	74.	.9	401.	2.
JUN	421.	1.4	140.	.9	420.	3.
JUL	453.	1.5	107.	.9	448.	3.
AUG	589.	2.1	136.	.9	567.	4.
SEP	607.	2.1	2716.	.9	593.	3.
OKT	540.	2.0	79.	.8	527.	5.
NOV	700.	2.5	68.	.9	675.	5.
DES	797.	2.5	86.	.9	721.	4.
ÅRSSUM	7822.	25.0	3905.	10.7	7553.	45.

Tallene er norsk andel av Frigg 60.82 %, NØ-Frigg, Odin og Øst-Frigg 100 %.

Tabell 8.4.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks

1990	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	1210.	116.	17.	17.	72.	5.
FEB	1080.	105.	9.	14.	70.	8.
MAR	1221.	118.	12.	17.	76.	10.
APR	1213.	119.	9.	18.	78.	10.
MAI	1318.	134.	10.	20.	90.	13.
JUN	1308.	131.	5.	20.	85.	13.
JUL	1049.	106.	8.	16.	70.	10.
AUG	821.	86.	11.	13.	48.	8.
SEP	1278.	133.	7.	19.	70.	14.
OKT	1452.	152.	14.	20.	80.	16.
NOV	1432.	147.	7.	20.	84.	16.
DES	1448.	157.	8.	20.	89.	23.
ÅRSSUM	14830.	1504.	117.	214.	912.	146.

Tabell 8.4.e
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1990	Gass prod	Kondensat prod	Gass brent	Gass brensel	Gass solgt Emden	Kondensat Kinneil
	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	326.	52.	112.	5.	310.	44.
FEB	297.	47.	48.	4.	282.	46.
MAR	288.	46.	57.	4.	274.	44.
APR	274.	44.	105.	4.	261.	43.
MAI	241.	39.	2.	4.	251.	36.
JUN	200.	32.	237.	4.	211.	31.
JUL	216.	35.	322.	4.	225.	30.
AUG	281.	45.	130.	4.	288.	45.
SEP	297.	48.	37.	5.	286.	49.
OKT	303.	49.	58.	5.	319.	45.
NOV	296.	48.	26.	5.	308.	46.
DES	289.	50.	1.	5.	320.	46.
ÅRSSUM	3308.	535.	1135.	53.	3335.	505.

Tabell 8.4.f
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sullom Voe	Gass St Fergus	NGL S Voe/ St Fergus
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	45.	6.	.4	1.3	41.	.3	1.
FEB	38.	5.	.1	1.3	35.	1.3	1.
MAR	40.	5.	.2	1.2	36.	1.4	1.
APR	39.	5.	.2	1.2	35.	1.4	2.
MAI	44.	6.	.4	1.3	40.	1.6	1.
JUN	51.	6.	.8	1.2	47.	1.6	2.
JUL	54.	9.	2.7	1.3	49.	0.0	1.
AUG	53.	8.	2.5	1.3	47.	0.0	1.
SEP	47.	7.	2.3	1.2	42.	0.0	1.
OKT	38.	6.	1.7	1.1	34.	0.0	1.
NOV	39.	6.	2.0	.9	35.	0.0	1.
DES	42.	7.	2.1	1.2	39.	0.0	1.
ÅRSSUM	530.	76.	15.5	14.5	480.	7.6	14.

Tallene er norsk andel av Murchison.

Tabell 8.4.g
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Staffjord

1990	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kond Kårstø
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	2877.	687.	9.	38.	327.	92.
FEB	2638.	636.	6.	35.	256.	139.
MAR	2983.	693.	7.	38.	285.	145.
APR	2834.	652.	15.	38.	249.	139.
MAI	3065.	704.	8.	39.	196.	107.
JUN	2922.	671.	6.	37.	246.	135.
JUL	2420.	550.	12.	33.	190.	105.
AUG	2319.	535.	10.	29.	247.	133.
SEP	2131.	476.	4.	27.	187.	89.
OKT	3091.	667.	8.	38.	249.	142.
NOV	3028.	636.	8.	37.	267.	156.
DES	3006.	647.	6.	39.	274.	221.
ÅRSSUM	33314.	7554.	99.	428.	2973.	1603.

Tallene er norsk andel av Staffjord.

Tabell 8.4.h
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	495.	41.	1.0	4.	462.	45.	31.
FEB	446.	37.	.2	4.	415.	42.	29.
MAR	489.	41.	.7	4.	452.	46.	32.
APR	479.	40.	1.0	4.	448.	45.	31.
MAI	352.	29.	.5	3.	328.	33.	23.
JUN	488.	40.	2.3	4.	459.	49.	30.
JUL	464.	38.	1.6	4.	439.	37.	29.
AUG	525.	44.	2.9	4.	492.	45.	33.
SEP	484.	41.	.5	5.	454.	41.	31.
OKT	537.	47.	.8	5.	508.	45.	37.
NOV	548.	46.	.4	5.	520.	43.	36.
DES	553.	45.	.6	5.	526.	43.	35.
ÅRSSUM	5860.	489.	12.5	51.	5503.	514.	377.

Tabell 8.4.i
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofisk-feltene

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	1189.	966.	1.	77.	1023.	175.	739.
FEB	1071.	864.	2.	69.	859.	153.	694.
MAR	1165.	924.	2.	77.	973.	164.	722.
APR	1137.	900.	1.	79.	1041.	162.	594.
MAI	1166.	921.	1.	76.	1079.	160.	672.
JUN	1139.	882.	2.	77.	973.	159.	528.
JUL	1033.	771.	2.	69.	902.	122.	479.
AUG	1202.	915.	1.	80.	1081.	156.	585.
SEP	1169.	916.	1.	77.	1024.	149.	645.
OKT	1222.	946.	1.	83.	1082.	150.	724.
NOV	1176.	909.	1.	77.	1042.	136.	732.
DES	1182.	911.	2.	78.	1071.	136.	762.
ÅRSSUM	13851.	10825.	17.	919.	12150.	1822.	7876.

Tabell 8.4.j
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Tommeliten

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Stabil olje Teesside	NGL Teesside	Gass solgt Emden
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³
JAN	87.	125.	69.	18.	115.
FEB	76.	108.	61.	16.	100.
MAR	86.	125.	67.	19.	117.
APR	82.	121.	65.	17.	112.
MAI	65.	93.	51.	14.	87.
JUN	73.	113.	57.	16.	106.
JUL	59.	90.	47.	11.	83.
AUG	77.	117.	59.	17.	110.
SEP	67.	107.	52.	14.	99.
OKT	70.	116.	54.	15.	108.
NOV	68.	113.	53.	14.	105.
DES	71.	118.	56.	14.	109.
ÅRSSUM	881.	1346.	691.	185.	1251.

Tabell 8.4.k
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Oseberg

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	1485.	210.	2.	10.	1495.
FEB	1338.	188.	4.	8.	1335.
MAR	1524.	212.	4.	10.	1522.
APR	1516.	208.	2.	9.	1514.
MAI	1580.	217.	4.	9.	1577.
JUN	1051.	146.	2.	6.	1045.
JUL	1359.	189.	5.	8.	1355.
AUG	1259.	173.	5.	8.	1255.
SEP	1611.	225.	3.	10.	1606.
OKT	1625.	227.	5.	10.	1620.
NOV	1586.	221.	3.	10.	1581.
DES	1410.	197.	6.	9.	1403.
ÅRSSUM	17344.	2413.	45.	107.	17308.

Tabell 8.4.l
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Veslefrikk

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Sture
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN	85.	11.	11.	0.0	70.
FEB	114.	15.	15.	0.0	115.
MAR	153.	21.	21.	0.0	154.
APR	153.	20.	20.	0.0	153.
MAI	258.	35.	10.	0.0	259.
JUN	283.	38.	9.	0.0	286.
JUL	254.	34.	9.	2.0	256.
AUG	257.	35.	5.	2.0	259.
SEP	325.	44.	6.	2.0	328.
OKT	341.	44.	3.	3.0	342.
NOV	320.	41.	2.	3.0	322.
DES	325.	41.	4.	3.0	328.
ÅRSSUM	2868.	379.	45.	15.0	2872.

Tabell 8.4.m
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gyda

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN
FEB
MAR
APR
MAI
JUN	26.	4.	4.	0.	16.	0.	2.
JUL	139.	20.	8.	1.	129.	9.	14.
AUG	172.	24.	5.	2.	158.	16.	20.
SEP	259.	37.	6.	1.	238.	26.	31.
OKT	324.	48.	16.	2.	300.	28.	35.
NOV	361.	56.	9.	2.	334.	41.	41.
DES	347.	53.	9.	2.	323.	38.	38.
ÅRSSUM	1628.	242.	57.	10.	1498.	158.	181.

Tabell 8.4.n
Månedlig olje- og gassproduksjon fra testproduksjon på Troll-Vest

1990	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³
JAN	82.	5.6	4.2	1.4
FEB	80.	7.0	5.0	2.0
MAR	121.	7.7	5.3	2.4
APR	123.	7.0	5.2	1.8
MAI	83.	7.4	5.7	1.7
JUN	123.	6.8	5.2	1.6
JUL	83.	6.8	4.8	2.0
AUG	83.	5.7	4.3	1.4
SEP	81.	5.5	4.1	1.4
OKT	83.	16.5	14.9	1.6
NOV	80.	5.2	4.4	.8
DES	41.	2.2	1.9	.3
ÅRSSUM	1053.	83.4	65.0	18.4

Tabell 8.4.o
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Hod

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN
FEB
MAR
APR
MAI
JUN
JUL
AUG
SEP
OKT	56.	6.	.	.	53.	6.	3.
NOV	58.	7.	.	.	54.	7.	4.
DES	51.	7.	.	.	48.	7.	3.
ÅRSSUM	165	21.	0.0	0.0	155.	21.	10.

Tabell 8.4.p
Månedlig olje- og gassproduksjon fra testproduksjon på Mime

1990	Olje prod ustabilisert	Gass prod	Stabil olje Teesside	Gass Emden	NGL Teesside
	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³	Mill Sm ³	1000 Sm ³
JAN
FEB
MAR
APR
MAI
JUN
JUL
AUG
SEP
OKT	2.	0.	2.	0.	0.
NOV	13.	3.	12.	3.	1.
DES	12.	3.	12.	3.	1.
ÅRSSUM	27.	6.	26.	6.	2.

8.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1990

FORSKRIFTER

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1990. En ajourført samling med de lover, forskrifter og veiledninger som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1990.
- Forskrift for bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten.
- Forskrift om naturdata i petroleumsvirksomheten.
- Forskrift om rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten.
- Forskrift om gjennomføring og bruk av risikoanalyser i petroleumsvirksomheten
- Veiledning om kvalifikasjoner for personale tilknyttet bemannede undervannsoperasjoner i petroleumsvirksomheten.
- Veiledning om utforming, beregning og dimensjonering av stålkonstruksjoner i petroleumsvirksomheten.
- Veiledning til utforming av og innhold i plan for utbygging og drift av petroleumsforkomster.

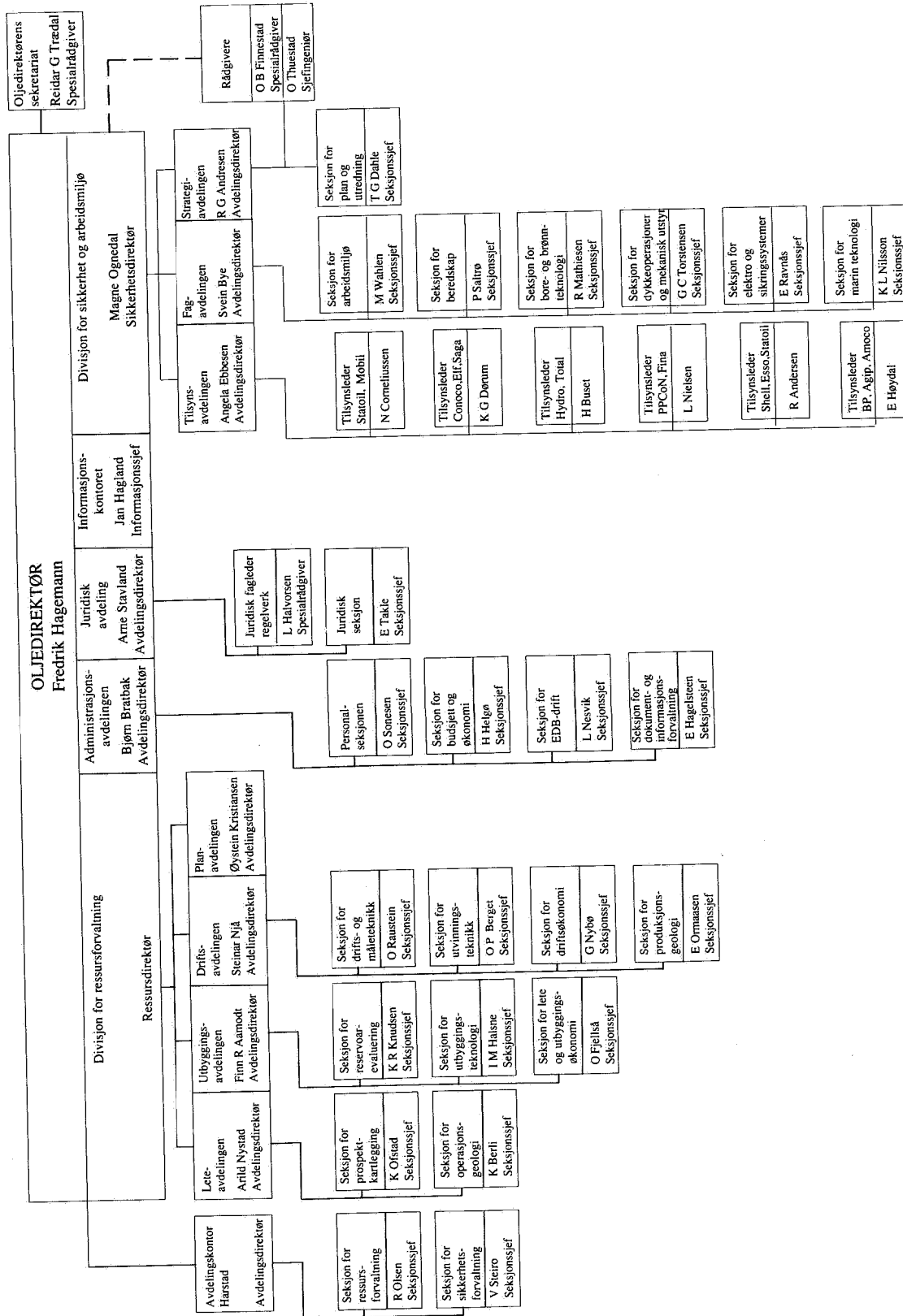
STUDIER – RAPPORTER

- Application of multivariate analysis to carbon-13 nuclear magnetic resonance spectra of mixtures.
- Drifting objects that may cause a threat to petroleum installations/units.
- 3 rapporter om «Opplevd risiko og sikkerhet» Oppsummeringsrapport – Resultatrapport – Teknisk dokumentasjonsrapport.

ANDRE PUBLIKASJONER

- Well Data Summary Sheets, vol 15. Borehull fullført 1984.
- NPD-Bulletin No.6. Structural elements of the Norwegian Continental Shelf.
- Oljedirektoratets årsberetning 1989.
- NPD Annual report 1989.
- Licenses, Areas, Area-coordinates, Exploration Wells.
- Borehole Lists.

8.6 ORGANISASJONSTABLÅ



Korreksjoner Oljedirektoratets årsberetning 1990

Det har beklageligvis oppstått enkelte feil i Oljedirektoratets årsberetning 1990 – feil som hovedsakelig skyldes produksjonstekniske årsaker.

Det er feil ved tre figurer. I fig. 2.2.2.a, s. 23, skal tallet for 1983 være 40. De følgende tre figurer skal se ut som følger:

Fig. 4.8.3.a
Personskader i perioden 1979–90

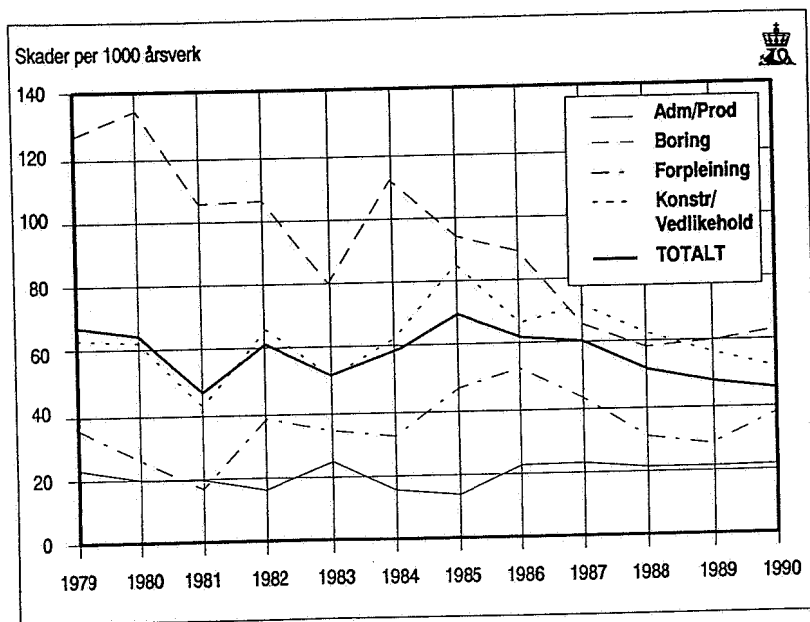


Fig. 8.2.a
Regional fordeling av leteboringen.

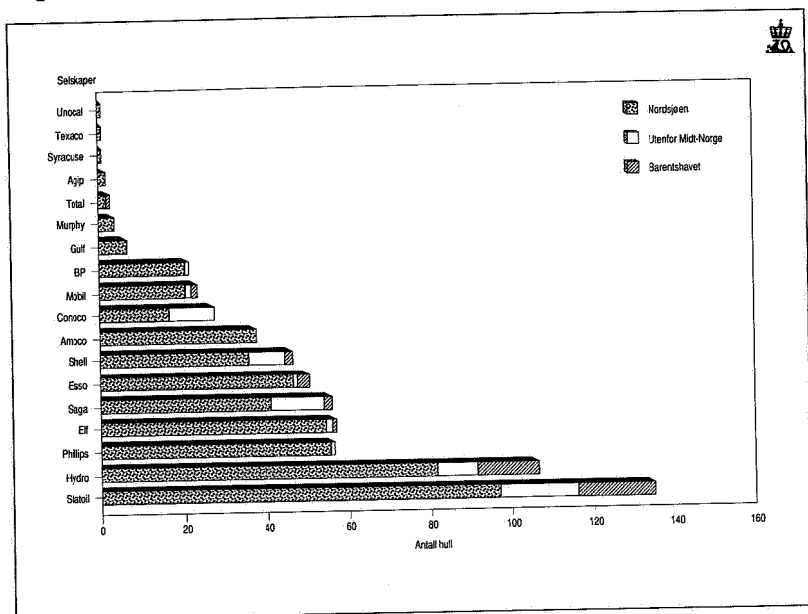
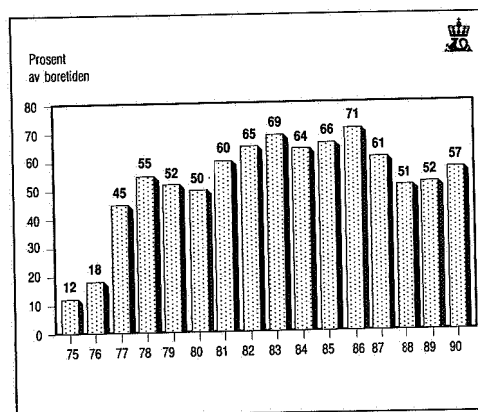


Fig. 8.2.c
Norske selskapers andel av leteboringen.
Prosent av operasjonsdager per år 1975–1990



Følgende figurer har fått feil tekst. Riktig tekst skal være:

Fig. 4.16.2.b
Trykkfallsyke ved dykking på norsk kontinentalsokkel (1978–90)

Fig. 8.2.b
Operasjonsdager per selskap i 1990

Fig. 8.2.d
Sesongsvingninger i boreaktiviteten. Letehull påbegynt 1966–1990

Fig. 8.2.e
Gjennomsnittlig boredyp for letehull 1966–1990

I tillegg har det oppstått følgende feil i teksten:

s. 5:
Ved en inkurie er Sleipner kommet med i omtale av behandlede planer for utbygging og drift i Styrets beretning.

s. 65:
Planlagt daglig kapasitet i Europipe skal være gitt i 10^6 i stedet for 10^9 .

s. 69:
Tabell 3.2. Resterende gassreserver i Øst-Frigg skal være $4.2 \times 10^9 \text{ Sm}^3$.

s. 75:
4.4 Erfaringer med internkontroll. I kommentarene til de to hovedgruppene skal gruppe 1 være gruppe 2 og gruppe 2 være gruppe 1.

