

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1988



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1988

«Oljedirektoratets målsetting er å bidra aktivt 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	2.5.2	Ekofisk-området	40
	DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	7	2.5.3	Tommeliten	42
1.1	OLJEDIREKTORATETS OPPGAVER	7	2.5.4	Ula	43
1.2	OLJEDIREKTORATETS MÅLSETTING	7	2.5.5	Heimdal	44
			2.5.6	Frigg-området	46
1.3	STYRET OG ADMINISTRASJON	7	2.5.6.1	Frigg	46
1.3.1	Styret	7	2.5.6.2	Øst-Frigg	47
1.3.2	Organisasjon	7	2.5.6.3	Nordøst-Frigg	48
1.3.3	Personell	8	2.5.6.4	Odin	48
1.3.4	Budsjett/økonomi	8	2.5.7	Statfjord	50
1.3.5	Informasjon	9	2.5.8	Murchison	52
1.3.6	Biblioteket	10	2.5.9	Gullfaks	53
1.3.7	INFOIL-sekretariatet	10	2.5.10	Oseberg	55
2	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	11	2.6	TRANSPORTSYSTEM FOR GASS OG OLJE	57
2.1	UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGSTILLATELSER	11	2.6.1	Eksisterende transportsystem	57
2.1.1	Nye undersøkelsestillatelser	11	2.6.2	Zeepipe	58
2.1.2	Tildelingsrunder og nye utvinningstillatelser	11	2.7	SLUTTFASE/FJERNING	58
2.1.3	Andelsoverdragelser	11	3	PETROLEUMSRESSURSER	61
2.1.4	Tilbakeleveringer/oppgaver	14	3.1	RESSURSREGNSKAPET	61
2.2	KARTLEGGING OG LETEBORING	14	3.2	RESERVEGRUNNLAGET FOR BE-SLUTTEDE FELT	62
2.2.1	Geofysiske og geologiske undersøkelser	14	3.3	ØVRIGE PÅVISTE RESSURSER SØR FOR STAD	62
2.2.1.1	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1988	14	3.4	PÅVISTE RESSURSER NORD FOR STAD	62
2.2.1.2	Åpning av nye leteområder	17	3.5	ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING	62
2.2.1.3	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	17	3.5.1	Felt i produksjon	62
2.2.1.4	Salg av seismiske data	17	3.5.2	Andre funn sør for Stad	63
2.2.1.5	Frigivning av data og materiale fra sokkelen	19	3.5.3	Haltenbanken	65
2.2.1.6	Vitenskapelige undersøkelser	21	3.5.4	Barentshavet	65
2.2.2	Leteboring	21	4	SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ I PETROLEUMSSEKTOREN	67
2.2.2.1	Fordeling på prospekttyper	23	4.1	INNLEDNING	67
2.2.2.2	Nye funn i 1988	23	4.1.1	Veiledning til deltakerne i næringen	67
2.2.2.3	Nærmere beskrivelse av de ulike boringer	26	4.1.2	FoU-aktivitet i S-divisjonen	67
2.2.2.4	Svalbard	28	4.2	REGELVERK - REGELVERKS-ARBEID	67
2.3	FELT UNDER VURDERING	30	4.2.1	Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø	67
2.3.1	Nordsjøen	30	4.2.2	Regelverksarbeid	67
2.3.2	Haltenbanken	32	4.3	TILSYNSAKTIVITETEN	68
2.3.3	Troms	34	4.3.1	Samtykker og tillatelser	68
2.4	FELT VEDTATT UTBYGD	34	4.3.2	Prioriteringer og mål	68
2.4.1	Veslefrikk	34	4.3.3	Erfaringer	68
2.4.2	30/6 Gamma Nord	34	4.3.3.1	Etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven	69
2.4.3	Troll	35	4.3.3.2	Tidlig fase	69
2.4.4	Snorre	36	4.3.3.3	Eldre innretninger	69
2.4.5	Sleipner Øst	36	4.4	FJERNING AV FLOTELL FRA STAT-FJORD B	69
2.4.6	Gyda	37	4.5	BEMANNINGSREDUKSJONER	69
2.4.7	Hod	37	4.6	INDUSTRIENS ERFARINGER MED INTERNKONTROLL	70
2.4.8	Draugen	38			
2.5	FELT I PRODUKSJON	39			
2.5.1	Valhall	39			



4.7 PERSONSKADER	70	4.14.3 Verneombudsordning	89
4.7.1 Skader innen boring	70	4.15 MEKANISK UTSTYR	89
4.7.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter ...	70	4.15.1 Ubemannede brønnhodeinnretninger .	89
4.7.3 Skadeoversikt for produksjonsaktivite-	70	4.15.2 Komposittmaterialer	90
4.7.4 Oversikt over personskader i forbin-		4.16 OLJEDIREKTORATETS OPPFØL-	
delse med lete- og produksjonsboring		GING AV ULYKKER UTENFOR	
fra flyttbare innretninger	73	NORGE	90
4.8 ARBEIDSMILJØ	81	4.16.1 «Piper Alpha»	90
4.8.1 Prosjektering av nye innretninger	81	4.16.2 «Viking Explorer»	90
4.8.2 Operatørselskapets hovedarbeidsgiver-		4.16.3 «Ocean Odyssey»	90
ansvar – kontraktorselskapenes ar-			
beidsgiveransvar	81	5 PETROLEUMSØKONOMI	91
4.8.3 Dokumentasjon av kjemisk helsefare –		5.1 LETEVIRKSOMHET, VARE- OG	
produktdatablad	81	TJENESTELEVERANSER	91
4.8.4 Asbest	81	5.2 KOSTNADER FORBUNDET MED UT-	
4.8.5 Epoksybaserte malingsprodukter	82	BYGGING OG DRIFT PÅ NORSK	
4.8.6 Kvikksølveksponering	82	KONTINENTALSOKKEL	91
4.8.7 Hydrogensulfid	82	5.3 PRODUKSJONSAVGIFT	92
4.8.8 Ubemannede innretninger	82	5.3.1 Total produksjonsavgift	93
4.8.9 Flerferdighet og flerfaglighet	82	5.3.2 Produksjonsavgift olje	93
4.8.10 Arbeidstid	83	5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL	93
4.8.11 Redusert arbeidstid	83	5.4 AREALAVGIFT PÅ UTVINNING-	
4.8.12 Arbeidsmiljøutvalg på sokkelen	83	TILLATELSER	94
4.8.13 Flyttbare innretninger	83	5.5 PETROLEUMSMARKEDET	94
4.9 BEREDSKAP	83	5.5.1 Råoljemarkedet	94
4.9.1 Alternative evakueringsystemer	83	5.5.2 Gassmarkedet	95
4.9.2 Drivende gjenstander	83	5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinen-	
4.9.3 Kollisjon mellom tysk ubåt og Oseberg		talsokkel	96
B-innretningen	83	6 SPESIELLE UTREDNINGER OG	
4.9.4 Erfaring fra leteboring i Barentshavet –		PROSJEKTER	99
beredskapsmessige forhold	84	6.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALT-	
4.9.5 Helikoptre stasjonert i Hammerfest ...	84	NING	99
4.9.6 Drivstoffoverføring fartøy – helikopter	84	6.1.1 Leteavdelingen	99
4.9.7 Overenskomst om redning i Barents-		6.1.2 Utbyggingsavdelingen	101
havet mellom Sovjetunionen – Norge .	84	6.1.3 Driftsavdelingen	103
4.9.8 Forskning innen beredskap	84	6.1.4 Planavdelingen	105
4.9.9 Sikkerhetssoner	84	6.1.5 SPOR	106
4.10 BORING	84	6.2 DIVISJON FOR SIKKERHET OG	
4.10.1 Leteboring i nordområdene	84	ARBEIDSMILJØ	107
4.10.2 Samordning av boreaktivitetene	84	6.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN .	111
4.10.3 Konsekvensutredningen for åpning av			
Barentshavet syd, Troms II, Troms III		7 INTERNASJONALT SAMARBEID ...	113
og sydlige deler av Finnmark vest for		7.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER	113
petroleumsvirksomheten	85	7.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ ..	113
4.10.4 Utvikling av sikringsventil for boring av		7.2.1 Innledning	113
topphullseksjoner	85	7.2.2 EF – Det europeiske felleskap	114
4.10.5 Boredatabasen – DDRS	85	7.2.3 IMO – International Maritime Organi-	
4.11 NATURMILJØ	86	zation	114
4.11.1 Innsamling av naturdata	86	7.2.4 CCOP/ASCOPE/NECOR	114
4.11.2 Isfjell og sjøis	86	7.2.5 EDTC – European Diving Technology	
4.12 STRUKTURER OG RØRLEDNINGER		Committee	114
4.12.1 Database for skader og avvik på innret-		7.2.6 Elektrotekniske normer og forskrifter .	114
ninger, stigerør og rørledninger	87	7.3 ISO - DEN INTERNASJONALE	
4.12.2 Konstruksjonsstål	87	STANDARDISERINGS-	
4.12.2.1 Rørledninger og stigerør	87	ORGANISASJONEN	114
4.13 ELEKTRISKE ANLEGG OG SIK-		8 STATISTIKKER OG OVERSIKTER .	115
RINGSSYSTEMER	88	8.1 MÅLENHETER	115
4.13.1 Elektriske anlegg og utstyr	88	8.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGS-	
4.13.2 Gasslekasjer gjennom dreneringssyste-		AKTIVITETEN	116
mer	88	8.3 STATISTIKK OVER PRODUK-	
4.13.3 Branner	88	SJONSBORING	118
4.13.4 Gasslekasjer	88	8.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS .	122
4.14 DYKKING	88	8.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV	
4.14.1 Forskning innenfor dykking	89	OLJEDIREKTORATET I 1988	125
4.14.2 Felles bruk av dykketjenester	89	8.6 ORGANISASJONSTABLÅ	126

Styrets beretning

I 1988 kunne Oljedirektoratet se tilbake på 15 års virksomhet. Arbeidsdagen begynte 1.4.1973 i Stavanger. Siden den gang har petroleumsvirksomheten i Norge kommet inn i en mer moden fase, men fortsatt viser uventede og dramatiske hendelser at en i petroleumsvirksomheten må vise fleksibilitet og evne til å kunne tilpasse seg.

Den mest dramatiske hendelsen i 1988 var den tragiske ulykken ombord i «Piper Alpha»-plattformen i britisk del av Nordsjøen, hvor 167 mennesker mistet livet. Ulykken viser hvor nødvendig det er å ivareta sikkerhetsmessige og miljømessige målsettinger, parallelt med at kravene til forbedret lønnsomhet og effektivitet søkes oppfylt.

«Piper Alpha»-ulykkens art og omfang gjorde det nødvendig for Oljedirektoratet å vurdere hvilke umiddelbare konsekvenser katastrofen kunne få for virksomheten og sikkerheten på norsk sokkel. Det ble i denne forbindelse holdt regulære møter mellom Oljedirektoratet, operatørselskapene og arbeidstaker-organisasjonene for utveksling av informasjon, noe ulykken avdekket stort behov for.

Med utgangspunkt i ulykken påla Oljedirektoratet operatørselskapene for norske olje- og gassfelt å gjennomgå på ny de sikkerhetsstudier som i sin tid ble foretatt for de nyeste installasjonene i Nordsjøen, og la eldre plattformer bli underlagt de samme sikkerhetsvurderinger i lys av blant annet nytt regelverk og driftserfaringer. Tiltak ut over dette har Oljedirektoratet foreløpig ikke funnet grunn til å iverksette.

«Piper Alpha»-katastrofen medførte også en stor og til dels pågående debatt om norsk sikkerhetstenkning og arbeidsmiljøutvikling på sokkelen, selv om sikkerhetsnivået på norsk sokkel er bevisst bearbeidet og forbedret gjennom årene.

Styret er av den oppfatning at denne utvikling med Oljedirektoratet som aktiv medspiller, må fortsette. Det er grunn til å fremheve det omfattende arbeid som er utført i løpet av året med hensyn til modernisering av sikkerhetsreglene. Målsettingen er en ytterligere bedring av arbeidsmiljøet gjennom vektlegging av operatørs ansvar vis a vis arbeidsmiljøloven. Dette gjelder blant annet forholdet til kjemisk helsefare.

En rekke nye forutsetninger for virksomheten på sokkelen vil få innvirkning nettopp på arbeidsmiljøet i årene som kommer. I 1988 har en sett begynnelsen på en slik utvikling, blant annet gjennom reduksjon av bemanningen i deler av virksomheten på Ekofisk (boring), en diskusjon som har medført sterkt engasjement fra arbeidstakers side.

Utviklingen av ny, enklere teknologi som en lavere oljepris fremtvinger, vil sette store krav til innovasjon og sikkerhetsplanlegging innenfor de standarder som er nedfelt på norsk kontinentalsok-

kel. I 1988 har da også oljeindustrien flyttet teknologigrensene på norsk sokkel. Det gjelder for eksempel utbyggingen av Øst-Frigg og Tommeliten som er de første undervannssystemer for produksjon i Norge. Oljedirektoratet har i 1988 også behandlet planene for utbygging av Hod-feltet som vil bli den første ubemannede, fjernstyrte brønnhodeplattform på norsk sokkel.

Oljedirektoratet ser klart at en utvikling langs disse linjer vil komme stadig mer, og vil innenfor sitt ansvarsområde, bidra til å finne løsninger.

Også på andre områder av sokkelvirksomheten har utviklingen i 1988 bidratt til å forsterke oppfatningen av at viktige rammebetingelser kan endre seg dramatisk. De prisforutsetninger en la til grunn på midten av 1980-tallet, er langt fra oppfylt. Kanskje står vi overfor en langvarig periode med usikre priser.

I Oljedirektoratets perspektivanalyse for 1988 «Norske petroleumssressurser i et historisk og globalt perspektiv» har en for første gang siden oljevirksomheten kom i gang i Norge i 1966, foretatt en gjennomgang av de viktigste sider ved petroleumsvirksomheten og forsøkt å sette Norges ressursgrunnlag og utbyggingspotensiale inn i et globalt perspektiv.

Norge har påvist petroleumssressurser til 28 års oljeproduksjon og 98 år med gassproduksjon på dagens nivå. Det er denne ressurs-situasjonen perspektivanalysen setter inn i et historisk perspektiv. Hensikten har vært å formidle at ressurstilveksten på norsk sokkel ikke kan skje i samme tempo og omfang som hittil.

Mens petroleumss-regnskapet i 1987 viste at Norge tok ut mer olje av sokkelen enn det som ble funnet av nye forekomster, er situasjonen ved årsslutt 1988 det motsatte. Tilveksten er større enn uttaket. Dette skyldes særlig oppjustering av oljeressursene i felt som er i drift. Men også nye, om enn små funn av olje bidrar til dette positive regnskapet.

Det er ikke gjort nye gassfunn i 1988, men også for gass medfører oppjustering av de eksisterende ressursene i eldre felt at gass-regnskapet blir positivt.

En må derfor på norsk sokkel være i stand til å bygge ut relativt krevende ressurser på et teknisk og økonomisk forsvarlig grunnlag. Dette behøver imidlertid ikke bety at Norges konkurranse-situasjon overfor andre oljeproduiserende land utenfor OPEC behøver å utvikle seg negativt, selv om leteboringen de to siste årene ikke har gitt de helt store resultater. Tre funn er gjort, alle i Nordsjøen. Leteresultatene utenfor Midt-Norge har ikke svart til forventningene, og det er heller ikke gjort nye funn i Barentshavet.

Som ved forrige tildelingsrunde, gjenspeiler også

filosofien bak 12. runde i 1988 noe av den aktuelle ressursituasjonen. 12. runde ble delt inn i en A-B-fase. Fase A omfattet 18 blokker/deler av blokker i Nordsjøen. 23 selskaper søkte, og det ble i alt tildelt 11 nye utvinningstillatelser, hvorav 4 med norsk operatør. Fina, som ikke tidligere har vært operatør på norsk sokkel, ble denne gang tildelt en operatøroppgave.

De fleste av de tildelte blokkene i 12. runde, fase A i Nordsjøen, ligger nær eksisterende felt som er i produksjon. En av hensiktene er å påvise nye oljeresurser som vil være økonomisk lønnsomme å bygge ut sett i sammenheng med eksisterende felt. I tillegg er det hensikten å få en oversikt over mulige ressurser som kan strekke seg over grensen til andre lands kontinentalsokkel.

12. runde fase B omfatter områder nord for Stad. Tre blokker innenfor Møre 1 ble utlyst, to på Haltenbanken og åtte nye nøkkelblokker fordelt på tre områder i Barentshavet. I tillegg ble tidligere ikke tildelte blokker utlyst. I alt var det mulig å søke på 106 blokker nord for Stad. Søknadsfristen var

15.11.1988 med tildeling over nyttår. 21 selskaper søkte.

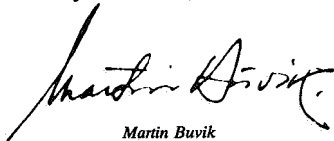
Interessen for Svalbard har vært stabil de 2-3 siste årene. I 1988 påbegynte det sovjetiske selskapet Trust Arktikugol en ny boring i Vassdalen, mens det svenske selskapet Polargas Prospektering, gjorde seg ferdig med hullet som ble påbegynt på Haketangen i 1987. Det ble her testet mindre mengder gass.

For Barentshavet er det inngått avtale mellom sovjetiske og norske myndigheter om samarbeid om redningstjenesten i Barentshavet. Gjennom avtalen er det etablert kontakt mellom norske og sovjetiske redningssentraler, noe som ventes å lette redningsarbeidet vesentlig.

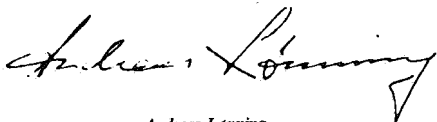
Petroleumsloven har hatt en sterk samordnet effekt for Oljedirektoratets forvaltningsoppgave innen ressurs, sikkerhet og arbeidsmiljø. Styret legger vekt på at den kompetanse, erfaring og tverrfaglige innsikt Oljedirektoratet representerer, blir bevart og videreutvikles for å kunne møte stadig nye utfordringer på sokkelen.

Stavanger, 26.1.1989

I styret for Oljedirektoratet



Martin Buvik



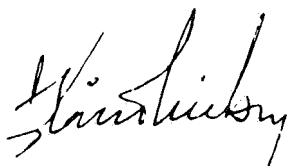
Andreas Lønning



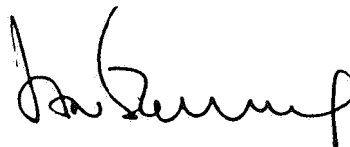
Per Sævik



Liv Hatland



Kåre D. Nielsen



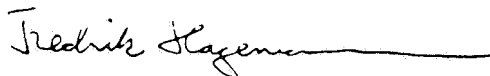
Jan B. M. Strømme



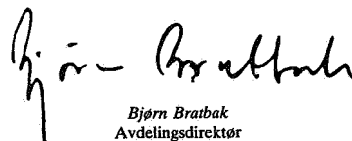
Odd Raustein



Anna Aabø



Fredrik Hageman
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 delegasjoner. Delegasjonene følger direkte av lov/forskrifter eller ved egne delegasjonsvedtak fra overordnet myndighet. Delegasjonene 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 petroleumsforekomster på Svalbard av 29.3.1988
- Forskrifter vedrørende vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster på den norske kontinentalsokkel m v 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 blant annet ovenstående 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 ADMINISTRASJONEN

1.3.1 Styret

Styrets sammensetning har i beretningsperioden vært:

- Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- Konserndirektør Andreas Lønning, Oslo
- Stipendiat Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- Adm direktør Liv Hatland, Oslo
- Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- Sekretær Ole Knapp, Oslo
- Seksjonssjef Odd Raustein, Stavanger
- Sjefingeniør Anne-Lise Jensen, Stavanger

Vararepresentanter:

For 1-4:

- Ordfører Per Sævik, Remøy

- Fylkesvaraordfører Sylvi Enevold, Hammerfest
- Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

- Adm direktør Halvor Ø Vaage, Stavanger

For 6:

- Oljeseekretær Jan B M Strømme, Oslo

For 7-8:

- Spesialrådgiver Anna Aabø, Stavanger
- Arkivleder Bjørn Kvant, Stavanger

Sekretær Ole Knapp ble 12.2.1988 fritatt fra vervet som styremedlem. Fra samme dato trådte oljeseekretær Jan B M Strømme inn i styret og advokat Bjørn Kolby, Oslo, ble oppnevnt som personlig varamann.

Stipendiat Bjørg Simonsen ble 19.2.1988 oppnevnt til statssekretær i Samferdselsdepartementet. Fra samme dato trådte ordfører Per Sævik inn i styret.

Sjefingeniør Anne-Lise Jensen sa 18.7.1988 opp sin stilling i Oljedirektoratet. Fra samme dato trådte spesialrådgiver Anna Aabø inn i styret.

Styret har i beretningsperioden hatt åtte møter. I mai var styret på studiereise til Shell-gruppen i Nederland, hvor blant annet Shells laboratorium i Rijsvijk og gassfeltet Groningen ble besøkt. I oktober besøkte styret Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

1.3.2 Organisasjon

Organisasjonsendringen som har pågått de senere år ble formelt avsluttet ved en protokoll som ble underskrevet av ledelsen og tjenestemånsorganisasjonene 5.4.1988.

Det gjenstår å få tilsatt en seksjonssjef i den nyopprettede seksjonen for informatikk og dokumentbehandling i Administrasjonsavdelingen.

Det er inngått en samarbeidsavtale mellom Oljedirektoratet og NORAD om oppretting av en ny administrativ enhet underlagt oljedirektøren. Denne enheten skal etablere petroleumsopplæring for ledere og nøkkelpersonell tilknyttet petroleumssektoren i U-land. Samarbeidsavtalen er midlertidig og gjelder fra 1.1.1989 til utløpet av 1991. Den nye administrative enheten vil i utgangspunktet bestå av to ledere utlånt fra Oljedirektoratet og Statoil og en sekretærstilling.

1.3.3 Personell

Ved utgangen av beretningsperioden har direktoratet 335 stillinghjemer. Oljedirektoratet fikk ingen nye stillinger i 1988. I forbindelse med et statlig forskningsprogram for økt utvinning (SPOR-prosjektet), direkte underlagt Olje- og energidepartementet, er det opprettet en midlertidig stilling for fire år som leder for prosjektet. Tre stillinger er lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp. 336 tilsatte er i tjeneste ved utgangen av 1988, pluss 13 medarbeidere på permisjon. Av medarbeiderne er 37,3 % kvinner. Figur 1.3.3. viser andel menn/kvinner i de forskjellige stillingsgrupperinger i Oljedirektoratet. En av NORADs spesialrådgivere for oljespørsmål i utviklingsland har arbeidet i direktoratet hele beretningsperioden.

I 1988 har direktoratet behandlet 73 tilsettingssaker. Det er tilsatt 21 nye medarbeidere i faste stillinger. Av de nytilsatte er 6 tilflyttere, 1 av de nye medarbeiderne kommer fra oljerelatert virksomhet og 3 er nydannet.

39 medarbeidere har fratrudd sine stillinger. Dette utgjør 11,6 % av det totale antall stillingshjemer (Tabell 1.3.3).

Avgangen i 1988 er nokså jevnt fordelt på de forskjellige divisjonene/avdelinger. Avgangen er noenlunde lik de foregående år, med unntak av i fjor da avgangen var mindre enn vanlig.

Likestilling

Direktoratet har særavtale om likestilling og eget likestillingsutvalg. Utvalget består av 4 medlemmer, 2 fra ledelsen og 2 fra tjenestemannsorganisasjonene. Utvalget har siste år blant annet arbeidet med å utarbeide et system for å vise eventuelle forskjeller i lønns plassering og lønnsutvikling mellom kjønnene. Utarbeidelse av handlingsplan for likestilling er et av utvalgets oppgaver.

Medbestemmelse

Samarbeidet med tjenestemannsorganisasjonene har skjedd etter samme mønster som tidligere år med månedlige møter mellom de tillitsvalgte og hovedledelsen.

Det er avholdt 11 møter hvor det er behandlet 50 saker. Av aktuelle saker nevnes følgende:

- Budsjettforslag
- Innføring av attførings- og AKAN-utvalg

- Bruk av nynorsk i Oljedirektoratet
- Velferdsbudsjettet
- Rammebeskrivelse for Sikkerhetsdivisjonen
- Tilbaketrekkingen av lønnsfullmaktene
- Kriterier for opprykk til sjefsingeniør
- Virksomhetsplaner for 1988
- Årsberetning for 1987

I likhet med tidligere år har styret hatt et gjensidig orienteringsmøte med representanter fra de syv tjenestemannsorganisasjonene.

Opplæring

Opplæringsbudsjettet i 1988 var på kr 3 290 000. Midlene er blitt brukt i tråd med tidligere praksis, og store deler har som før gått med til reise- og oppholdsutgifter. Det er i tillegg lagt større vekt på intern opplæring. Dette har vist seg å gi en effektiv utnyttelse av ressursene. Det blir i denne sammenheng utgitt kurskatalog over de interne tilbudene. Det ble også utviklet en kurspakke i lederopplæring. Opplæringen kom igang i 1988 og vil fortsette i 1989. Som i forrige beretningsperiode er det flere medarbeidere som har deltatt i «on-the-job-training» i oljeselskapene. Selskapene har lagt forholdene godt til rette, og opplæringsperioden har gitt godt utbytte for medarbeiderne.

1.3.4 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er i 1988 totalt benyttet kr 225 766 843.

Beløpet fordeler seg slik:

- Driftsbudsjett	kr 156 311 420
- Kontrollutgifter	kr 8 845 358
- Geologiske og geofysiske undersøkelser	kr 56 604 308
- Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 4 005 757
	<hr/>
	kr 225 766 843

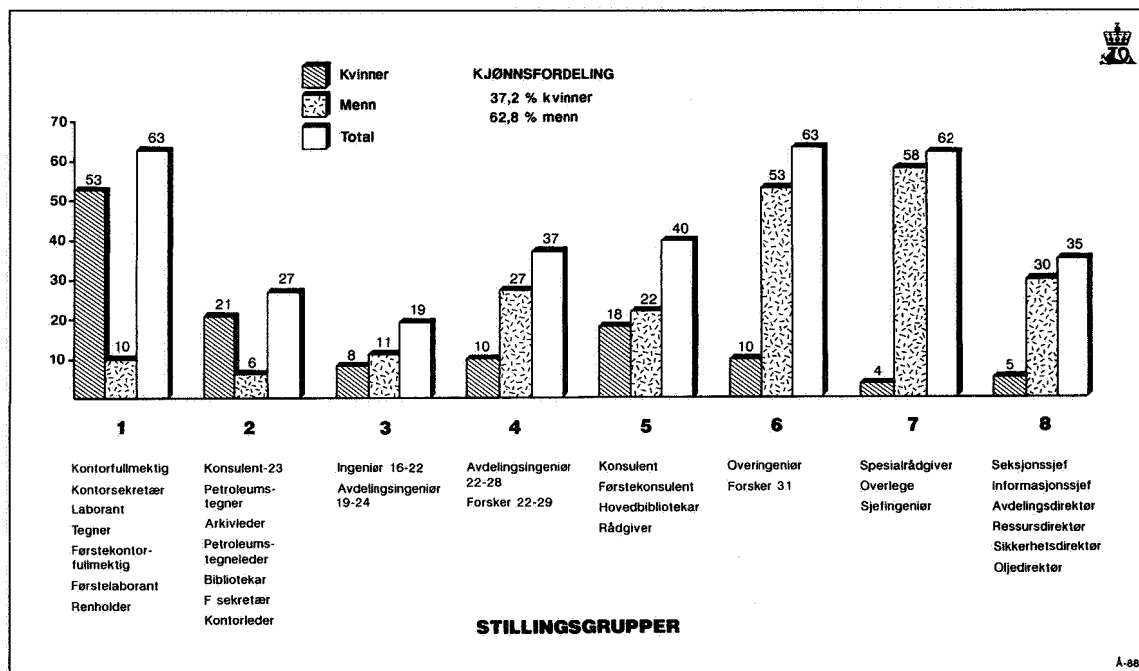
Av driftsbudsjettet utgjør lønnsutgifter kr 90 411 377 og bygningers drift og leie av lokale kr 5 657 023. Den resterende del, kr 60 243 020, dekker utgifter til konsulentbistand, drift av værskipet, FoU-prosjekter, reiser, opplæring, EDB-drift, nyinvesteringer i utstyr mv.

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

Tabell 1.3.3. Personell sluttet i 1988 med angivelse av stillingskategori

Divisjon/ Avdeling	Ledere	Spes. rådgivere	Sjef. ing	Over- ing	Første geolog/ Geolog	Avd- ing/ Ing	Råd- giver	F.sekr/ Kons/ F.kons	Kontor- pers	Sum	Avgang i %
R-div	2	0	2	2	1	2	1	3	1	14	10,5
S-div	0	3	2	5	0	6	0	0	0	16	15,5
J-avd	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	10,0
A-avd	0	0	0	0	0	0	1	2	5	8	11,5
Totalt	2	4	4	7	1	8	2	5	6	39	11,6

Fig. 1.3.3
Stillingsgrupper fordelt på kjønn pr. 31.12.88



- Opprydding av havbunnen kr 4 396 155
- Forskning og utvikling innen økt oljeutvinning (SPOR) kr 17 670 642
- World Petroleum Congress 1995 kr 17 371

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

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons- og arealavgifter (kap 5) har direktoratet mottatt kr 176 192 178 i inntekter.

For 1988 fordeler inntektene seg slik:

Salg av publikasjoner	kr 3 294 099
Salg av frigitt prøvemateriale	kr 1 419 302
Undersøkelingsgebyr	kr 1 900 000
Refusjon av kontrollutgifter	kr 28 341 744
Refusjon av utgifter i forbindelse med innsamling av miljødata	kr 3 500 000
Salg av seismisk undersøkelsesmateriale	kr 130 129 418
Renter av bankinnskudd	kr 4 877 241
Diverse inntekter	kr 2 730 374
	kr 176 192 178

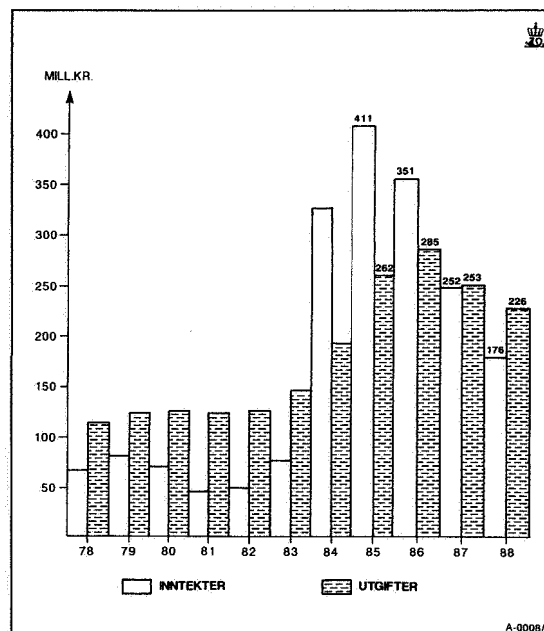
Oljedirektoratets driftsbudsjett og inntektsutvikling i perioden 1976–1988 er vist i figur 1.3.4.

1.3.5 Informasjon

Det har i beretningsperioden vært stor interesse for informasjon fra norske og utenlandske institusjo-

ner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Blant annet har representanter for utenlandske massemedia, enkeltvis eller i grupper besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirkksomheten. Oljedirektoratets medarbeidere har på sin side i stor utstrekning deltatt som foredragsholdere i ulike fora.

Fig. 1.3.4
Oljedirektoratets budsjett 1978–1988



Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetning for 1987 ble offentliggjort i august. Perspektivanalysen 1988 med tittel «Norske petroleumsressurser i historisk og globalt perspektiv» ble offentliggjort i forbindelse med Oljedirektoratets deltakelse på ONS-88.

I løpet av 1988 er det sendt ut 49 pressemeldinger, blant annet i forbindelse med avslutningen av letehull der Oljedirektoratet søker å gi maksimal informasjon.

1.3.6 Biblioteket

Aktiviteten i biblioteket har også i 1988 vært betydelig. Antall henvendelser etter litteratur og informasjon har økt med 9 %. Økningen skyldes større etterspørsel etter materiale internt. Den eksterne bruk av biblioteket har gått noe ned. Eksterne brukere omfatter norske og utenlandske bibliotek, studenter, forskere, oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen.

Bibliotekspersonalet har gitt omvisning i biblioteket og gitt orientering om bibliotekets tjenester til oljeselskaper, statlige etater og til andre bibliotek.

Biblioteket har deltatt aktivt i arbeidet med ut-

givelsen av referatorganet Olje-indeks og litteraturløst OIL. Etterspørselen etter litteratur fra Oljeindeks og OIL er fortsatt betydelig.

1.3.7 INFOIL-sekretariatet

Bruken av de EDB-baserte informasjonstjenester viser konstant abonnenttall til både databasene OIL og Infoil og til de trykte utgavene Oljeindeks og Oil index.

Bestillinger av originalpublikasjoner fra OIL-tjenesten til direktoratets bibliotek viser en økning i bruk av denne tjenesten på over 7 % fra forrige år.

Det er utarbeidet en diskettversjon som er tilbudt for salg til brukere av personlige datamaskiner.

Det er lagt frem en revidert plan for forskningsbasen Infoil 2 i samarbeid med NTNf og det britiske Department of Energy. Planen går ut på utveksling av data med EF-administrasjonen og samarbeid om deres databasetilbud fra Datacentralen i København.

Sekretariattjenesten for stiftelsen Forum for petroleumsdokumentasjon (FoP) har hatt samme aktivitet som tidligere år. Som planlagt opphørte Oljedirektoratets støtte til FoP fra 31.12.1988.

2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 UNDERSØKELSE- OG UTVINNINGS-TILLATELSER

2.1.1. Nye undersøkelsestillatelser

Der er per 31.12.1988 tildelt 164 kommersielle undersøkelsestillatelser. Hver tillatelse har en varighet på tre år.

Følgende tillatelser ble gitt i 1988:

Selskap:	Tillatelse nr:
A/S Norske Shell	158
Conoco Norway Inc	159
Western Geophysical Company	160
Nopec a.s	161
Britoil	162
Chevron Exploration North Sea Ltd	163
Horizon Exploration Ltd	164

2.1.2 Tildelingsrunder og nye utvinningstillatelser

I 12. tildelingsrunde, fase A, ble det utlyst 21 blokker i Nordsjøen, hvorav 15 blokker tidligere har vært tildelt. Blokkene ble utlyst 12.8.1987 med søknadsfrist 19.2.1988. 23 selskaper søkte, og samtlige blokker ble omsøkt. 8.7.1988 ble det tildelt 16 blokker som tilsammen utgjorde 11 utvinningstillatelser.

Tabell 2.1.2.a inneholder opplysninger om utvinningstillatelsene som ble gitt i 1988, mens tabell 2.1.2.b opplyser om alle utvinningstillatelser som er gitt siden 1965. Tabell 2.1.2.c viser norske og utenlandske andeler ved de enkelte tildelingsrunder.

I 12. tildelingsrunde fase B, ble det 1.9.1988 utlyst tre blokker i området Møre I, to blokker i Trøndelag II og åtte nøkkelblokker i Barentshavet. Det var dessuten adgang til å søke på blokker som var utlyst i tidligere tildelingsrunder men ikke tildelt. Søknadsfristen var 15.11.1988. 21 selskaper søkte på i alt 18 blokker. Tildeling vil ventelig foregå tidlig i 1989.

2.1.3 Andelsoverdragelser

I løpet av 1988 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 61 i lov nr 11 av 22.3.1985 om petroleumsvirksomhet:

Utvinningsstillatelse 018

Statoil har inngått bytteavtale med Elf og Total, og har nå en eierandel på 1 %. Fordelingen i utvinningstillatelse 018 er etter dette:

Coparex Norge A/S	0.399 %
Den norske stats oljeselskap a.s	1.000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	7.594 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %

Norexplor A.S	0.304 %
Norsk Agip A/S	13.040 %
Norsk Hydro Produksjon A.S	6.700 %
Norske Fina A/S	30.000 %
Phillips Petroleum Co Norway	36.960 %
Total Marine Norsk A.S	3.547 %

Utvinningsstillatelse 019B

Conoco har solgt 10 % til Norsk AEDC A/S og Norsk Moeco A/S med 5 % til hver. Fordelingen i utvinningstillatelse 019B blir etter dette:

Statoil	50.000 %
BP Petroleum Development (Norway) Ltd.	26.625 %
Conoco	9.375 %
KS/AS Pelican	4.000 %
Norsk AEDC A/S	5.000 %
Norsk Moeco A/S	5.000 %

Utvinningsstillatelse 046

Statoil har overdratt 10 % av sin andel til henholdsvis Elf, 9 % og Total, 1 %. Fordelingen i utvinningstillatelse 046 er etter dette:

Det norske stats oljeselskap a.s.	49.6 %
Esso Norge A/S	30.4 %
Norsk Hydro a.s.	10.0 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.0 %
Total Marine Norsk A/S	1.0 %

Utvinningsstillatelse 054

Statoil har solgt 3 % til henholdsvis Elf 2 % og Total 1 %. Mobil har solgt sin andel til henholdsvis Conoco 2.595 % og Elf 1.1045 %. Fordelingen i utvinningstillatelse 054 er etter dette:

A/S Norske Shell	25.9000 %
Conoco Norway Inc	6.2955 %
Den norske stats oljeselskap a.s.	58.8000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	3.1045 %
Norsk Hydro a.s.	4.9000 %
Total Marine Norsk A/S	1.0000 %

Utvinningsstillatelse 057

Etter operatørens drivverdighetserklæring 30.5.88 og etter at Amoco har solgt sin andel til Deminex, er fordelingen i utvinningstillatelse 057 følgende:

Den norske stats oljeselskap a.s.	51.0 %
Saga Petroleum a.s	14.7 %
Deminex (Norge) A/S	24.5 %
Amerada Hess Norge A/S	4.9 %
Texas Eastern Norway Inc.	4.9 %

Utvinningsstillatelse 085
 Statoil har overdratt 3 % til henholdsvis Elf 2 % og
 Total 1 %. Fordelingen i utvinningsstillatelse 085 er
 etter dette:
 Den norske stats oljeselskap a.s. 82.0 %

Elf Aquitaine Norge A/S 2.0 %
 Norsk Hydro a.s 9.0 %
 Saga Petroleum a.s 6.0 %
 Total Marine Norsk A/S 1.0 %

Tabell 2.1.2.a
Tildelinger: Tildelingsrunde 12A

Utv.nr	Felt/blokk	% Andel	Rettighetshavere (O=operatør)
143	1/2	25.000 50.000 15.000 10.000	O Phillips Petroleum Norsk A/S Den norske stats oljeselskap a.s Texas Eastern Norway A/S ØMV Norge A/S
144	1/5 og 1/6	25.000 25.000 50.000	O Norske Conoco A/S BP Petroleum Development of Norway A.s Den norske stats oljeselskap a.s
145	1/9 og 2/7	30.000 10.000 10.000 50.000	O BP Petroleum Development of Norway A.s Norsk Agip A/S Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s
146	2/4	20.000 10.000 20.000 50.000	O Saga Petroleum a.s. Amerada Hess Norge A/S Elf Aquitaine Norge A/S Den norske stats oljeselskap a.s
147	3/7 og 3/8	35.000 50.000 15.000	O A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s Total Marine Norsk A.S
148	7/4 7/7	50.000 25.000 10.000 15.000	O Den norske stats oljeselskap a.s Amerada Hess Norge A/S Amoco Norway A/S Total Marine Norsk A.S
149	16/3	40.000 10.000 50.000	O Esso Norge a.s Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s. Den norske stats oljeselskap a.s
150	24/9	30.000 10.000 50.000 10.000	O Norske Fina A/S Saga Petroleum a.s. Den norske stats oljeselskap a.s Texas Eastern Norway A/S
151	25/3	20.000 8.000 10.000 12.000 50.000	O Elf Aquitaine Norge A/S Det Norske Oljeselskap as Esso Norge a.s Norsk Hydro Produksjon a.s Den norske stats oljeselskap a.s
152	33/12	50.000 30.000 10.000 10.000	O Den norske stats oljeselskap a.s BP Petroleum Development of Norway A.s Idemitsu Oil Exploration (Norsk) a.s. Saga Petroleum a.s.
153	35/9 og 36/7	20.000 8.000 10.000 12.000 50.000	O Norsk Hydro Produksjon a.s Deminex (Norge) A/S Petrobras Norge A/S A/S Norske Shell Den norske stats oljeselskap a.s

Tabell 2.1.2.b
Utvinningsstillatelser og arealer per 1.1.1989

Tild.-runde	Tildelt	Utvinn. till. nr.	Antall til-delt*	tilb. levert*	Areal tildelt km ²	Areal tilb.lev. km ²	Areal i utv.till. km ²
1.	01.sept.1965	001-021	74	54	39842.475	35363.535	4478.940
	07.des. 1965	022	4	4	2263.565	2263.565	-
	12.sept.1977	019 (2)	2	0	617.890	-	617.890
2.	23.mai 1969	023-031	9	1	4107.833	2233.366	1874.467
	30.mai 1969	032-033	2	0	746.285	376.906	369.379
	14.nov. 1969	034-035	2	0	1024.529	564.837	459.692
	11.juni 1971	036	1	0	523.937	262.047	261.890
ut.	10.aug. 1973	037	2	0	586.834	295.157	291.677
3.	01.apr. 1975	038-040 og 042	7	4	1840.547	1389.779	450.768
	01.juni 1975	041	1	0	488.659	244.048	244.611
	06.aug. 1976	043	2	0	604.558	303.217	301.341
	27.aug. 1976	044	1	0	193.076	90.417	102.659
	03.des. 1976	045-046	4	2	1270.682	814.708	455.974
	07.jan. 1977	047	2	1	368.363	304.160	64.203
	18.febr.1977	048	2	1	321.500	107.019	214.481
	23.des. 1977	049	1	1	485.802	485.802	-
	ut.	16.jun. 1978	050	1	0	500.509	151.962
4.	06.apr. 1979	051-058	8	1	4007.887	1938.064	2069.823
ut.	20.aug. 1982	079	1	0	102.167	-	102.167
5.	18.jan. 1980	059-061	3	2	1108.078	998.675	109.403
	27.mars 1981	062-064	3	1	1099.522	499.780	599.742
	23.apr. 1982	073-078	6	2	2311.912	1444.153	867.759
6.	21.aug. 1981	065-072	9	1	3218.945	1362.539	1856.406
7.	10.des. 1982	080-084	5	5	2082.966	2082.966	-
ut.	08.juli 1983	085	3	0	1521.160		1521.160
8.	09.mars 1984	086-100	17	0	6346.604		6346.604
9.	14.mars 1985	101-111	13	0	5293.053		5293.053
ut.	26.juli 1985	112	1		260.215		260.215
10a	23.aug. 1985	113-120	9		3075.433		3075.433
10b	28.febr.1986	121-128	9		3828.257		3828.257
ut.	11.juli 1986	129	1		225.393		225.393
11.	10.apr. 1987	130-142	22		7139.517		7139.517
12a	8.jul. 1988	143-153	16		4701.018		4701.018
			243	83	102109.172	53576.697	48532.475

* hele eller deler av blokker
 ut. tildelt utenfor tildelingsrunder

Tabell 2.1.2.c**Tildelingsrunder. Norske og utenlandske andeler per 1.10.1988**

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	58.2	41.8	36.4	63.6

2.1.4 Tilbakeleveringer/Oppgivelser

17 utvinningstillatelser er tilbakelevert/oppgett med virkning fra 1988. I 8 utvinningstillatelser er hele arealet tilbakelevert. Dette fremgår av tabell 2.1.4.

Tabell 2.1.4**Tilbakeleveringer/oppgivelser**

Utv. till.	Operatør	Blokk	Opprinn. areal km ²	Tilb.lev./oppg. areal km ²	Areal i utv.til
016	Phillips	16/11,17/12	2203.126 ¹⁾	169.391	424.871
051	Statoil	30/2	504.440 ²⁾	50.292	201.776
067	Shell	2/5B	183.915	89.186	94.729
069	Conoco	7/8	558.364	336.591	221.773
070	Norsk Hydro	7/11	415.775	222.640	193.135
071	Statoil	8/3	366.771	366.771	0
072	Esso	16/7	543.172	347.371	195.801
073	Statoil	6407/1	440.392	268.786	171.606
074	Saga	6407/2	440.392	229.216	211.176
075	BP	6507/10	436.310	436.310	0
076	Norsk Hydro	7119/7	331.606	331.606	0
078	Norsk Hydro	7120/9	331.606	178.235	153.371
080	Statoil	6609/5	411.636	411.636	0
081	Phillips	6609/7	415.770	415.770	0
082	Saga	6609/10	419.895	419.895	0
083	Norsk Hydro	6609/11	419.895	419.895	0
084	Statoil	6610/7	415.770	415.770	0

1) Utvinningstillatelsens areal før siste oppgivelse 594.262

2) Utvinningstillatelsens areal før siste oppgivelse 252.068

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

Det ble samlet inn 122 436 km seismikk på norsk sokkel i 1988 (figur 2.2.1.a). Dette betyr at aktiviteten har holdt seg på omtrent samme nivå som i 1987 (120 794 km).

2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser 1988

Oljedirektoratet samlet inn 11 614 km seismikk i løpet av 1988 (figur 2.2.1.b). Dette inkluderer 976 km seismikk som ble samlet inn på Jan Mayen ryggen. Det ble samlet inn data i områdene angitt på figur 2.2.1.c, d og e.

Fig. 2.2.1.a
Seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel 1962–1988 (per 01.01.89)

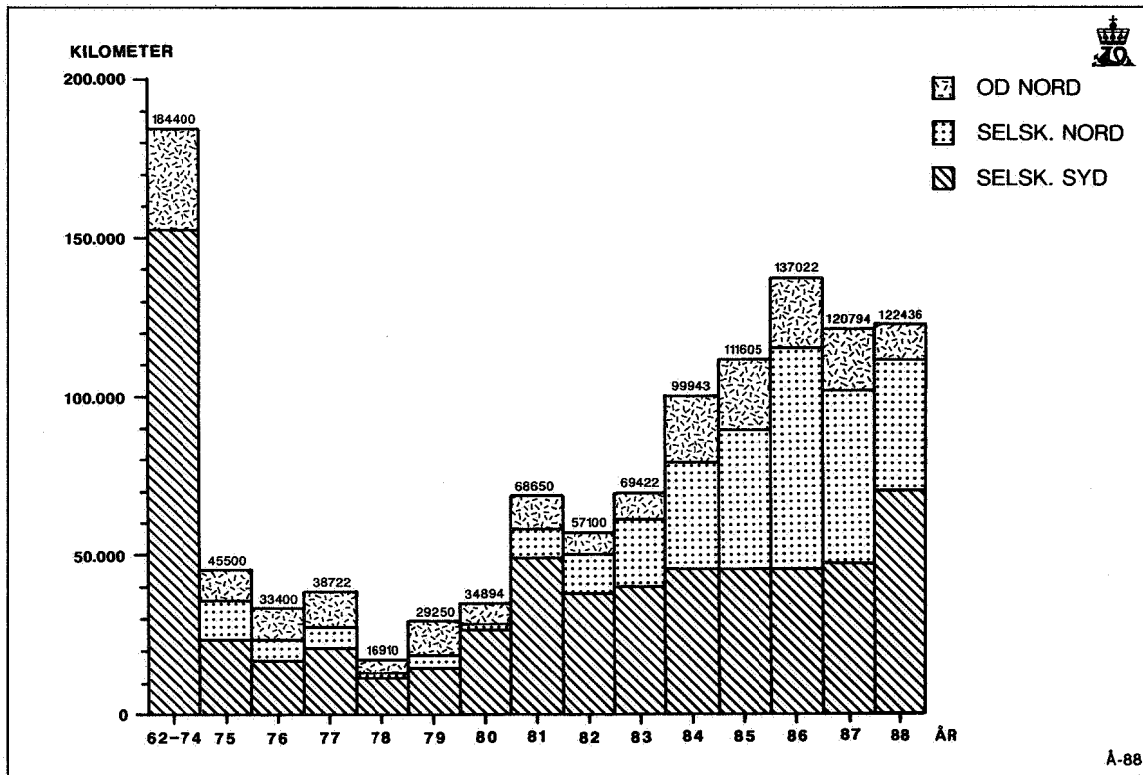


Fig. 2.2.1.b
Geofysiske undersøkelser nord for Stad i Oljedirektoratets regi per 01.01.89

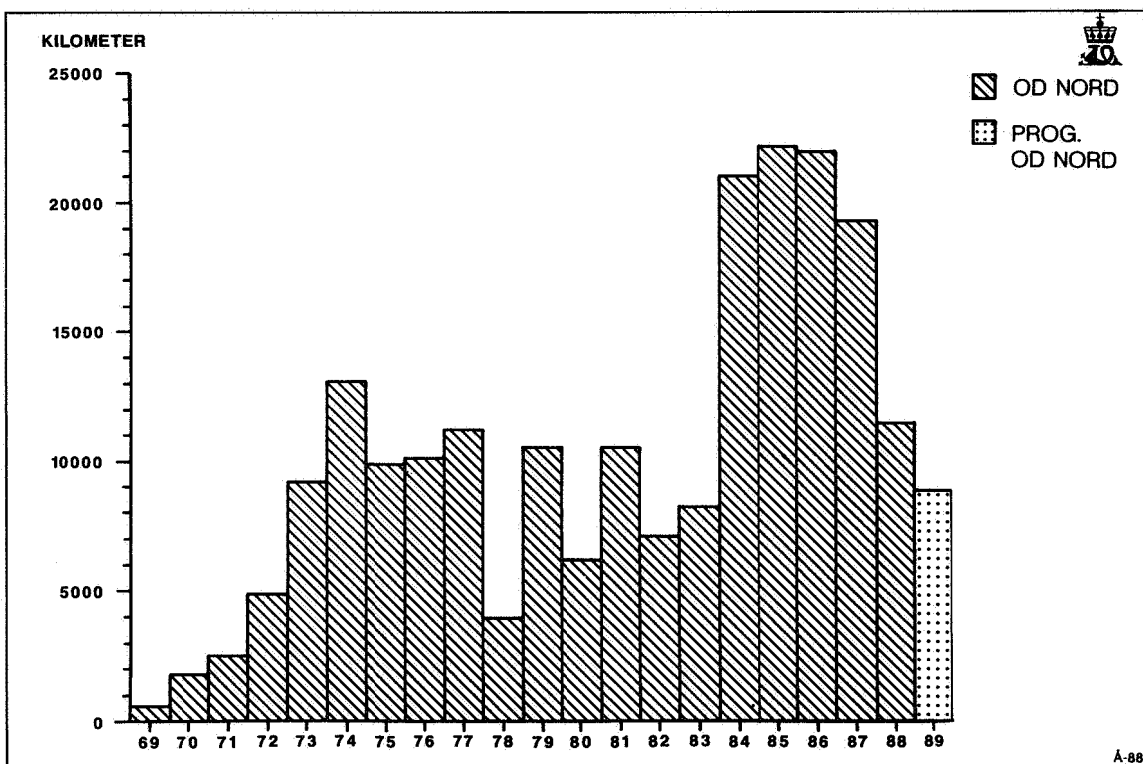


Fig. 2.2.1.c
Geofysiske undersøkelser på midt-norsk sokkel 1988

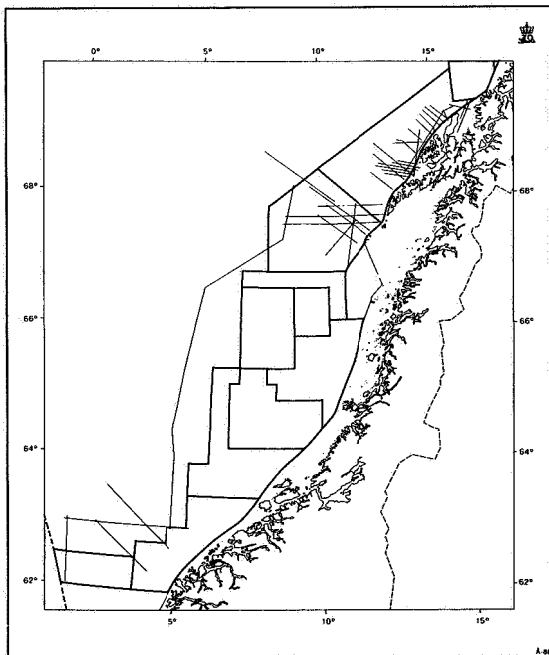


Fig. 2.2.1.d
Geofysiske undersøkelser i Barentshavet i 1988

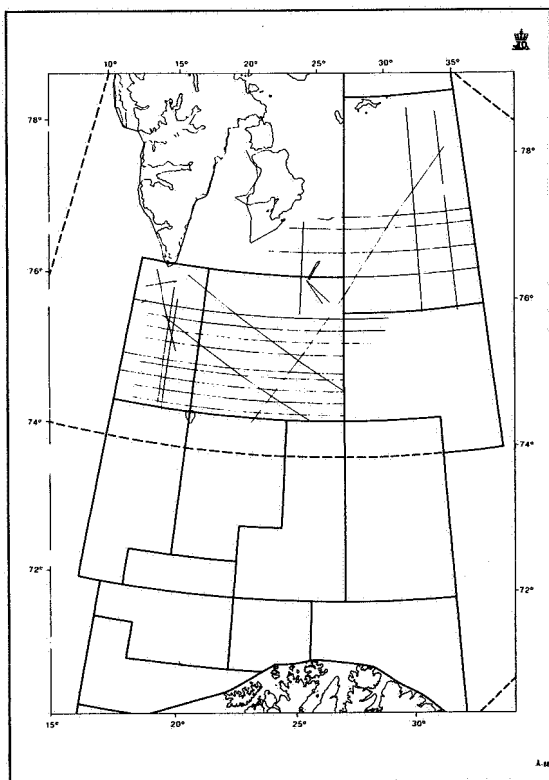
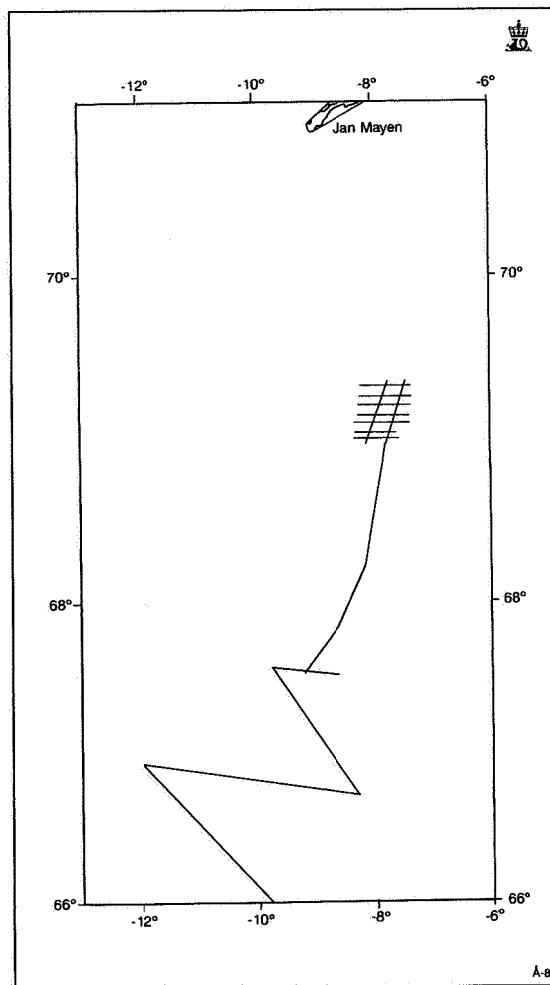


Fig. 2.2.1.e
Geofysiske undersøkelser utenfor Jan Mayen i 1988



Alle Oljedirektoratets data i 1988 ble samlet inn med fartøyet «Geco Echo», bortsett fra to testlinjer på Troms som ble samlet inn med «Western Challenger». Dataene på Jan Mayen ble samlet inn av Universitet i Bergens fartøy «Håkon Mosby».

Møre-bassenget

For å få en bedre forståelse av det dypere liggende bassenget utenfor de åpnete områdene på Møre, ble det samlet inn 600 km regionale linjer utenfor Mørgekysten (figur 2.2.1.c). Disse dataene ble samlet inn med 15 sekunds registrering. Datene prosesseres hos det norske selskapet Geoteam a.s. i Oslo.

Vøring-bassenget

For å få kartlagt de dypere liggende reflektorer utenfor de åpnete områdene er det samlet inn 677 km regionale data i Vøring-bassenget. Dataene er samlet inn med dyp registrering (som over) i de dypere liggende områdene utenfor Midt-Norge fra Møre til Lofoten Vest. Dataene prosesseres hos Horizon Exploration i London.

Lofoten Vest

Det ble samlet inn 2 087 km semiregionale data utenfor Lofoten (figur 2.2.1.c). For planlegging av eventuelle grunne borer vil det være behov for grunnseismikk. Det ble derfor i tillegg samlet inn grunnseismiske data parallelt ved hjelp av en grunn høyoppløsnings luftkanon og en grunn minikabel med 500 meters lengde. Dataene prosesseres hos SSL og Ensign (deler av grunnseismikken) i London.

Det ble også samlet inn en del testlinjer utenfor Lofoten. Disse linjene ble samlet inn med dyp registrering, og de strekker seg ut på de dypereliggende områdene hvor det er problemer med penetrasjon på grunn av lavaområder. Det ble benyttet dype kilder med tidsforsinkelser på de enkelte kanonene for å oppnå en spesielt lavfrekvent signatur, og det ble dessuten benyttet store «arrayer» med volum på 8 716 kubikktommer og 100 meters bredde. I tillegg ble det benyttet to kabler med horisontal separasjon på 150 meter. Hensikten med å benytte to kabler er å oppnå bedre penetrasjon på grunn av støyreduksjon. Disse linjene prosesseres hos Geco og GSI i Stavanger.

Troms I

Det ble samlet inn to linjer med forskjellige «kildearrayer» med fartøyet «Western Challenger». Linjene går gjennom to borehull i Troms I da hensikten med testen er å forsøke å oppnå bedre datakvalitet blant annet ved å bruke informasjon fra borehull. Dataene prosesseres hos Western i London.

Testlinjer Hopen

Det ble samlet inn en del testlinjer i området like utenfor Hopen. Datakvaliteten er meget dårlig i dette området. Det ble benyttet normale parametre for dyp seismikk og i tillegg høyoppløselige parametre for kartlegging av de grunne lagene. Dataene blir prosessert hos GSI i Stavanger.

Barentshavet Nord

Det ble samlet inn 6 667 km regionale linjer i det nordlige Barentshavet (figur 2.2.1.d). Det er til dels store problemer med datakvaliteten i dette området. Problemene skyldes blant annet hard havbunn som genererer sterke multipler og dessuten støy på grunn av diffraksjoner fra de grunne lagene. Det er derfor nyttig å få prøvd ut nye metoder både med hensyn til «kilde- og mottakerarrayer» og ny programvare med hensyn til multippelfjerning.

To av de lengste linjene ble samlet inn med 15 sekunds registrering for kartlegging av meget dype refleksjoner. De øvrige dataene ble stort sett samlet inn med en grunn kanon for høy oppløsning og et stort «kildearray» for de dype dataene. Det ble registrert med tre kabler; to lange kabler tauet bredt (150–175 meter) og en grunn 500 meter lang kabel i midten. Det ble samlet inn data til ca 78 grader 50 min nord. Det var meget vanskelig forhold under

innsamlingen i det nordlige Barentshavet med mye isfjell og ofte tett tåke. Vindforholdene var imidlertid meget gunstige og det ble holdt en meget høy produksjonsrate. Dataene blir prosessert hos Western, Merlin, GSI og Geco (grunnseismikk).

Jan Mayen

Oljedirektoratet samlet i september 1988 inn 976 km seismikk over Jan Mayen ryggen – mellom Jan Mayen og Island (figur 2.2.1.e). Undersøkelsen ble gjort av «Håkon Mosby», som tilhører Universitetet i Bergen. Undersøkelsen ble gjort i forbindelse med grenseavtalen mellom Norge og Island for området. Denne pålegger Oljedirektoratet å gjennomføre geologisk/geofysisk kartlegging av området i samarbeid med Orkustofnun (Islands nasjonale energibyrå). Dette arbeidet var en oppfølging av en større undersøkelse gjort i 1985. Orkustofnun vil stå for prosesseringen av dataene.

2.2.1.2 Åpning av nye leteområder

Bjørnøya Vest ble åpnet for seismiske undersøkelser i selskapenes regi vinteren 1988.

Oljedirektoratet har i løpet av 1988 klargjort mesteparten av området utenfor Lofoten for åpning for seismiske undersøkelser i selskapenes regi. Etter en del ytterligere undersøkelser i løpet av mai/juni 1989, er det planlagt å åpne områdene Nordland V, VI og VII 1.7.1989 (figur 2.2.1.f).

2.2.1.3 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

I 1988 ble det skutt 110 822 km på norsk kontinentalsokkel i regi av oljeselskap, kontraktører eller universiteter. Av dette er 47 593 km 3D-seismikk. 70 539 km ble skutt i Nordsjøen og 40 283 km nord for Stad. Det framgår av tallene ovenfor at aktiviteten i Nordsjøen har økt betydelig fra 1987 til 1988, mens aktiviteten nord for Stad har gått tilsvarende ned. Norske oljeselskap skjøt 66 102 km, utenlandske oljeselskap 44 593 km og vitenskapelige institusjoner 127 km seismikk i 1988. Det ble samlet inn 19 722 km spekulativ seismikk av Geco, Nopec og GSI.

2.2.1.4 Salg av seismiske data

Oljedirektoratet har i 1988 regnskapsført inntekter ved salg av seismiske datapakker for 130.1 mill kr (207.4 mill kr i 1987). Jf tabell 2.2.1.4.

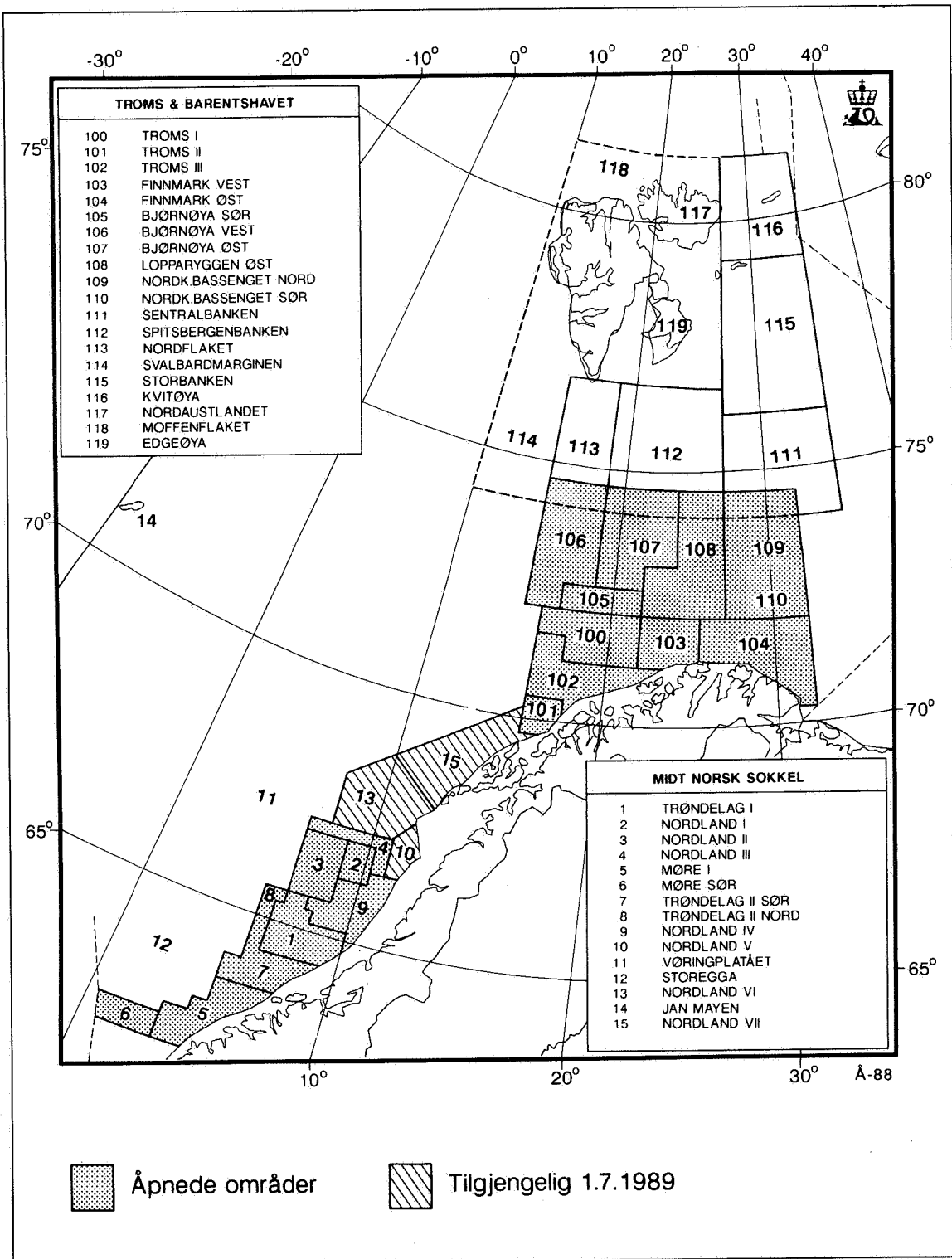
Selskaper som har kjøpt alle Oljedirektoratets seismiske datapakker for de forskjellige områdene er som følger:

Trøndelag I

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

Fig. 2.2.1.f

Områder som er, og vil bli, tilgjengelig for seismisk datainnsamling for industrien. Områdebetegnelser nord for Stad.



Nordland I

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

Nordland II

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

Nordland III

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

Møre I

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

Møre Sør

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

Trøndelag II Sør

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

Trøndelag II Nord

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

Nordland IV

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

Troms I

Agip, Amerada, BP, Conoco, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell og Statoil

Troms II

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

Troms III

Agip, ELF, Esso, Mobil, Saga, Shell, Statoil og Total

Finnmark Vest

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

Finnmark Øst

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Fina, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total

Bjørnøya Sør

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

Bjørnøya Vest

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

Bjørnøya Øst

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

Lopparyggen Øst

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

Nordkapp Bassenget Nord

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Saga, Shell, Statoil, Texas Eastern og Total

Nordkapp Bassenget Sør

Agip, Amoco, Arco, BP, Conoco, Deminex, Elf, Esso, Hydro, Mobil, Petrobras, Phillips, Saga, Shell, Statoil, Svenska Petroleum, Texas Eastern og Total

2.2.1.5 Frigiving av data og materiale fra sokkelen

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

Prøver av borekaks tas hver tiende meter gjennom borehullet, og hver tredje meter i formasjoner som kan inneholde hydrokarboner. For våtprøver som skal veie minst 1/2 kg, gjelder samme prøvetakingsfrekvens.

Av borekjerner mottar Oljedirektoratet et fullstendig lengdesnitt som omfatter minst en fjerdepart av kjernen i letehull og halvparten av kjernen i produksjonsbrønner. Per 1.1.1989 har Oljedirektoratet lagret 55 292 meter kjernemateriale fra 594 borehull, 319 535 prøver av vasket borekaks fra 795 hull

Tabell 2.2.1.4
Oversikt over antall seismiske datapakker solgt 1988

Pk	Navn	1988	Totalt
001	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-1	1	33
002	MØRE-TRØNDELAGE-REGIONAL-PAKKE-2	1	26
003	TAMPEN-SPUR		21
004	MØRE-SØR-84		21
005	TRØNDELAGE-REGIONAL	1	25
006	HALTENBANKEN-VEST-84		23
007	FRØYABANKEN-84	1	25
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	1	9
013	REG-DATA-MID-N-SOKKEL		19
014	NORDLAND-II-83		21
015	NORDLAND-III-84	1	10
016	TROMS-II		9
017	REGIONAL-DATA-TROMS-ØST	1	18
018	FINNMARK-VEST-83	1	19
019	FINNMARK-VEST-84	1	20
020	NORDLAND-III-85	1	10
021	MØRE-SØR-TEST-84		5
022	STOREGGA-85	1	5
023	VØRINGPLATAET	2	6
024	VØRING-BASS.-85/86	3	6
025	LOFOTEN-VEST-86	2	6
026	JAN-MAYEN-85		1
028	VØRING-BASS.-87	3	3
029	NORDLAND-VI-87	6	6
030	NORDLAND-VII-87	6	6
100	TROMS-HOVED-PAKKE		34
101	REG-DATA-TROMS-BAR.HAVET-73	1	20
102	TROMS-III-83/84		11
103	TROMS-III-85		8
105	TROMS-I-ØST-77	1	19
106	TROMS-NORD-82-PAKKE-1		23
107	TROMS-NORD-83-PAKKE-3		22
108	TROMS-NORD-82-PAKKE-2		15
109	TROMS-NORD-83-PAKKE-4		15
200	BJØRNØYA-PAKKE-1		21
201	BJØRNØYA-SØR-84		21
202	BJØRNØYA-ØST-REGIONAL-84		17
203	BJØRNØYA-ØST-84	1	17
204	BJØRNØYA-TILLEGG-NORD	1	16
205	BJØRNØYA-VEST-REGIONAL-84	4	14
206	LOPPARYGGEN-ØST-REGIONAL-84		19
207	LOPPARYGGEN-ØST-85-SSL-DIAG		19
208	LOPPARYGGEN-ØST-85-NORD		19
209	LOPPARYGGEN-ØST-85-GECO-DIAG		19
210	LOPPARYGGEN-ØST-85-GRID		19
211	BJØRNØYA-ØST-TEST-85		1
212	BJØRNØYA-VEST-86-DIAG	5	11
213	BJØRNØYA-VEST-86-HIGH	5	11
214	BJØRNØYA-VEST-86-MARGIN	4	9
215	BJØRNØYA-VEST-86-SWATH	1	1
216	BJØRNØYA-VEST-87	9	9
300	BARENTS-HAVET-SØR-ØST-HOVED	2	22
301	BARENTS-HAVET-SØR-ØST-PAKKE-2	1	20
302	NORDKAPP-BASS.-85-GECO-DIAG	1	19
303	NORDKAPP-BASS.-85-NORD	1	18
304	NORDKAPP-BASS.-85-GRID	2	21
305	NORDKAPP-BASS.-86-DIAG	1	19
306	NORDKAPP-BASS.-86-SØR	2	20
307	NORDKAPP-BASS.-86-NORD		14
308	FINNMARK-ØST-86-REGIONAL	2	18
309	FINNMARK-ØST-86-DIAG	1	16
310	FINNMARK-ØST-86-GSI	3	18
312	NORDKAPP-TEST-87	1	1

og 324 391 våtprøver fra 868 hull på norsk kontinentalsokkel. Dette inkluderer produksjonshull. I alt foreligger materiale fra 1 143 borehull.

Oljedirektoratet har ansvaret for å publisere data og frigi materiale i undervisnings- og forskningsøyemed. Data frigis fem år etter at borehullet er komplettert. Rettighetshavernes tolkninger frigis ikke.

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

I Oljedirektoratets kjernestudierom er det anledning til å studere kjernemateriale, borekaks og våtprøver. I spesielle tilfeller er det mulig å få utlevert materiale til studier og analyser utenfor direktoratet. Her gjelder også femårs regelen for frigivning.

Figur 2.2.1.5 viser etterspørselen etter prøvemateriale fordelt på fagområdene organisk geokjemi, biostratigrafi og sedimentologi/petrofysikk. Fram til 1985 var biostratigrafi det fagområdet som det ble søkt om flest prøver til. I de senere år har imidlertid den største søknadsmassen kommet fra prosjekter innenfor fagområdene sedimentologi og petrofysikk.

Seismikk frigis i pakker som omfatter en blokk,

og kan bare frigis fra blokker som er eller har vært belagt med utvinningstillatelser og etter at seismikk er eldre enn fem år.

Per 1.1.1989 var 98 blokker frigitt. Dette utgjør 80 158 profilkilometer. Figur 2.2.1.g viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker det er frigitt data fra.

2.2.1.6 Vitenskapelige undersøkelser

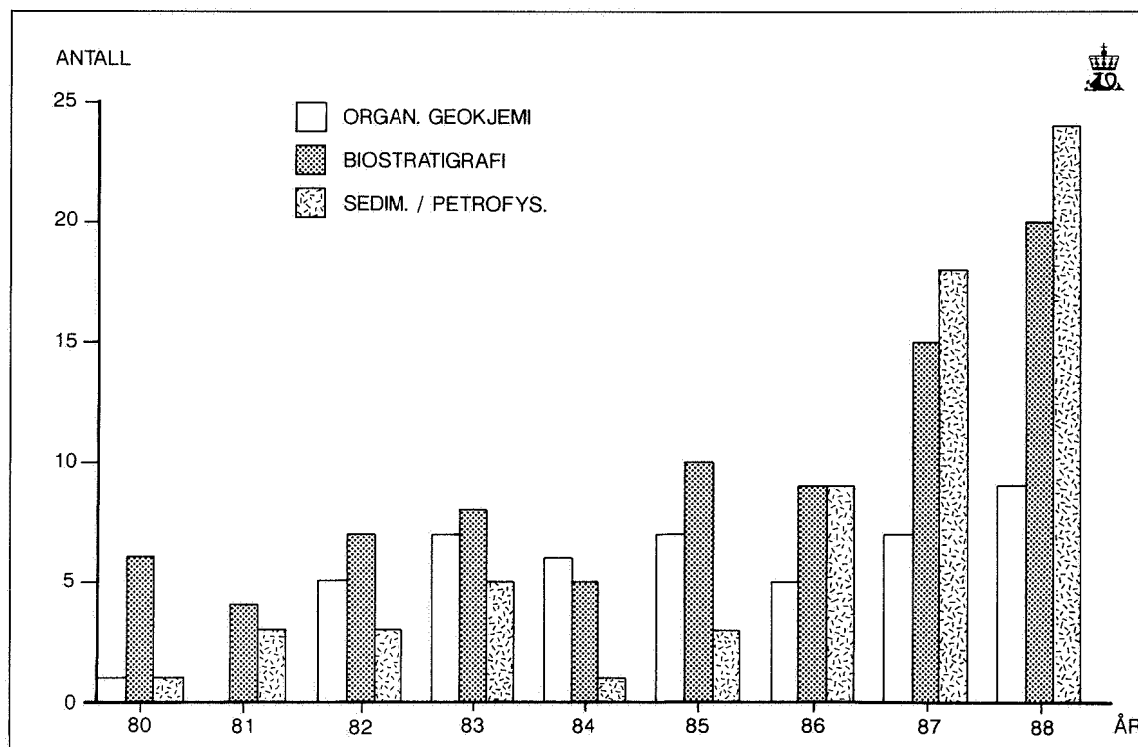
Per 31.12.1988 er det gitt i alt 267 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell 2.2.1.6, er det i 1988 gitt 14 slike tillatelser; fire utstedt av Oljedirektoratets hovedkontor i Stavanger og ti av Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad.

Fra 1.7.1987 ble behandling av søknader og utstedelse av tillatelser vedrørende vitenskapelige undersøkelser for områder nord for 65°N delegert til Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad. I de tilfeller søknader omfatter områder både nord og syd for 65°N saksbehandles og utstedes tillatelse av hovedkontoret i Stavanger.

2.2.2 Leteboring

Ved årsskiftet 1987/88 var seks letehull under boring. Alle disse er avsluttet i 1988. I 1988 er det påbegynt 29 nye letehull, fordelt på 18 undersøkeshull og 11 avgrensningshull. Dette er 7 letehull

Fig. 2.2.1.5
Søknader om prøvemateriale fordelt på fagområder



Tabell 2.2.1.6

Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster

Tillatelse	Navn	Geo- fysikk	Arbeidsfelt Geo- logi	Bio- logi	Område
252	Norges geologiske undersøkelse Trondheim		X		Sveio, Hordaland
253	Nederlands Instituut vor Onderzoek der Zee Nederland		X		Skagerrak, Norskerenna
254	Alfred-Wegener Institut für Polar- und Meeresforschung Bremerhaven Forbundsrepublikken Tyskland		X		Norskehavet, Grønlands- havet
255	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X		Skagerrak, Ytre Oslofjord
3/88-H	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X			Grønlands- havet
4/88-H	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland	X	X		Øst for Bjørnøya
5/88-H	Rijks Geologische Dienst Ad Harlem Nederland	X	X		Nord-Vest for Spitsbergen, Isfjorden
6/88-H	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X	X	Norskehavet, Grønlandshavet
7/88-H	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X	X	Norskehavet
8/88-H	Institut für Meereskunde Universität Hamburg Forbundsrepublikken Tyskland		X	X	Grønlandshavet
9/88-H	Universitetet i Tromsø Institut for biologi og geologi Tromsø	X	X		Finnmarks- kysten og vestlige Barentshav
10/88-H	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen Bergen	X			Vest for Lofoten
11/88-H	Institut Francais de Recherche pour l'Exploitation de la Mer Paris, Frankrike	X			Rundt Jan Mayen
12/88-H	Universitetet i Tromsø Geologisk avdeling Tromsø	X	X		Finnmarks- kysten og sørlige Barentshav

mindre enn i 1987, jf figur 2.2.2.a. Ett undersøkel-
seshull nådde ikke prospektive dyp. 31 letehull er
avsluttet i løpet av året. 6 er suspendert og 4 var
under boring ved årets slutt. Ved årsskiftet 1988/89
var det påbegynt i alt 598 letehull på norsk sokkel.
(429 undersøkelshull og 169 avgrensningshull).

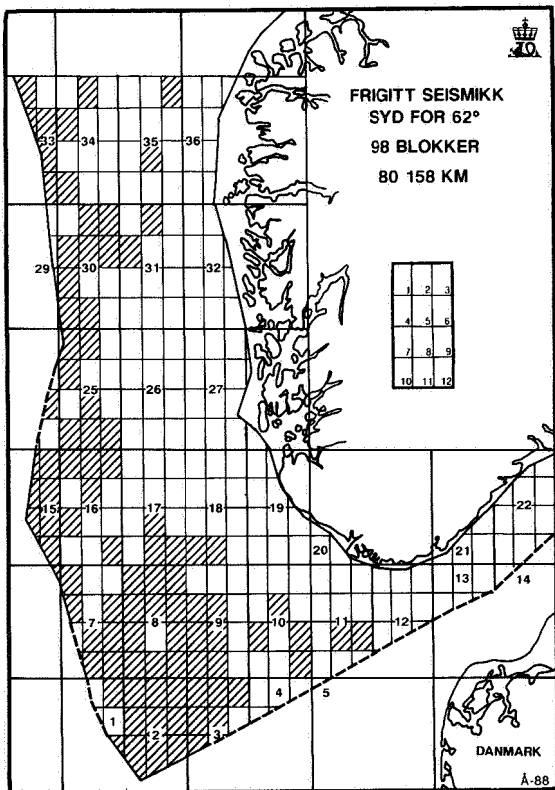
Borevirksomheten i 1988 resulterte i 19 borehull i
Nordsjøen, 6 utenfor Midt-Norge og 4 i Barents-
havet.

I alt 27 letehull er midlertidig forlatt på norsk sok-
kel ved årets slutt.

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

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

Fig. 2.2.1.g
Blokker der seismiske data er frigitt



Figurene 2.2.2.b, c og d viser plasseringen av de påbegynte letehullene i de tre områdene på norsk sokkel. (Nordsjøen, Midt-Norge og Barentshavet). De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1988 hatt operatøransvaret for 18 (62 %) av de påbegynte boringene. De resterende 11 fordeler seg på Elf, Conoco, Mobil, Shell, Amoco, Gulf/Chevron og BP. Dette går fram av tabell 2.2.2.a.

2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

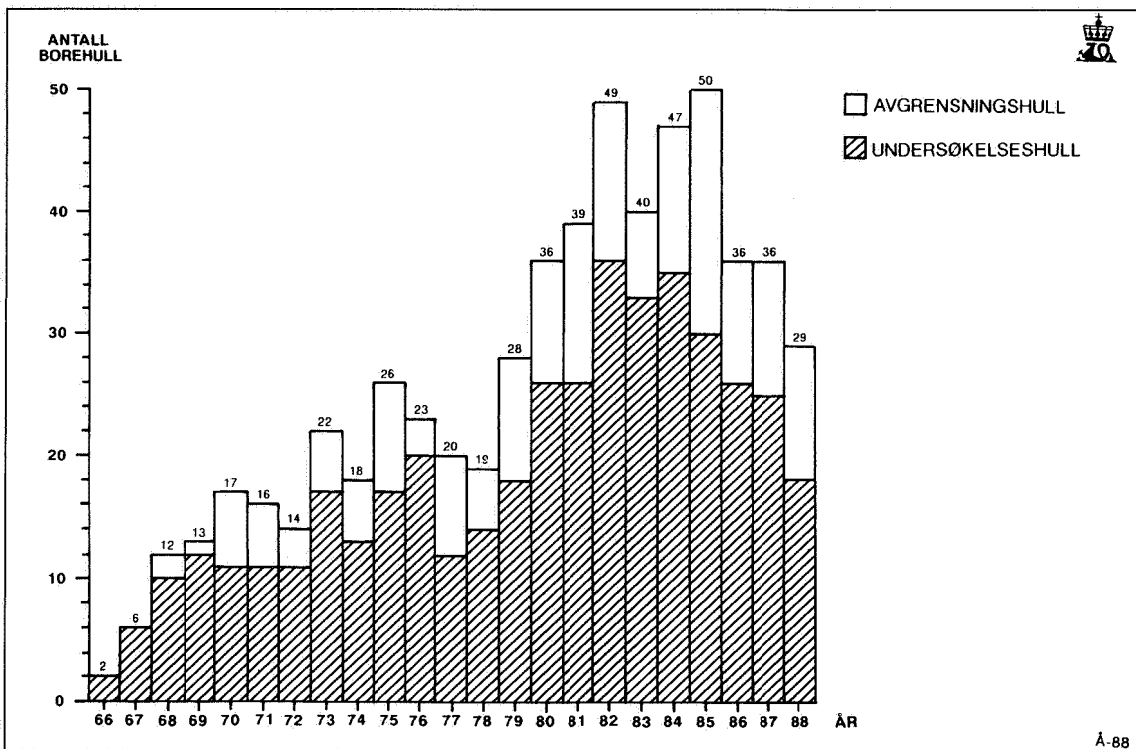
Leteaktiviteten i 1988 har hovedsaklig vært rettet mot jurasiske sandsteinsprospekter. 27 av 29 letehull hadde jura som hovedprospekt. De to resterende hullene fordelte seg på henholdsvis kritt og trias. Enkelte hull hadde trias og perm/karbon som sekundære prospekt.

2.2.2.2 Nye funn i 1988

Antall letehull boret på norsk sokkel i 1988 er det laveste siden 1977. Dette skyldes flere forhold, blant annet de lave oljeprisene. Enkelte flyttbare boreinnretninger har vært opptatt med produksjonsboring, der aktiviteten har vært større enn noen sinne. Det har vært uvanlig mange boringer med problemer, slik at en del hull som skulle ha blitt påbegynt i løpet av året, har blitt forskjøvet til 1989. Av 29 påbegynte letehull var 17 klassifisert som undersøkelseshull, 11 avgrensningshull, og 1 ble avbrutt av tekniske årsaker uten å nå prospektet.

14 av de 17 undersøkelseshullene er boret på nye, tidligere uborede strukturer. Det ble påvist tilstrek-

Fig. 2.2.2.a
Leteboring på norsk kontinentalsokkel. Antall letehull påbegynt per år 1966–88



Tabell 2.2.2.a

Påbegynte og/eller avsluttede undersøkeshull (U) og avgrensningshull (A) i 1988 (Per 1.1.1989)

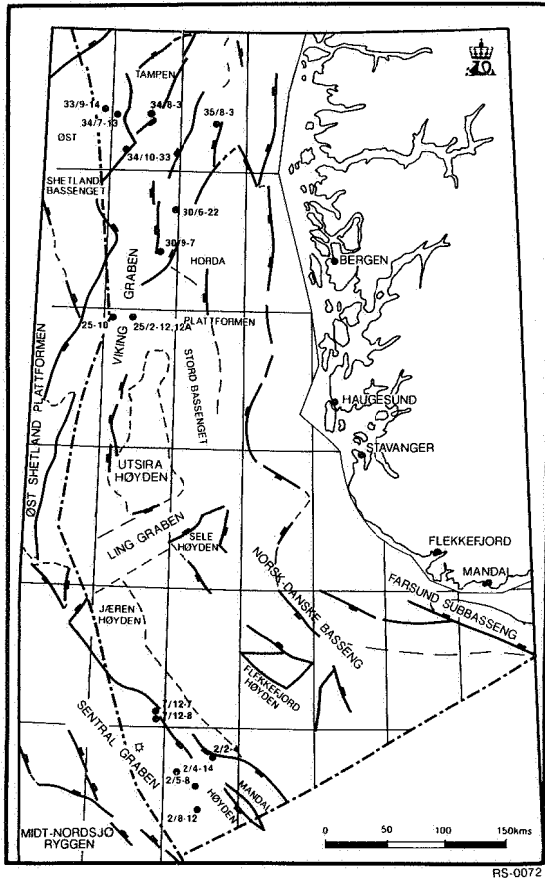
R = gjenåpning x=har ikke nådd prospektive dyp s=sideboret

Lete hull	Till.nr. Utv.til.	Posisjon		Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hulltype Kompletterings- klassifikasjon	Vann dyp KBE	Total dyp Alder på totaldyp
		Nord	Øst					
2/02-04	574	56 47	40.88	88.04.16	Saga	Undersøkelse	59	4020
	066	03 39	34.46	88.06.07	Treasure Saga	Tørt hull	26	Trias
2/04-13 X	588	56 41	03.98	88.09.04	Saga	Undersøkelse	69	2518
	146	03 08	44.53	88.10.06	Treasure Saga	Oppgitt	26	
2/04-14	593	56 41	05.60	88.10.06	Saga	Undersøkelse	69	
	146	03 08	43.10	00.00.00	Treasure Saga		26	
2/05-08	585	56 35	16.49	88.09.18	Amoco	Avgrensning	66	3367
	006	03 25	22.19	88.11.05	Dyvi Stena	Suspendert	25	Kritt
2/07-20	566	56 19	58.22	87.10.15	Phillips	Undersøkelse	70	4512
	006	03 14	47.62	88.06.25	Dyvi Stena	Susp. Olje	25	
2/08-12	595	56 23	48.40	88.11.07	Amoco	Undersøkelse	69	
	006	03 26	15.20	00.00.00	Dyvi Stena		25	
7/12-07	583	57 06	31.92	88.06.20	BP	Avgrensning	70	3852
	019	02 52	47.27	88.07.26	Vildkat	Suspendert	25	Jura
7/12-08	590	57 05	01.28	88.10.03	BP	Avgrensning	79	
	019	02 53	52.26	00.00.00	Vildkat		25	
25/01-07 R2	455	59 55	08.28	88.05.03	Elf	Avgrensning	101	2722
	024	02 06	09.79	88.05.10	West Vanguard	Suspendert	22	Kritt
25/01-08 SR2	466	59 54	03.28	88.05.12	Elf	Avgrensning	102	2650
	024	02 06	09.79	88.05.15	West Vanguard	Suspendert	22	Paleocen
25/01-10	570	59 57	08.58	88.04.19	Elf	Undersøkelse	99	4739
	024	02 05	48.11	88.09.14	Vinni	Tørt hull	27	M.jura
25/02-12	584	59 57	48.34	88.07.17	Elf	Avgrensning	115	4100
	026	02 23	40.78	88.11.12	West Vanguard	Gass/kondensat	22	Ø.jura
25/02-12 A	596	59 57	49.89	88.11.12	Elf	Avgrensning	115	
	026	02 23	21.64	00.00.00	West Vanguard		22	
30/06-22	578	60 43	57.26	88.05.21	Hydro	Avgrensning	179	3336
	053	02 58	53.12	88.07.13	Polar Pioneer	Suspendert Olje	23	Ø.jura
30/09-07	592	60 25	04.73	88.11.02	Hydro	Undersøkelse	98	3565
	104	02 45	07.03	88.12.24	Polar Pioneer	Olje	23	U.jura
33/09-14	571	61 26	00.26	88.02.17	Statoil	Avgrensning	248	2982
	037	01 54	04.48	88.04.09	Deepsea Bergen	Olje	23	U.jura
34/07-13	572	61 24	19.23	88.02.19	Saga	Undersøkelse	289	2994
	089	02 03	12.49	88.04.13	Treasure Saga	Olje	26	Trias
34/08-03	581	61 24	28.04	88.07.14	Hydro	Undersøkelse	382	3328
	120	02 32	45.06	88.09.14	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	Ø.jura
34/08-03 A	589	61 24	28.04	88.09.14	Hydro	Avgrensning	382	3230
	120	02 32	45.06	88.10.31	Polar Pioneer	Olje/Gass	23	M.jura
34/10-33	591	61 07	34.44	88.09.25	Statoil	Avgrensning	134	3870
	050	02 12	57.10	88.12.15	West Delta	Olje	29	U.jura
34/10-33 A	591	61 07	34.44	88.12.15	Statoil	Avgrensning	134	
	050	02 12	57.10	00.00.00	West Delta		29	
35/08-03	580	61 21	05.35	88.07.05	Gulf	Undersøkelse	373	3947
	058	03 32	02.63	88.10.15	Treasure Scout	Tørt hull	23	M.jura
6406/03-05	576	64 58	20.07	88.04.03	Statoil	Undersøkelse	302	4283
	091	06 58	33.65	88.06.02	West Delta	Tørt hull	29	U.jura
6406/08-01	560	64 21	55.01	87.09.15	Elf	Undersøkelse	348	4914
	131	06 26	48.16	88.04.11	Vinni	Gass/olje indikasjon	23	U.jura
6407/07-03	573	64 16	44.34	88.03.02	Hydro	Undersøkelse	333	3222
	107	07 09	00.13	88.05.19	Polar Pioneer	Suspendert/Olje	23	Trias
6407/05-01	562	64 36	22.40	87.12.11	Mobil	Undersøkelse	4306	
	121	07 28	26.54	88.03.04	Treasure Scout	Tørt hull	25	M.jura
6407/09-07	577	64 29	48.05	88.04.26	Shell	Undersøkelse	242	2561
	093	07 51	44.90	88.05.25	Treasure Scout	Tørt hull	23	Trias
6408/04-01	586	64 40	00.22	88.09.18	Conoco	Undersøkelse	209	2725
	133	08 15	27.84	88.10.18	Vinni	Tørt hull	27	Trias
6506/11-01	569	65 11	04.49	87.12.30	Statoil	Undersøkelse	246	4679
	134	06 39	53.88	88.03.31	Dyvi Delta	Gass indikasjon	29	U.jura
6506/12-08	579	65 00	59.32	88.06.04	Statoil	Avgrensning	296	4335
	094	06 56	58.75	88.08.30	West Delta	Suspendert	29	U.jura
6507/08-03	587	65 27	34.61	88.09.03	Statoil	Undersøkelse	309	2075
	124	07 38	29.29	88.09.20	West Delta	Tørt hull	29	Trias
7125/01-01	597	71 53	24.20	88.11.30	Saga	Undersøkelse	250	2200
	135	25 11	15.40	88.12.29	Ross Rig	Olje	23	Trias
7219/09-01	568	72 24	00.78	87.11.17	Hydro	Undersøkelse	356	4300
	136	19 57	11.68	88.02.25	Polar Pioneer	Tørt hull	23	

Lete hull	Till.nr. Utv.til.	Posisjon Nord Øst	Boring Påbegynt Avsluttet	Operatør Boreinn- retning	Lete hullstype Kompletterings- klassifikasjon	Vann dyp KBE	Total dyp Alder på totaldyp
7224/07-01	575	72 17 06.34	88.04.13	Statoil	Undersøkelse	268	3067
	137	24 18 02.98	88.06.19	Ross Rig	Olje	23	Trias
7226/11-01	561	72 14 18.16	87.10.22	Statoil	Undersøkelse	238	5200
	139	26 28 44.78	88.04.11	Ross Rig	Gass	23	
7321/07-01	582	73 25 55.57	88.06.26	Mobil	Undersøkelse	475	3550
	140	21 04 31.75	88.10.22	Ross Rig	Tørt hull	23	U.Trias
7321/09-01	594	73 16 07.34	88.10.25	Hydro	Undersøkelse	459	
	141	21 41 00.86	88.11.28	Ross Rig	Spor av hydrokarb.	23	

Fig. 2.2.2.b

Lete hull boret i 1988 i Nordsjøen og Møre sør



kelige mengder hydrokarboner til at det kunne klassifiseres som funn i bare 4 av hullene, mens åtte var tørre og to ennå ikke hadde nådd ned til prospektive lag ved årets utgang. De tre siste undersøkelseshullene, som alle påviste hydrokarboner, ble boret på separate deler av tidligere funn.

Når det gjelder leteboring generelt, var aktiviteten størst i Nordsjøen med 19 påbegynte hull. Dette er en liten økning i forhold til de foregående par år, mens områdene utenfor Midt-Norge hadde en klar nedgang i aktivitetsnivået med kun 6 påbegynte hull. I Barentshavet har aktiviteten holdt seg på et jevnt nivå, med en rigg i aktivitet hele året igjen og 4 påbegynte hull.

Blokk 2/7

Phillips har boret 2/7-20 på Eldfisk Sør-strukturen i utvinningstillatelse 018. Hullet har påvist olje i sandsteiner av jura alder, på vel 4 000 meter dyp. En test ble utført, der maksimal produksjonsrate var 556 Sm³ olje og 224 000 Sm³ gass per dag gjennom en dyseåpning på 9.5 mm.

Blokk 34/7

Hull 34/7-13 er boret i utvinningstillatelse 089, på en separat struktur sørvest for Snorre-feltet. Det ble påvist olje i sandsteiner av midtre jura alder. Det ble utført en test, og maksimal produksjon var 1 350 Sm³ olje per dag gjennom en 16 mm dyseåpning. Gass/olje forholdet var 51 Sm³ per Sm³. Produksjonsegenskapene i reservoaret er gode.

Disse funnene i blokk 2/7-20 og 34/7-13 er særlig interessante fordi de ligger nær eksisterende og planlagte felt og foreløpige beregninger viser at de kan være av en slik størrelsesorden at det kan bli aktuelt med fremtidig utbygning. Det er imidlertid nødvendig å foreta flere undersøkelser før funnenes endelige utstrekning kan fastlegges.

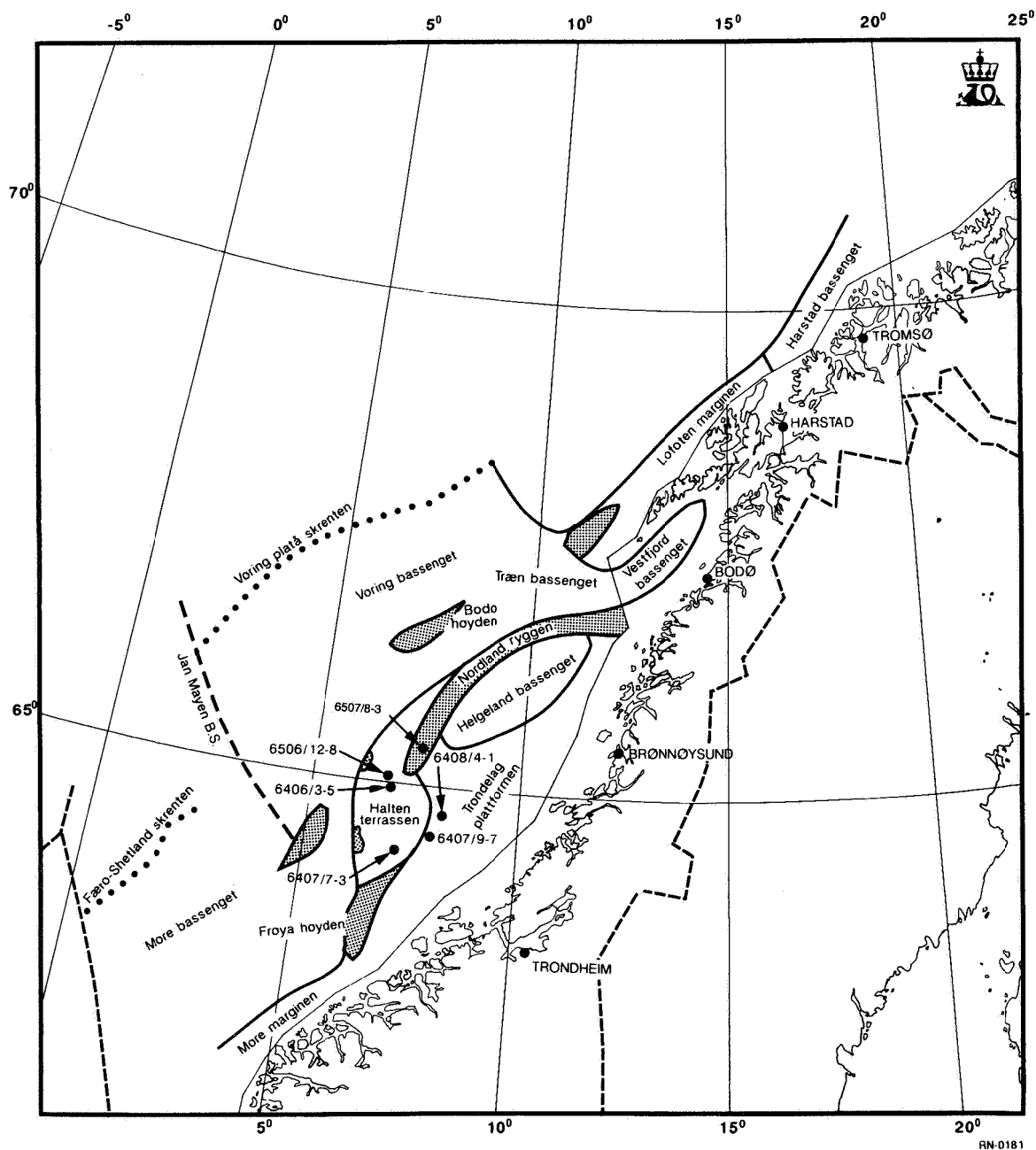
Blokk 30/9

I utvinningstillatelse 104 har Norsk Hydro boret undersøkelseshull 30/9-7 på en separat forkastningsblokk på Oseberg-feltets sørvestre flanke. Det ble påvist olje i sandsteinlag av midtre jura alder. Beste test produserte 1 032 Sm³ olje per dag gjennom en dyseåpning på 19 mm. Oljens tetthet er 0.85 g per cm³. De påviste ressurser er forholdsvis beskjedne, men det antas at funnet kan utnyttes i forbindelse med utviklingen av Oseberg-feltet.

Blokk 34/8

Norsk Hydro har i utvinningstillatelse 120, boret undersøkelseshull 34/8-3 og avgrensningshull 34/8-3A sentralt på nordlige del av A-strukturen. 34/8-3 påviste gass og olje i bergarter av midtre jura alder uten at olje/vann-kontakten ble funnet. Tre produksjonstester ble utført, der både olje og gass-sonen ble testet. Maksimal produksjon fra olje-sonen var 67 Sm³ olje og 18 400 Sm³ gass per dag gjennom en 4.8 mm dyseåpning. Maksimal produksjon fra gass-sonen var 1.5 mill Sm³ gass og 570 Sm³ kondensat per dag gjennom en 25.4 mm dyseåpning. I 34/8-3A, som ble avviksboret ut fra 34/8-3, ble struk-

Fig. 2.2.2.c
Lete hull boret i 1988 utenfor Midt-Norge



turens olje/vann-kontakt funnet. To produksjonstester ble utført i oljesonen. Maksimal produksjon ble målt til 1 450 Sm³ olje og 268 000 Sm³ gass per dag gjennom en 15.9 mm dyseåpning.

2.2.2.3 Nærmere beskrivelse av de ulike borer

Blokk 2/2

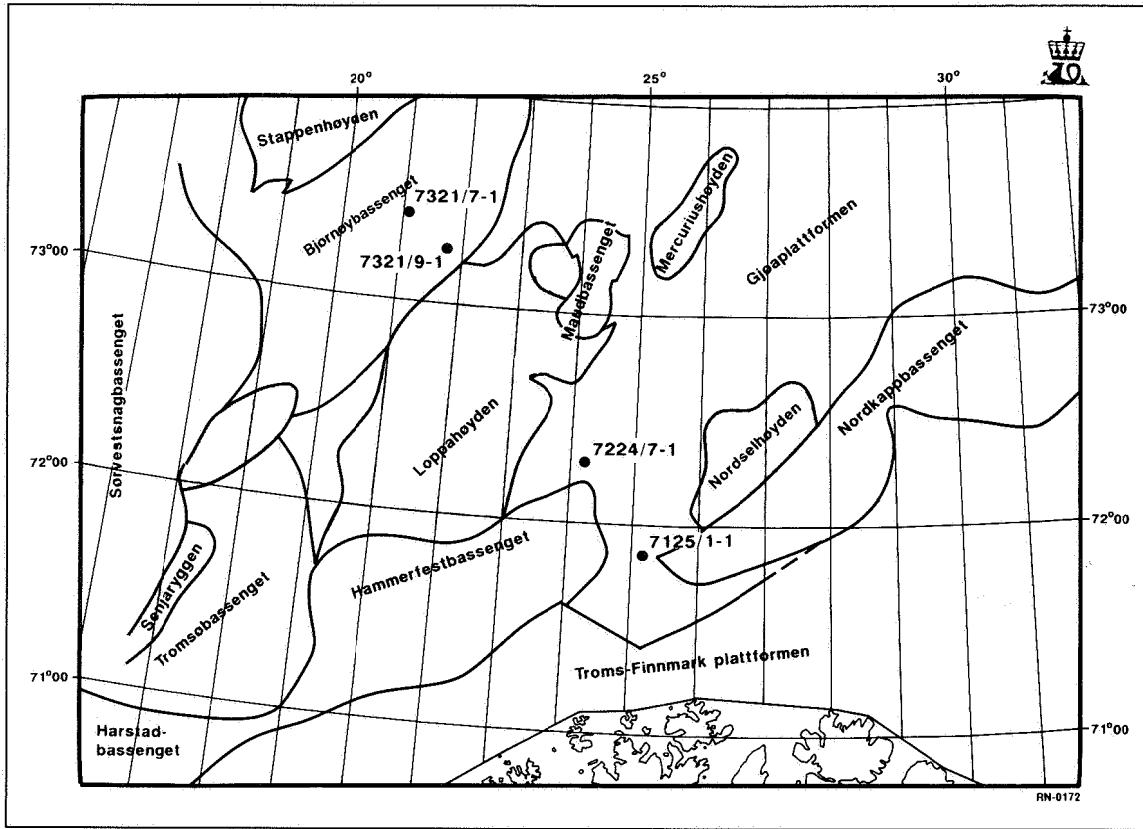
Saga har boret undersøkeshull 2/2-4 på Alpha-strukturen, utvinningstillatelse 066, uten å finne spor av hydrokarboner. Det er tidligere boret et

hull på samme struktur, hvor det ble funnet olje i jura sandsteiner. Påviste ressurser er nå redusert betraktelig, og regnes i dag ikke å kunne utnyttes kommersielt.

Blokk 2/5

I utvinningstillatelse 066 har Amoco boret det andre avgrensingshullet 2/5-8 på Sørøst-Tor. Resultatet av boringen er svært skuffende i det funnet bare

Fig. 2.2.2.d
Lete hull boret i 1988 i Barentshavet



viste ubetydelige spor av hydrokarboner i øvre del av Tor-formasjonen. Ressursene for Sørøst-Tor er dermed redusert.

Blokk 7/12

BP har som operatør i utvinningstillatelse 019, boret to avgrensningshull på Ula-feltet. Resultatet av boringene har vært meget positive og har økt feltets kjente, utvinnbare reserver i betydelig grad. 7/12-7 viste at olje/vann-kontakten på Ula-feltets østflanke lå dypere enn tidligere antatt. Hullet ble ikke produksjonstestet. 7/12-8 ble boret for å evaluere reservoaregenskapene på feltets sørøstlige del. Også her ble en dypere olje/vann-kontakt fastslått. En produksjonstest og en vanninjeksjonstest ble utført. Høyeste produserte rate var 280 Sm³ olje per dag gjennom en dyseåpning på 16 mm. Oljedirektoratets foreløpige ressursanslag er 52.5 x 10⁶Sm³ olje og 3.3 x 10⁹Sm³ gass.

Blokk 25/1

Elf har i utvinningstillatelse 024 boret 25/1-10 på en separat struktur på jura nivå under selve Frigg-feltet. Det ble ikke påvist hydrokarboner.

Blokk 25/2

Elf har som operatør for utvinningstillatelse 026, boret og testet undersøkeshull 25/2-12. Hullet er boret på en separat struktur nord for Øst-Frigg, der 25/2-4 tidligere påviste gass og olje. 25/2-12 påviste gass i sandsteiner av jura alder. Da flere reservoarmessige forhold fortsatt ikke var avklart og testforsøk mislyktes på grunn av sandproduksjon, ble det besluttet å avviksbore for å få mer opplysninger om reservoaret. 25/2-12A hadde ikke nådd ned i reservoaret ved årsskiftet.

Blokk 30/6

I utvinningstillatelse 053 har Norsk Hydro boret avgrensningshull 30/6-22 på Beta-strukturen, nordøst for Oseberg-feltet. Det ble påvist olje i sandsteinlag av midtre jura alder. To produksjonstester ble utført der høyeste testrate var 485 Sm³ olje og 31 500 Sm³ gass per dag gjennom en dyseåpning på 12.7 mm. Oljens tetthet er 0.83 g per cm³. Boringen bekrefter feltets utstrekning mot nord.

Blokk 33/9

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 037 boret et avgrensningshull i blokken. 33/9-14 er boret vest på Staffjord Nord-feltet. Det ble påvist olje

i sandsteiner av midtre jura alder. To tester ble utført og beste test produserte 1 420 Sm³ olje per dag gjennom en 14 mm dyseåpning.

Blokk 34/10

Statoil har i utvinningstillatelse 050 boret 34/10-33 som er et avgrensningshull på den nordlige del av Gullfaks Sør. 34/10-33 påviste en mye tykkere oljesone enn ventet og olje/vann-kontakten ble ikke påtruffet. Funnet ble testet og maksimal produksjon var 1 350 Sm³ olje og 215 000 Sm³ gass per dag gjennom en 12.7 mm dyseåpning. 34/10-33A er avviks-boret fra 34/10-33 for å bestemme olje/vannkontakten.

Blokk 35/8

Gulf har som operatør for utvinningstillatelse 058 boret 35/8-3 på en ny struktur i blokk 35/8. Resultatet av boringen var skuffende da reservoaret var vannførende.

Blokk 6406/3

Statoil har boret undersøkelseshull 6406/3-5, utvinningstillatelse 091, på Lambda-strukturen nordøst i blokken. Det ble kun funnet litt olje i toppen av reservoaret som har meget dårlige reservoaregenskaper. Hullet ble ikke testet, og de totale ressurser er meget begrenset og kan trolig ikke utnyttes kommersielt.

Blokk 6406/8

I utvinningstillatelse 131 har Elf boret 6406/8-1 på en dyp struktur vest for Njord-feltet. Det ble funnet spor av hydrokarboner, og to tester ble utført. Resultatet var skuffende da den første testen produserte små mengder vann og den andre testen viste at reservoaret var tett.

Blokk 6407/7

Norsk Hydro har boret undersøkelseshull 6407/7-3, utvinningstillatelse 107, på en separat del av Njord-strukturen nordvest for det første hullet og påviste olje i bergarter av jura alder. Reservoaret ble testet i tre soner og maksimal produksjon ble målt til 936 Sm³ olje og 380 000 Sm³ gass per dag gjennom en 16 mm dyseåpning. Resultatet er positivt og nye ressursanslag er under utarbeidelse av Oljedirektoratet.

Blokk 6407/9

Norske Shell har boret 6407/9-7 på en separat struktur nordvest for Draugen-feltet, i utvinningstillatelse 093. Her ble det ikke påvist hydrokarboner.

Blokk 6408/4

Conoco har i utvinningstillatelse 133 boret 6408/4 på en struktur nordøst for Draugen-feltet. Heller ikke her ble det påvist hydrokarboner.

Blokk 6506/12

Avgrensningshull 6506/12-8 er boret på Smørbukk Sør, i utvinningstillatelse 094. Det ble som i tidligere hull påvist olje og gass i sandsteiner av midtre og undre jura alder. Det ble utført to tester og høyeste oljeproduksjon ble målt til 1 475 Sm³ olje og 550 000 Sm³ gass per dag gjennom en 31.7 mm dyseåpning.

Blokk 6507/8

Statoil har i utvinningstillatelse 124 boret 6507/8-3 i det nordøstlige hjørnet av blokk 6507/8. Det ble påvist ubetydelige mengder gass i bergarter av midtre jura alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7125/1

Saga har som operatør for utvinningstillatelse 135, boret undersøkelseshull 7125/1-1. Hullet er boret på en østvestgående struktur midt i blokken. Hullet påviste en tynn oljesone i sandsteiner 1 400 meter under havoverflaten, og ubetydelige mengder gass ble påtruffet i dypereliggende sandsteiner av trias alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7224/7

Statoil har som operatør for utvinningstillatelse 137, boret undersøkelseshull 7224/7-1 i nøkkelområde II. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner og hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7321/7

Mobil har som operatør for utvinningstillatelse 140, boret undersøkelseshull 7321/7-1 i nøkkelområde III. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner. Hullet ble ikke produksjonstestet.

Blokk 7321/9

Norsk Hydro som er operatør for utvinningstillatelse 141, boret undersøkelseshull 7321/9-1. Det ble kun påvist spor av hydrokarboner i bergarter av jura alder. Hullet ble ikke produksjonstestet.

2.2.2.4 Svalbard

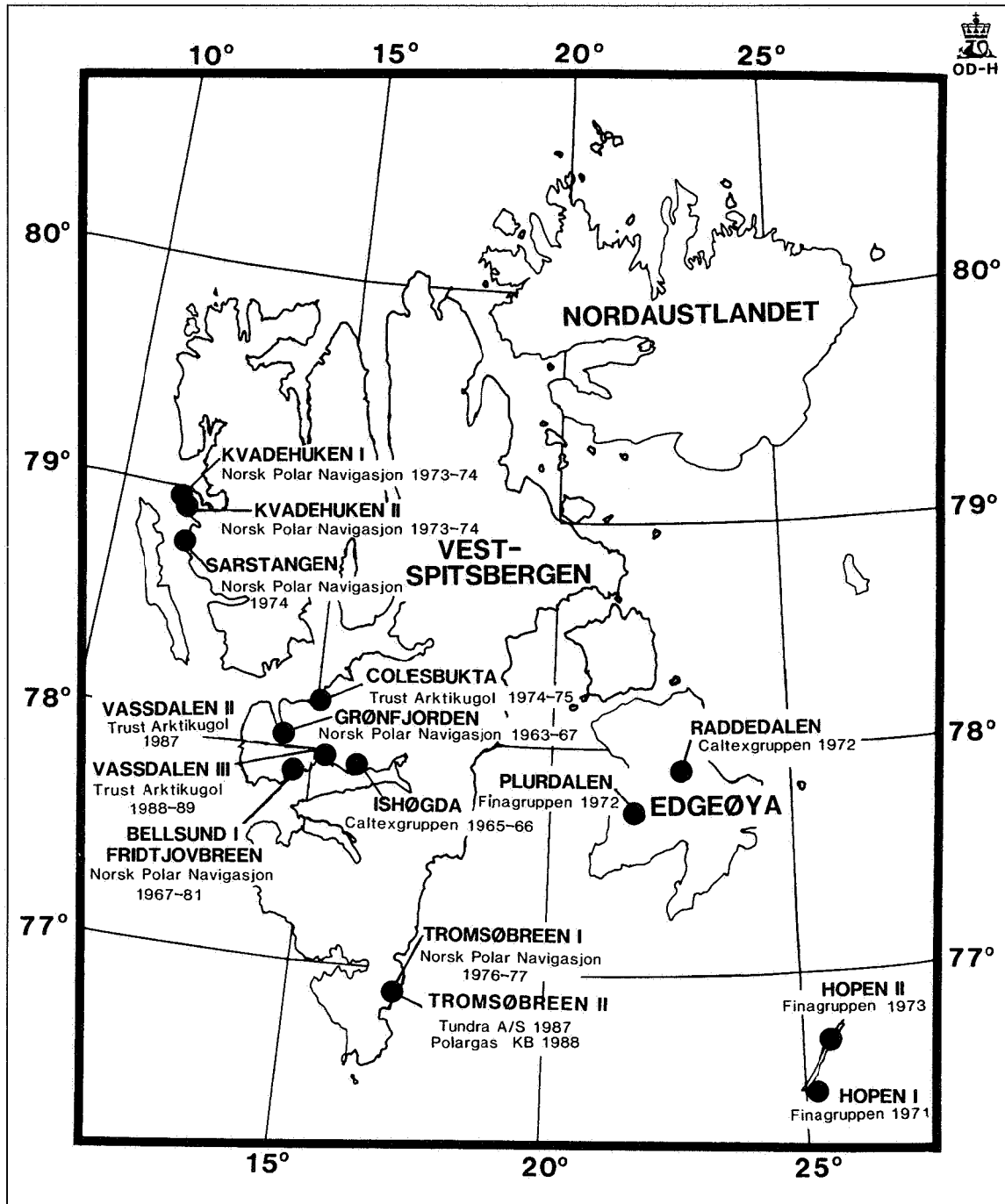
Norsk Hydro har i samarbeid med Store Norske Spitsbergen Kullkompani skutt 280 km med landseismikk i området mellom Sassendalen, Reindalen og øst til Nordmannsfjorden. I tillegg har Statoil skutt 710 km marin seismikk i Isfjorden på Spitsbergen.

Det ble i 1988 startet en ny boreoperasjon på Svalbard, og en boreoperasjon ble gjenopptatt etter demobilisering for vinteren.

Det russiske selskapet Trust Arktikugol startet boring av sitt andre hull i Vassdalen. Den første boringen ble avsluttet i 1986 på grunn av tekniske problemer. Boretillatelse for hullet ble gitt 30.3.1988. Ved slutten av året var boret nådd til en dybde av 2 342 meter. Boreoperasjonen fortsetter i 1989.

Det svenske operatørselskapet Polargas Prospektering KB gjenopptok boreoperasjonen på Hake-

Fig. 2.2.2.4
Borelokaliteter på Svalbard



tangen etter avtale med forrige års operatør Tundra, Nordisk Polarinvest og rettighetshaverne for utmålet. Etter to ukers mobilisering startet boreoperasjonen 13.6.1988. Hullet var i 1987 boret til 1 732 meter og i 1988 ble det ytterligere boret 605 meter ned til et dyp på 2 337 meter. I tillegg til tre

tester som ble foretatt i 1987, ble det i 1988 foretatt ti tester. Testene avdekket mindre mengder gass. Hullet ble avsluttet 22.8.1988 og boreriggen ble demontert for lagring over vinteren. Polargas Prospektering KB arbeider med planer om å benytte boreriggen til å bore et hull i Kvalvågen i 1989.

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

Felt omkring Ula

Blokk 1/3 er naboblokken til Gyda-feltet mot vest, med Elf Aquitaine 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 m.

I naboblokken til Ula-feltet mot vest, 7/11, er det påvist et oljefunn. Det har vært arbeidet med planer om testproduksjon på 7/11. Planene går ut på å overføre brønnstrømmen til innretningen på Cod for prosessering i innretningens testseparator. Her-

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			Trust Arktikugol		15,13

1) Boringen ble avsluttet grunnet boretekniske problemer.

fra er det planlagt å lede olje og gass sammen med oljen og gassen fra Cod til Ekofisk.

I blokk 7/8 nordvest for Ula er det også påvist et mindre oljefelt.

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

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

Blokk 34/10 ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør, jf beskrivelsen av Gullfaks, kapittel 2.5.12. Gullfaks Sør ligger midt i blokken (omlag 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 midtre og undre jura og av trias alder.

Til nå er det boret seks hull til reservoarnivå på Gullfaks Sør, ett på Beta og ett på Gamma. Hull 34/10-33 ble boret i siste kvartal av 1988 på den nordlige delen av Gullfaks Sør. Det ble påvist gass og olje i sandsteiner av midtre jura alder. 34/10-33 påviste langt mer olje i Brent enn tidligere antatt.

Det er foretatt produksjonstester i oljesonen. Den nye 3D-seismikken som er samlet inn over Gullfaks Sør er klar for prosessering og tolkning i 1989.

Resultater fra retolkning av gammel seismikk og fra 34/10-33, tyder på at det er mer olje og mindre gass i Gullfaks Sør enn tidligere antatt. Da 34/10-33 ble planlagt, inkluderte planene boring av en horisontal del i oljesonen i Brent-reservoaret. Denne skulle testes for å påvise om det er mulig å øke utvinningen av olje i Brent-reservoaret. På grunn av at brønnen påviste en betydelig større oljekolonne enn antatt, er det nå mer usikkert om testproduksjonen blir gjennomført.

Gullfaks Sør inneholder både olje, kondensat og fri gass. Operatøren vurderer både samtidig olje- og gassproduksjon og sekvensiell produksjon (først olje, siden gass).

Statoil la i september 1987 fram en mulighetsstudie for Gullfaks Sør. Studien viser fem alternative innretningkonsepter. Gullfaks A er tenkt benyttet til prosessering og lagring av olje. Gasstransport både til Storbritannia og kontinentet vurderes som mulig. Tidspunktet for framlegging av plan for utbygging og drift er usikkert.

Oseberg-området

Dette er et av de mest prospektive områder på norsk sokkel. Det er gjort funn av ulik størrelse i feltene Oseberg, Brage, Veslefrikk, Huldra, 30/6 Beta, 30/6 Beta sadel, 30/6 Kappa, 30/6 Gamma Nord, 30/9 Omega og 30/9-06.

Selve Oseberg-feltet kom i produksjon i desem-

ber 1988. I tillegg til Oseberg er feltene Veslefrikk og 30/6 Gamma Nord besluttet utbygd.

Brage

Brage-feltet ligger i blokk 31/4 og ble tildelt i 1979 som utvinningstillatelse 055. Norsk Hydro er operatør. Plan for utbygging og drift ble overlevert myndighetene i desember 1987. Endelig godkjenning av planen er i følge St prp nr 56 (1987-1988) utsatt i inntil 5 år.

Olje er påvist i tre formasjoner: Statfjord, Fensfjord og Sognefjord. Oljedirektoratet har beregnet utvinnbare reserver til $46.2 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $3.5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Feltet planlegges utbygget med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning. Innretningen vil ha en gjennomsnittlig behandlingsskapasitet på $12\,300 \text{ Sm}^3$ olje daglig.

Brage 30/6 Beta og 30/6 Beta sadel

30/6 Beta og Beta sadel består av to strukturelementer som er skilt fra hverandre med en forseglende forkastning. Begge strukturelementene ligger i utvinningstillatelse 053. Norsk Hydro er operatør. I begge strukturene er det påvist olje i sandstein i Brent-gruppen. Et sannsynlig ressursanlag for de to strukturene er i størrelsesorden $40 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje utvinnbart.

Det er flere alternativer for utbygging av Beta-området. Et aktuelt alternativ er en produksjonsinnretning i stål eller betong med en prosesskapasitet i størrelsesorden $12\,700 \text{ Sm}^3$ olje per dag og samordning mellom 30/6 Beta og Oseberg-feltet. Produert olje fra Beta-området vil kunne transporteres gjennom rørledningen fra Oseberg til Sture.

30/9 Omega

30/9 Omega ligger vest for Oseberg feltcenter. Hovedtyngden av ressursene ligger i utvinningstillatelse 079, men strukturen strekker seg også sørover i utvinningstillatelse 104. Norsk Hydro er operatør.

Det er påvist olje og gass i Ness- og Tarbert-formasjonene. Ressursanslagene for funnet er svært usikre, og det må bores minst ett nytt avgrensningshull på strukturen før utbygging er aktuelt.

En del av Omega-strukturen ligger innenfor dreneringsradius for Oseberg feltcenter, og kan derfor produseres ved hjelp av brønner på innretningen. De øvrige ressursene på Omega kan dreneres enten ved hjelp av brønner på havbunnen eller ved hjelp av en enkel brønnhodeinnretning med tilkoping til Oseberg.

Statfjord Nord

Statfjord Nord består av to separate reservoarer, av henholdsvis øvre og midtre jura alder. Det underste reservoaret strekker seg muligens inn i blokk 34/7. Det er boret 3 hull på Statfjord Nord. Hull 33/9-14 ble boret sørvest på strukturen våren 1988. Hydrokarboner av øvre jura alder ble påvist og testet.

Hullet ga små justeringer i de foreliggende ressursanslag. Operatørens anslag for utvinnbare reserver er $22.6 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $1.2 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Statoil har vurdert å bygge ut feltet med havbunnsbrønner eller alternativt, forenklede innretningsløsninger. Produksjonsstart er planlagt til 1993.

Oljedirektoratet holder på med ny kartlegging av Staffjord Nord. Oppdatert reserveanslag vil foreligge i 1989.

Statfjord Øst

Statfjord Øst ligger ca 7 km nordøst for innretningen på Staffjord C. Strukturen strekker seg inn i blokk 34/7. Tre hull er boret på Staffjord Øst-strukturen, to i 33/9 og ett i 34/7 med hydrokarboner påvist og testet i alle tre hull. Ingen nye brønner ble boret i 1988.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $19.0 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $2.5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Disse forekomstene ligger i Brent-gruppen, og operatørens reserveestimat forutsetter trykk-vedlikehold ved hjelp av vanninjeksjon. Operatøren har vurdert å bygge ut feltet med havbunnsbrønner eller alternativt, forenklede innretninger. Produksjonsstart er planlagt i 1994.

Oljedirektoratet har i 1988 foretatt en reservoarstudie av Staffjord Øst. Oppdaterte reserveanslag vil foreligge i 1989.

Frøy

Hydrokarboner ble påvist i Sleipner-formasjonen gjennom 25/5-1 i 1987. Feltet ligger vesentlig i utvinningstillatelse 102 som ble tildelt i 9. tildelingsrunde med Elf som operatør.

Operatøren planlegger en avgrensingsbrønn i 1989 for nærmere fastleggelse av ressursgrunnlaget. Elf har anslått de utvinnbare ressurser til $18 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Elf har i løpet av 1988 utført konkrete feltstudier på Frøy. Det er foreløpig ikke tatt stilling til et endelig utbyggingskonsept. Operatøren har som mål å framlegge kommersialitetserklæring, samt forberede plan for utbygging og drift i løpet av 1989. Framdriften er imidlertid for en stor grad avhengig av utfallet av en avgrensingsbrønn som planlegges boret på feltet i løpet av 1. halvår 1989.

Balder

Blokk 25/11 ble tildelt i 1965, i utvinningstillatelse 001, med Esso som operatør. Esso ble også tildelt operatøransvaret på blokkene 25/8 og 25/10 i 1969, i utvinningstillatelse 027 og 028.

Feltet ble påvist i 1974 ved boring av letehull 25/11-5, hvor olje ble funnet i sandstein av paleocen alder. I blokk 25/8 er det også påvist mindre mengder olje i tilsvarende sandsteinlag.

Det er ennå ikke tatt noen beslutning om utbygging av feltet, og det er ikke boret i denne blokken

siden 1981. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare oljeresurser er $35 \times 10^6 \text{Sm}^3$.

Ilandføringssøknad ble levert i desember 1980, men en kraftig nedjustering av ressursene svekket økonomien i prosjektet, og søknaden ble trukket tilbake.

2.3.2 Haltenbanken

Heidrun

Det er boret åtte lete- og avgrensningshull på feltet. Feltet inneholder tung olje med en overliggende gasskappe. Reservoaret er sterkt forkastet og inneholder flere reservoarformasjoner. Gasskappen bør ut fra reservoarhensyn, produseres etter at hoveddelen av oljen er produsert. Oljedirektoratet har nedjustert reserveanslaget for feltet til $87 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $43 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Oljedirektoratet vil spesielt peke på den usikkerhet som er knyttet til ressursene i Heidrun-feltet.

Første produksjonsfase fra feltet skulle etter planen starte i annet halvår 1990 ved hjelp av et produksjonsskip. En slik tidlig produksjonsfase ville kunne gi informasjon om reservoaret som kunne komme til nytte i senere faser av utbyggingen. En oppdatert plan for tidligproduksjonsfasen ble forelagt myndighetene og godkjent høsten 1988. Operatøren brøt imidlertid kontrakten om byggingen av skipet i desember 1988. Den videre framdrift for Heidrun-feltet er derfor usikker.

Operatøren planlegger å starte hovedproduksjonen i en senere fase. Utbyggingsløsning for denne fasen er tenkt å være en strekkstagninnetning med betongskrog. I tillegg vil det være behov for havbunnsbrønner som knyttes til hovedinnretningen.

Midgard

Det er i alt boret fire letehull på Midgard-feltet. Strukturen er delt i tre ved to tverrgående forkastninger. Feltet består i hovedsak av 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 reserver til $80 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass og $15 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje.

Produksjonsrate og produksjonsstart vil være avhengig av gassmarkedet. Som utbyggingsløsning for feltet vurderes både bunnfast innretning og flytende innretning. Det vurderes også å bygge ut deler av feltet med havbunnsbrønner som tilknyttes Heidrun.

Njord

Det er nå boret tre letehull i 6407/7 som alle har påvist olje. Det er boret ett hull i 6407/10 som ikke påviste olje. Det antas likevel at feltet strekker seg inn i blokk 6407/10.

Det siste hullet, som er det nordligste på blokk 6407/7, påviste olje i en nedforkastet blokk. Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på

Njord-feltet er $25 \times 10^9 \text{Sm}^3$ olje og $4 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. I disse tallene er oljeressursene som ble påvist i 1988, ikke inkludert. Feltet er kartlagt med 3D-seismikk.

Smørbukkk og 6506/12-Beta, Blokk 6506/12

Det er boret i alt åtte hull på blokken. I 1988 ble det boret ett hull i 6506/12-Beta-strukturen. Det arbeides med planer om testproduksjon fra dette hullet.

Oljedirektoratet har påbegynt en kartlegging av 6506/12-Beta basert på 3D-seismikk. Arbeidet sluttføres i 1989.

Oljedirektoratets ressursanslag for Smørbukkk hovedstrukturen er $20 \times 10^9 \text{Sm}^3$ kondensat og $65 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass. Ressursanslag for 6506/12-Beta er $22 \times 10^9 \text{Sm}^3$ kondensat og $11 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Av de to funnene i blokken er 6506/12-Beta best kartlagt og mest modent for utbygging. Tidspunkt for valg av utbyggingsløsning og utbygging for funnene i denne blokken vil være avhengig av markeds-

utviklingen for gass fra Haltenbanken. En fasettbygging kan også bli vurdert for å tilpasse seg gassmarkedet. Når det gjelder prosessering og transport av kondensat og gass fra Smørbukkk-feltene, vil det være aktuelt å se dette i sammenheng med øvrig utbygging i området.

Tyrihans

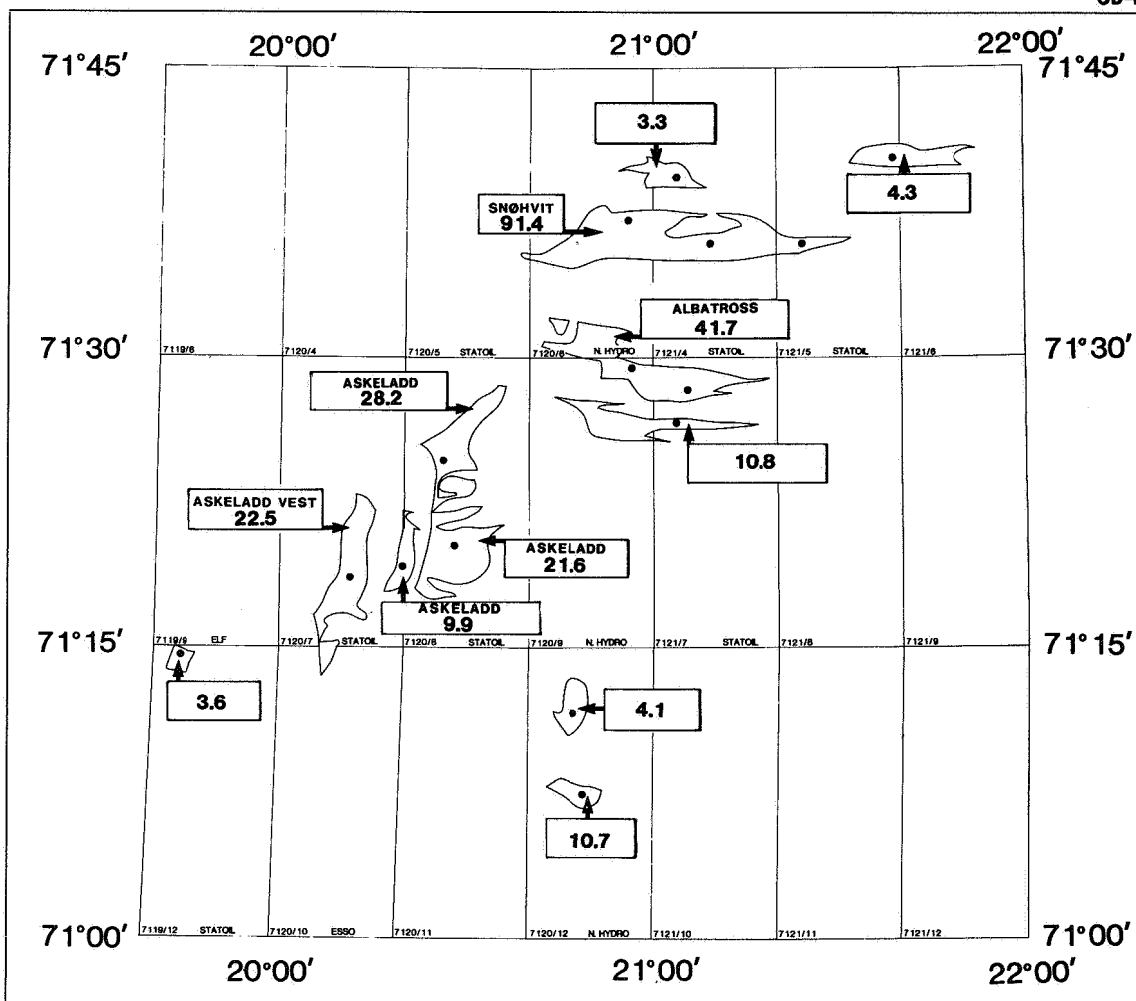
Det er boret to undersøkeshull på feltet som består av to strukturer, en med gass/kondensat og en med tynn oljesone og gasskappe. Ressursanslagene er $16 \times 10^9 \text{Sm}^3$ olje/kondensat og $40 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

6403/3

Lethull nummer to i denne blokken påtraff reservoarsandstein som var oljefylt. I 1987 ble det boret et nytt hull i forlengelsen av denne strukturen. Dette hullet påtraff sandstein som var tett.

Fig. 2.3.3

Troms I ressursgrunnlaget. Utvinnbar gass angitt i 10^9Sm^3



2.3.3 Troms

Det er påvist 252 x 10⁹Sm³ utvinnbar gass på Troms I (figur 2.3.3).

De to siste årene har rettighetshaverne på Snøhvit-feltet framlagt nye utbyggingsløsninger. I følge rettighetshaverne er de økonomisk og teknisk mest lovende løsninger:

To halvt nedsenkbare gassprosesseringsinnretninger med havbunnskompletterte brønner. Gass og kondensat sendes i separate rørledninger til LNG-terminalanlegg på land.

Fast gravitasjonsbasert betonginnretning (GBS-PDQ) med kompletterte brønner for innretningen. Gassen transporteres i rørledning til LNG-terminalanlegg på land, mens kondensat stabiliseres, lagres og lastes på feltet.

LNG-produksjonen på feltet fra ett eller to spesialbygde skip.

For samtlige konsept vil den årlige produksjonsraten av gass være 6 x 10⁹Sm³ som tilsier et salgsvolum på ca 5 x 10⁹Sm³ per år.

Markedsanalyser synes ikke å åpne for salg av LNG fra Troms I til USA før 1995. Rettighetshaverne vurderer nå alternativ utnyttelse av denne gassen. Operatøren vil framlegge en større feltutviklingsstudie i januar 1989.

2.4 FELT VEDTATT UTBYGD

2.4.1 Veslefrikk

Utvinningsstillatelse 052

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.0 %
Unocal Norge A/S	20.0 %
Norsk Hydro Produksjon a.s.	10.0 %
Deminex (Norge) A/S	12.5 %
Norske Deminex A/S	2.5 %
Svenska Petroleum Exploration A/S	5.0 %

Feltet ligger sørøst i blokk 30/3 som ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør. Det er boret fire letehull i blokken og to letehull på selve Veslefrikk-strukturen. I begge disse hullene ble det påvist olje i to forskjellige nivåer i sandsteiner i Brent- og Cook-formasjonene.

Drivverdighetsrapporten ble framlagt for partene i november 1986. Plan for utbygging og drift ble framlagt i februar 1987 og godkjent i St prp nr 73 (1986-1987). Operatøren har anslått total oljeutvinning fra feltet til 36.4 x 10⁶Sm³, og total produksjon av assosiert gass til 3 x 10⁹Sm³. Utvinningen skjer ved vanninjeksjon. I tillegg påviste de første forborede produksjonsbrønnene ressurser i Statfjord- og Tarbert-reservoaret.

Feltet bygges ut med en fast brønnhode-innretning med stålunderstell som installeres over en ramme med seks forborede brønner.

Det halvt nedsenkbare borefartøyet «West Vision» som er under ombygging til flytende

produksjonsinnretning, skal forankres og koples til den faste brønnhodeinnretning.

Figur 2.4.1 viser de planlagte installasjonene.

En oljerørledning planlegges tilkoppelt Oseberg-transportssystem for transport til Sture-terminalen. Gass kan transporteres via Statpipe-systemet. Gassen er ennå ikke solgt.

Utbyggingen er beregnet til å koste ca 6.5 mrd 1988-kr inkludert brønnkostnader. De lave kostnadene og den korte byggetiden gjør at feltet er lønnsomt selv med dagens oljepriser. I henhold til operatørens planer vil feltet være produksjonsklart i oktober 1989.

Beredskap

Oljedirektoratet følger arbeidet med denne utbyggingen nøye, da den reiser nye problemstillinger på beredskapssiden. Dette på grunn av utformingen med en fast bemannet brønnhodeinnretning og en flyttbar produksjons- og boliginnretning. Spesielt har Oljedirektoratet vært opptatt av rednings- og evakueringsmidlenes tilgjengelighet.

Målesystem

Målestasjonene for olje og gass er levert fra verksted i 1988. Montering på innretningen på Veslefrikk B vil finne sted primo 1989.

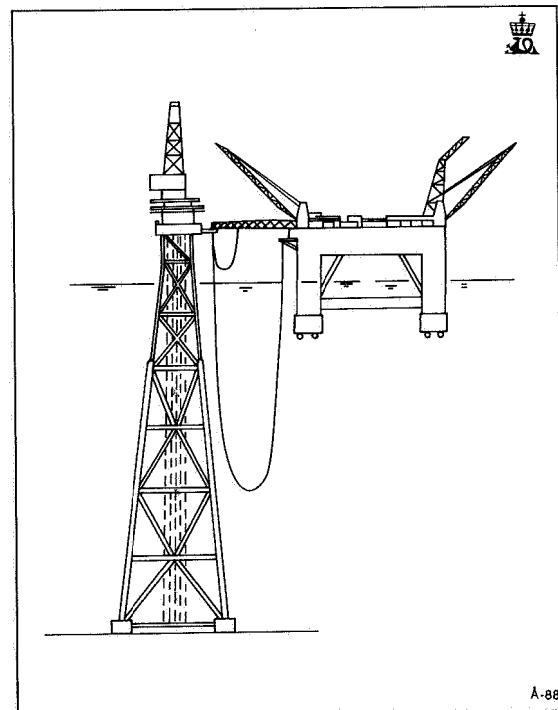
2.4.2 30/6 Gamma Nord

Rettighetshavere

Statoils eierandel er økt for utvinningsstillatelse 053 etter at glideskalaen er utøvet overfor de uten-

Fig. 2.4.1

Planlagte installasjoner på Veslefrikk



landske selskapene. Siste økning skjedde fra 1.4.1989 i forbindelse med godkjenning av revidert plan for utbygging og drift av Oseberg.

Eierinteressene i utvinningstillatelse 053 (fra 1.4.1988):

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	59.04 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	12.25 %
Saga Petroleum a.s	7.35 %
Elf Aquitaine Norge A/S	9.33 %
Mobil Development Norway A/S	7.00 %
Total Marine Norsk A/S	4.67 %

For å dekke behovet for ekstra injeksjonsgass i forbindelse med framskyndingen av Oseberg fase 2, ble ved kgl res av 23.12.1988 godkjent at Gamma Nord-strukturen i blokk 30/6 skulle bygges ut. Denne strukturen ligger i utvinningstillatelse 053 utenfor «Oseberg Unit» (det unitiserte Oseberg-feltet).

Gamma Nord inneholder gass med en underliggende tynn oljesone. For å produsere oljen skal det bores en horisontal brønn som skal produsere fra oljesonen samtidig som den produserer gassen som er nødvendig for injeksjon i Oseberg. Produksjonsstart er oktober 1991.

Produksjonen skal foregå fra en havbunnskomplett brønn som opereres fra Oseberg C. Investeringer for den horisontale brønnen er beregnet til 419 mill 1988-kr. Erfaringene fra den første brønnen kan avgjøre om det vil bli boret en til.

Mer informasjon om 30/6 Gamma Nord er gitt i avsnittet om Oseberg.

2.4.3 Troll

Utvinningstillatelse 054 og 085

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 054

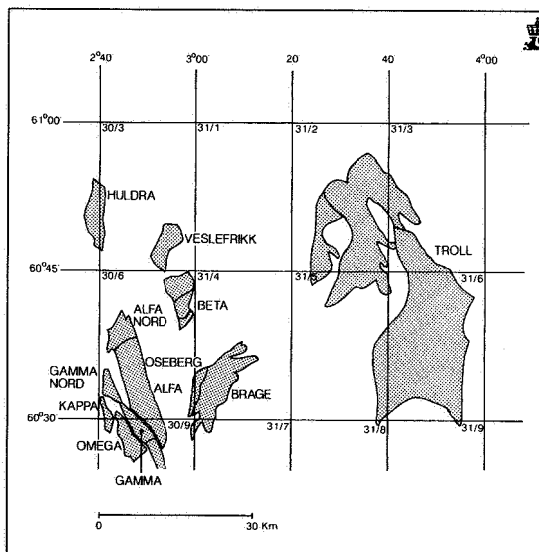
Norske Conoco A/S	5.000 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	5.000 %
Mobil Development Norway A/S	5.000 %
A/S Norske Shell	35.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	47.000 %
Total Marine Norsk A.S	1.000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.000 %

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 085

Norsk Hydro Produksjon a.s	9.000 %
Elf Aquitaine Norge A/S	2.000 %
Total Marine Norsk A.S	1.000 %
Saga Petroleum a.s	6.000 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	82.000 %

Troll-feltet dekker deler av blokkene 31/2, 31/3, 31/5 og 31/6 (figur 2.4.3.). Tildelingen av blokk 31/2 ble foretatt i 1979, mens de tre øvrige blokker ble tildelt i juli 1983. Blokk 31/2 har utvinningstillatelse 054 med A/S Norske Shell som operatør. Blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 har utvinningstillatelse 085. Her er operatøransvaret delt mellom Statoil, Saga og

Fig. 2.4.3
Oseberg – og Troll-området



Norsk Hydro. Unitiseringen av de to utvinningstillatelser er avsluttet.

Reservoaret finnes i tre geologiske formasjoner av øvre jura alder. Den øverste formasjonen (Sognefjord) domineres av middels til grovkornet sandstein med gode reservoaregenskaper. Denne formasjonen, som er den største i reservoaret, går over i den underliggende midtre formasjonen (Heather), som består av silt og finkornet sandstein med et relativt høyt glimmerinnhold. Strømnings-egenskapene er derfor dårligere i denne formasjonen enn i den over. Den underste formasjonen består av sandstein med vekslende reservoaregenskaper.

På toppen av Troll Vest i blokk 31/2 og på toppen av Troll Øst i 31/6 og 31/3 er det en gasskolonne på vel 200 m. Gasskolonnen varierer over feltet og er vesentlig mindre i de vestlige deler av Troll-feltet. Denne vestlige delen av feltet, som hovedsakelig ligger i 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 noen få meter.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare ressurser på Troll-feltet er 1 288 x 10⁹Sm³ gass og 41 x 10⁹Sm³ olje. Oljedirektoratet har i sine ressursanslag foreløpig ikke tatt med oljen i de deler av feltet som har en 10–17 meter oljekolonne, men muligheten for utvinning fra denne delen av feltet er fortsatt under vurdering.

A/S Norske Shell som er operatør for den første gassutbyggingen på feltet, la i september 1986 fram plan for utbygging og drift av gassfase I. Denne planen ble behandlet av Stortinget i desember 1986. Utbyggingen vil bestå av en innretning med betongunderstell som har en initiell kapasitet på 90 mill

Sm³ gass per dag med alle prosesstog installert. Planen vil bli oppdatert og behandlet av myndighetene i løpet av 1989.

I tillegg til hovedutbyggingen for gass er det besluttet å bygge et undervannsproduksjonssystem (Troll-modul) for gass som skal brukes på Oseberg-feltet for gassinjeksjon fra 1991. Norsk Hydro er operatør for utbyggingen. Gassproduksjonen er planlagt til ca 2.2 x 10⁹Sm³ per år.

Den første oljeutbyggingen på Troll-feltet ventes å bli utbygging av den sørlige delen av den tykke oljesonen.

Kostnader

Totalt utbyggingskostnader for Troll Gass fase I er beregnet å bli ca 26.1 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader fram til år 2010 beregnes å bli ca 18.0 mrd 1988-kr.

2.4.4 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 Petroleum er operatør for begge blokkene.

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 057

Saga Petroleum a.s	15.00 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.00 %
Amerada Hess Norge A/S	5.00 %
Texas Eastern Norway Inc	5.00 %
Deminex (Norge) A/S	25.00 %

Rettighetshavere i utvinningstillatelse 089

Saga Petroleum a.s	10.00%
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50.00%
Esso Exploration and Production Norway A/S	15.00%
Norsk Hydro Produksjon a.s	12.00%
Elf Aquitaine Norge A/S	8.00%
Deminex (Norge) A/S	4.00%
Det Norske Oljeselskap a.s	1.00%

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:

Saga Petroleum a.s	11.26%
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	51.00%
Amerada Hess Norge A/S	1.46%
Texas Eastern Norway Inc.	1.46%
Deminex (Norge) A/S	10.03%
Esso Exploration and Production Norway A/S	10.33%
Norsk Hydro Produksjon a.s	8.27%
Elf Aquitaine Norge A/S	5.51%
Det Norske Oljeselskap a.s	0.69%

Plan for utbygging og drift av Snorre-feltet ble oversendt myndighetene 1.9.1987. Stortinget godkjente utbyggingsplanen i 1988.

Snorre er et stort oljefelt. De økonomisk utvinnbare reservene er av operatøren beregnet til omlag 120 x 10⁹Sm³ olje og 7 x 10⁹Sm³ assosiert gass. Oljedirektoratets reserveestimat er 108 x 10⁶Sm³ olje og 6.6 x 10⁹Sm³ assosiert gass. Oljedirektoratet vil peke på den usikkerhet som er knyttet til reservene 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: Statfjord- og Lunde-reservoaret. Reservoarene er godt kartlagt, og det er forholdsvis god volumkontroll. Det knytter seg usikkerhet til sand-enhetenes utstrekning og kommunikasjon i Lunde-reservoaret. Dette kan ha betydning for produksjonsoppførselen. Reservoarets dybde 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.

Vanddypt 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 strekkstagninnetning i sør og en havbunnsinstallasjon i den sentrale delen av feltet. Utvinning vil skje ved vanninjeksjon. Oljen vil bli separert i to trinn på Snorre-innretningen, og deretter transportert til Statfjord for sluttprosessering. Estimerte utbyggingskostnader for fase 1 er ca 22 mrd 1988-kr. Fase 2 av utbyggingen gjelder drenering av den sentrale og den nordlige delen av feltet og innebærer to utbyggingsmuligheter. En mulighet er flytting av innretningen, en annen er videre utbygging med produksjonsinstallasjoner på havbunnen.

2.4.5 Sleipner Øst

Utvinningstillatelse 046

Rettighetshavere

Esso Exploration and Production Norway A/S	30.4 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	10.0 %
Den norsk stats oljeselskap a.s (Statoil)	59.6 %

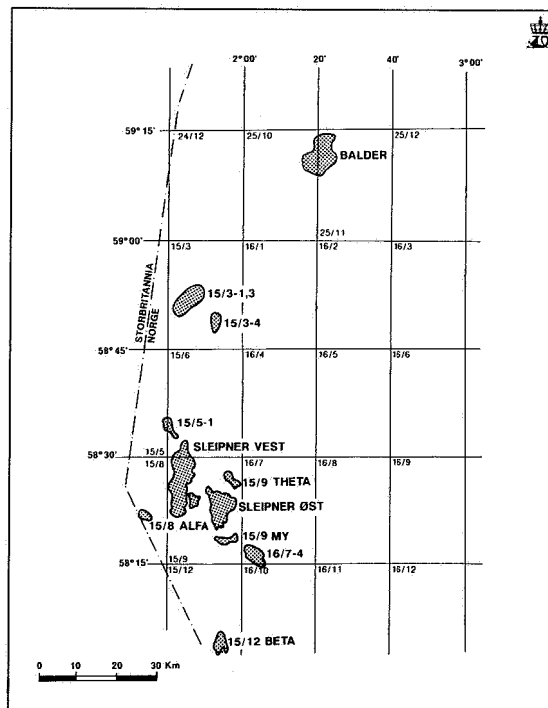
Utvinningstillatelse ble tildelt i 1976 og omfatter blokkene 15/8 og 15/9. Statoil er operatør for Sleipner Øst (se figur 2.4.5). I henhold til bestemmelsene om utøvelse av glideskala, har Statoil økt sin andel i utvinningstillatelsen fra 50 %. Esso har fått sin andel redusert tilsvarende.

Oljedirektoratets reserveanslag for Sleipner Øst-feltet er 51 x 10⁹Sm³ gass, 17 x 10⁹Sm³ olje og 10 x 10⁶ tonn NGL.

Utbygging

Sleipner Øst er besluttet utbygget med en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning med et fire-skiftet understell i betong, samt en 508 mm diameter væskeledning til Ula-feltet.

Fig. 2.4.5
Sleipner- og Balderområdet



Kondensatet er planlagt videretransportert til Teesside i England via Ula-Ekofisk-Teesside rørsystemet. Operatøren vurderer også andre ilandføringsmuligheter. Gassen er planlagt transportert i rørledning til Zeebrugge i Belgia, og gjennom Statpipe/Norpipe-systemet til Emden i Vest-Tyskland.

Beredskap/arbeidsmiljø

Beredskapssituasjonen er blitt fulgt opp gjennom deltakelse i hovedrevisjonen og gjennom møtevirksomhet. Direktoratet er fornøyd med samarbeidet som er etablert og resultatene av dette så langt.

Vedrørende arbeidsmiljøet fant direktoratet i forbindelse med hovedrevisjonen våren 1987, manglende innarbeidelse av arbeidsmiljøkrav i tidlig fase av prosjektet. Dette området har blitt aktivt fulgt opp av operatøren i etterfølgende fase.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader og totale driftskostnader er beregnet til å bli henholdsvis 15.1 mrd og 12.4 mrd 1988-kr.

2.4.6 Gyda

Gyda-feltet ligger i blokk 2/1 ca 28 km sørøst for Ula-feltet. Feltet dekkes av utvinningstillatelse 019B.

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s	50.000 %
BP Petroleum Development of Norway A/S	26.625 %
Norske Conoco A/S	9.375 %
K/S A/S Pelican	4.000 %
AEDC	5.000 %
MOECO	5.000 %

BP er operatør for feltet. Feltet ble erklært drivverdig 22.1.1987. Rettighetshaverne la fram plan for utbygging og drift for feltet 11.3.1987. Planen ble godkjent i Stortinget våren 1987.

Utbygging

Feltet er planlagt utbygd med en fast innretning for boligformål, boring og prosessering av olje og gass, jf figur 2.4.6. Oljen skal transporteres til Ekofisk via oljerørledningen fra Ula til Ekofisk, og videre til Teesside. Gassen skal transporteres i ny rørledning direkte til Ekofisk og nyttes til brenselgass.

Forbøringsrammen er plassert på feltet, og det er boret 5 produksjonsbrønner. Innretningen er under bygging. Utplassering av innretningen og sammenkopling vil skje i 3. og 4. kvartal 1989. Produksjonen vil etter den nye planen starte 1.7.1990.

Feltet er planlagt produsert med vanninjeksjon som drivmekanisme. Det er planlagt 19 produksjonsbrønner og 11 vanninjeksjonsbrønner. 8 produksjonsbrønner skal forbøres.

Operatørens reserveanslag er $31.8 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje. Oljedirektoratets reserveanslag er $30.5 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og $3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass.

Ved hjelp av åtte forborede brønner vil en kunne nå platåproduksjon fra produksjonsstart. Platåproduksjonen er planlagt til $9\,500 \text{Sm}^3$ olje og $1.1 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass per dag, og vil vare i ca 2 år. Deretter vil produksjonen avta gradvis, og ventelig være avsluttet i år 2010.

Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til 8.4 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader anslås å bli ca 9.8 mrd 1988-kr.

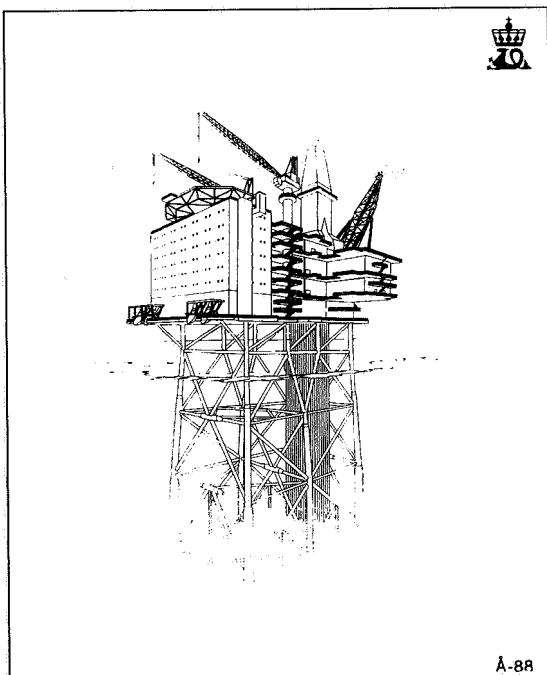
2.4.7 Hod

Rettighetshavere:

Amoco Norway Company (operatør)	25 %
Amerada Hess Norge A/S	25 %
Texas Eastern Norwegian Inc.	25 %
Norwegian Oil Consortium A/S & Co.	25 %

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

Fig. 2.4.6
Planlagt installasjon på Gyda



Hod (figur 2.5.1.a). Tilsammen ble fem lete- og avgrensningshull boret. Et hull på Vest-Hod og to hull på Øst-Hod påviste og testet olje med assosiert gass i kritt-reservoarer av sen kritt/tidlig tertiær alder.

Rettighetshaverne la fram plan for utbygging og drift våren 1988. Planen er godkjent av myndighetene.

Utbygging

Feltet skal utbygges med en ubemannet brønnhodeinnretning installert over en havbunnsramme med åtte brønnsliiser. Det planlegges fem produksjonsbrønner, men antallet kan bli større. Utvinningen av olje skjer ved trykkavlastning.

Amoco foreslo ved utbyggingen av Hod å legge til grunn en hundreårsbølge på 22.0 meter, mens Oljedirektoratet tidligere hadde konkludert med at den ikke burde velges lavere enn 23.8 meter i dette området. Etter videre behandling økte Amoco verdien til 22.6. Oljedirektoratets gjennomgang av tilgjengelige data for området viser at en forventet hundreverdi er omkring 25.0 meter. Verdien på 23.8 meter er imidlertid innenfor den usikkerhet som eksisterer. Hod er i utgangspunktet en ubemannet innretning. Et sammenbrudd vil derfor normalt ha små konsekvenser for personell og forurensning, og begrensede konsekvenser for driftstilgjengelighet og samfunnsøkonomi. På bakgrunn av dette valgte Oljedirektoratet å akseptere de verdiene som Amoco foreslo.

Produksjon

Produserte mengder vil bli transportert til Valhall som to-fasestrømning. Produksjonsstart er av operatøren satt til sommeren 1990.

Oljedirektoratet har brukt operatørens ressurstall for utvinnbare reserver, $4 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje, $0.9 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass, og 0.5×10^6 tonn NGL. Operatøren har anslått utbyggingskostnader til ca 600 mill 1988-kr.

2.4.8 Draugen

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

Rettighetshavere

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

Norske Shell er operatør for feltet. Produksjonsstart er planlagt til sommeren 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 fram en oppdatert plan for utbygging og drift av feltet. Denne planen ble godkjent av Stortinget desember 1988. Draugen er det første utbyggingsklare feltet på Haltenbanken.

Reservoar

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er $68 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje, og $4.8 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ assosiert gass. Draugen-reservoaret er av svært god kvalitet. Reservoaret består av to formasjoner. Frøya-formasjonen inneholder hoveddelen av reservene, og Haltenbank-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. Vanninjektorene er planlagt boret etter at platåproduksjonen er nådd. Utfra testresultat er det forventet en høy leveringsevne og injeksjonsevne fra brønnene.

Utbyggingsløsning

Feltet er planlagt utbygd med en bunnfast betonginnretning med integrert dekk. Det planlegges 6-7 produksjonsbrønner og 6 brønner for vanninjeksjon. 7 av brønnene vil være havbunnskompletterte. Innretningen har 10 brønnsliiser og totalt 34 J-rør. Det er planlagt en gjennomsnittlig platårate på $14\,300 \text{ Sm}^3$ olje per dag.

Transport.

Oljen foreslås eksportert via en slakt forankret flytende lastebøye (FLP). Gassen vil bli injisert inntil det er funnet en anvendelse for denne.

Alternativ gassanvendelse.

Operatøren har vurdert en rekke alternativer for assosiert gass. Hovedplanen er å injisere gass i Midtre Drake-horisonen (vannsone) i tre år. Det er videre mulig å produsere Frøya Sør-formasjonen tidlig, slik at man kan fortsette gassinjeksjon i denne formasjonen i en toårs periode. Etter 1999 forutsettes det at man har fått i stand en løsning for gasstransport eller annen gassanvendelse på Halten-banken.

Kostnader

Totale investeringskostnader beløper seg til 10 037 mill 1988-kr. Dette er inkludert gassinjeksjonsutstyr for Midtre Drake-formasjonen. Driftskostnader er 697 mill 1988-kr per år.

2.5 FELT I PRODUKSJON**2.5.1 Valhall**

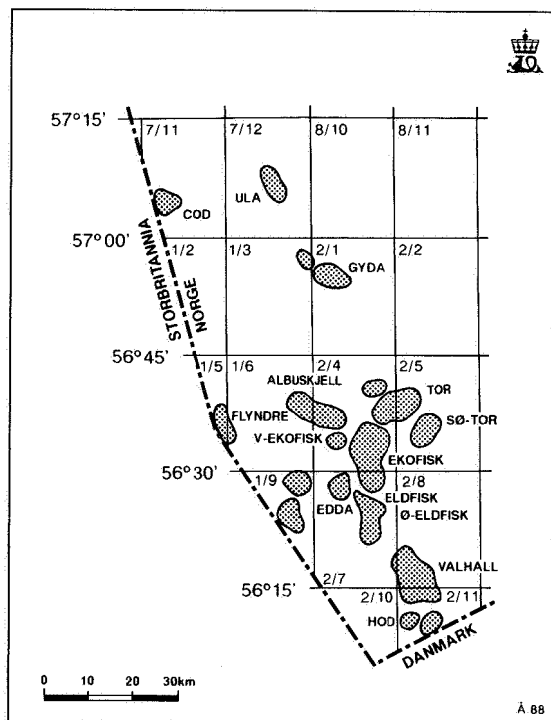
Utvinningstillatelse 006

Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company	28.33 %
Amerada Hess Norge A/S	28.33 %
Texas Eastern Norwegian Inc	28.33 %
Norwegian Oil Consortium A/S & CO	15.00 %

Blokk 2/8 ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør. Valhall-feltet ligger hovedsakelig i blokk 2/8 (figur 2.5.1.a). Den sørlige delen av feltet strekker

Fig. 2.5.1.a
Ekofisk-området



seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har hver av de ovennevnte selskapene 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. Dette gjør at feltene vil ha forholdsvis lav utvinningsgrad. Det blir produsert fra to formasjoner på Valhall; Tor-formasjonen (som inneholder ca 2/3 av reservene) og Hod-formasjonen. Ekofisk-formasjonen som utgjør den viktigste formasjonen på en del av feltene i Ekofisk-området, er ikke til stede på Valhall.

Valhall ble satt i produksjon i november 1982. Ved slutten av 1988 ble det produsert fra 22 brønner på feltet. Operatøren ser ut til å ha lyktes med en ny kompletteringsteknikk som omgår problemet med strømning av reservoarbergarten inn i produksjonsbrønnene.

Det har vært stor usikkerhet med hensyn til geologien på Valhall på grunn av en gass-sky over reservoaret. Dette har gjort seismikk ubrukelig som kartleggingsredskap. Etter en god del arbeid fra operatør og partnere, har man nå kommet fram til en geologisk modell for feltet som har vist seg brukbar ved boring av nye brønner.

Innsynkningen av Valhall synes nå ikke å være et så stort problem som tidligere fryktet. Det er målt en innsynkningsrate på ca 17 cm per år. Det betyr at det neppe er aktuelt med de samme modifikasjoner på Valhall som på Ekofisk. Forhold tilknyttet innsynkning, som for eksempel brønndeformasjon, produktivitetstap og differensielle setninger, er ikke studert i detalj.

Produksjonsanlegg

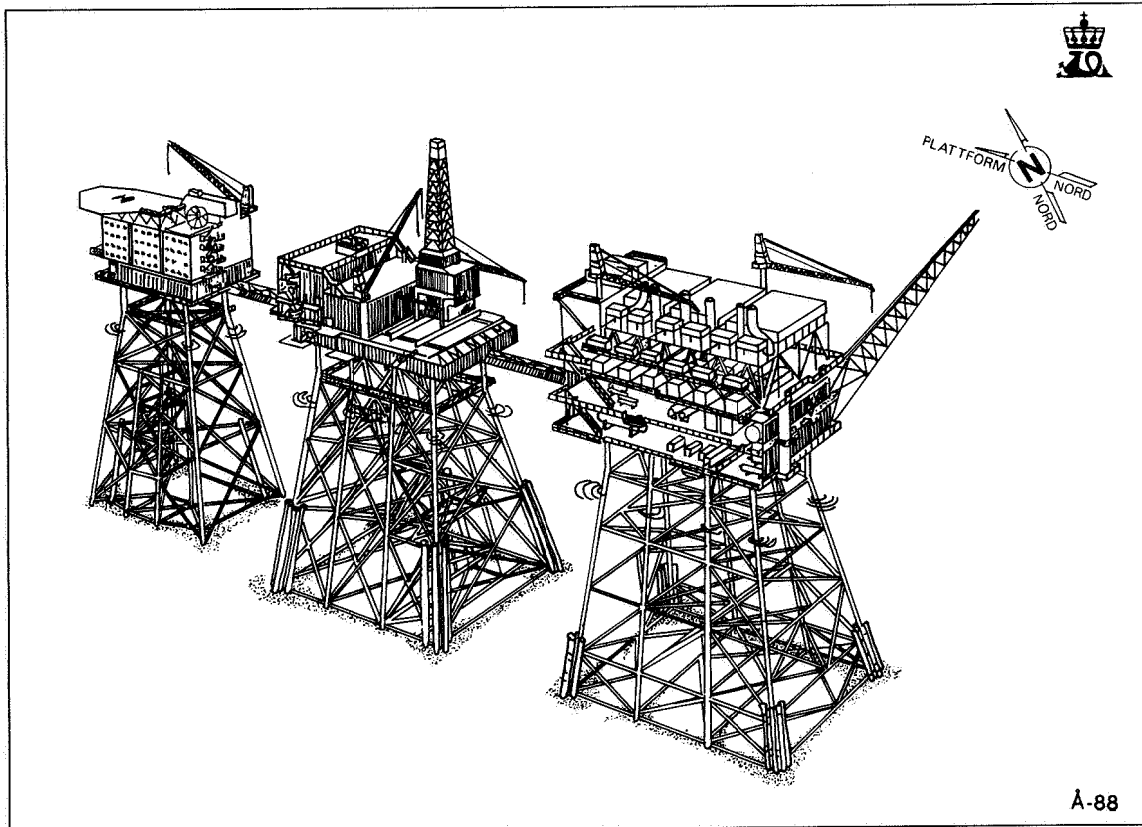
Utbyggingen omfatter en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsinnretning. De tre førstnevnte innretningene er plassert på Valhall-feltet og knyttet til hverandre med broforbindelse. Figur 2.5.1.b viser disse installasjonene. Stigerørsinnretningen som Phillips Petroleum Company Norway har operatøransvaret for, er tilknyttet Ekofisk-tanken.

Olje blir adskilt fra gass på Valhall ved hjelp av to separasjonsenheter før den blir pumpet til Ekofisk-anlegget, hvor den måles og ledes videre inn i Teeside-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 fraksjoneringstårn, og injiseres deretter dels i oljen og dels i gassen.

Transport

Oljen og gassen transporteres i samme system som produksjonen fra Ekofisk-området.

Fig. 2.5.1.b
Installasjoner på Valhall



Gassbrenning

Den innrapporterte gasmengde som er avbrent på feltet i 1988 er gjennomsnittlig 55 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 2.8 % av gassproduksjonen (jf figur 2.5.1.c), og utgjør 36 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer på Valhall-feltet fram til 2011 antas å bli ca 11.17 mrd 1988-kr. Totale driftskost-

nader fram til 2011 er beregnet å ville bli 23.6 mrd 1988-kr.

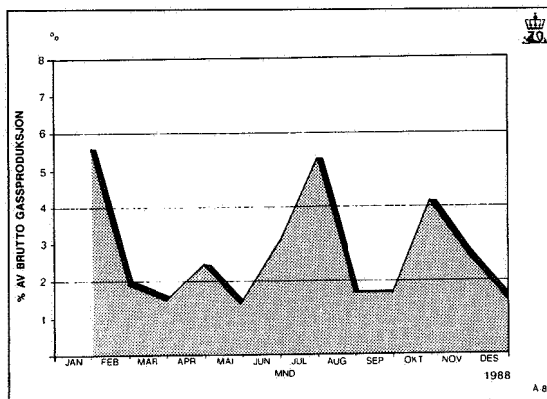
2.5.2 Ekofisk-området

Utvinningstillatelse 018

Rettighetshavere:

Phillips Petroleum Co Norway	36.960 %
Norske Fina A/S	30.000 %
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 %
Eurafrep Norge A/S	0.456 %
Norexplor A/S	0.304 %
Coparex Norge A/S	0.399 %

Fig. 2.5.1.c
Gass brent på Valhall



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

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

Fordelingen er som følger:

Albuskjell:	
«Phillips-gruppen»	50.00 %
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 oppdaget i 1968. Dette er det eneste som produserer fra et sandsteinsreservoar i Ekofisk-området. De andre feltene i området produserer fra kritt bergarter. Ekofisk-feltet ble oppdaget i 1969, og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden fra 1969 til 1972 ble de andre feltene i området oppdaget. Ekofisk-feltet er det desidert største feltet i Ekofisk-området med et hydrokarbon-porevolum som er ca 30 % større enn Statfjord-feltet. Eldfisk er det nest største feltet i området. Figur 2.5.1.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 besto av tilknytningen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk til Ekofisk Senter.

Fra desember 1987 er det blitt injisert vann i Tor-formasjonen i den nordlige delen av Ekofisk-feltet. Dette for å øke utvinningen av olje og gass fra feltet. I løpet av 1988 er det besluttet at vanninjeksjonsprosjektet skal utvides til å omfatte injeksjon av vann også i Ekofisk-formasjonen samt i den sørlige delen av Tor-formasjonen.

Operatøren vurderer nå effekten av å injisere nitrogen i Ekofisk-feltet.

Disse tiltakene vil kunne øke utvinningsgraden fra Ekofisk-feltet vesentlig. Mens vanninjeksjon innebærer økt oljeutvinning, vil et eventuelt nitrogeninjeksjonsprosjekt være rettet mot økt utvinning av gass.

Lignende tiltak er under vurdering for det nest største feltet i området, Eldfisk-feltet.

På Tor-feltet er det i løpet av 1988 blitt installert gassløftingsutstyr som har gitt positive resultater så langt. Gassløfting vil bidra til en vesentlig lengre økonomisk levetid for feltet.

På Albuskjell-feltet foretok operatøren en vellyk-

ket test av Ekofisk-formasjonen som er svært tett i dette området. Videre planer for testing av denne formasjonen er under utarbeidelse. Operatøren vurderer også en automatisering av Albuskjell-feltet.

På Edda-feltet har det pågått modifiseringsarbeider for å kunne ta imot produksjonen fra Tommeliten-feltet. Dette fører til at installasjonen på Edda-feltet vil kunne holdes i drift lenger enn tidligere antatt. Figur 2.5.2.a viser installasjonene i Ekofisk-området.

Innsynkning

I november 1984 ble det konstatert at havbunnen ved Ekofisk Senter hadde sunket. Målinger som er utført siden, viser en total innsynkning per 31.12.1988 på ca 4.3 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 ca 0.3 meter på årsbasis.

Flere målemetoder har vært benyttet for å fastlegge innsynkningsraten. I 1984/85 ble det foretatt analyser av bølgedata. Analysene indikerte kun 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.

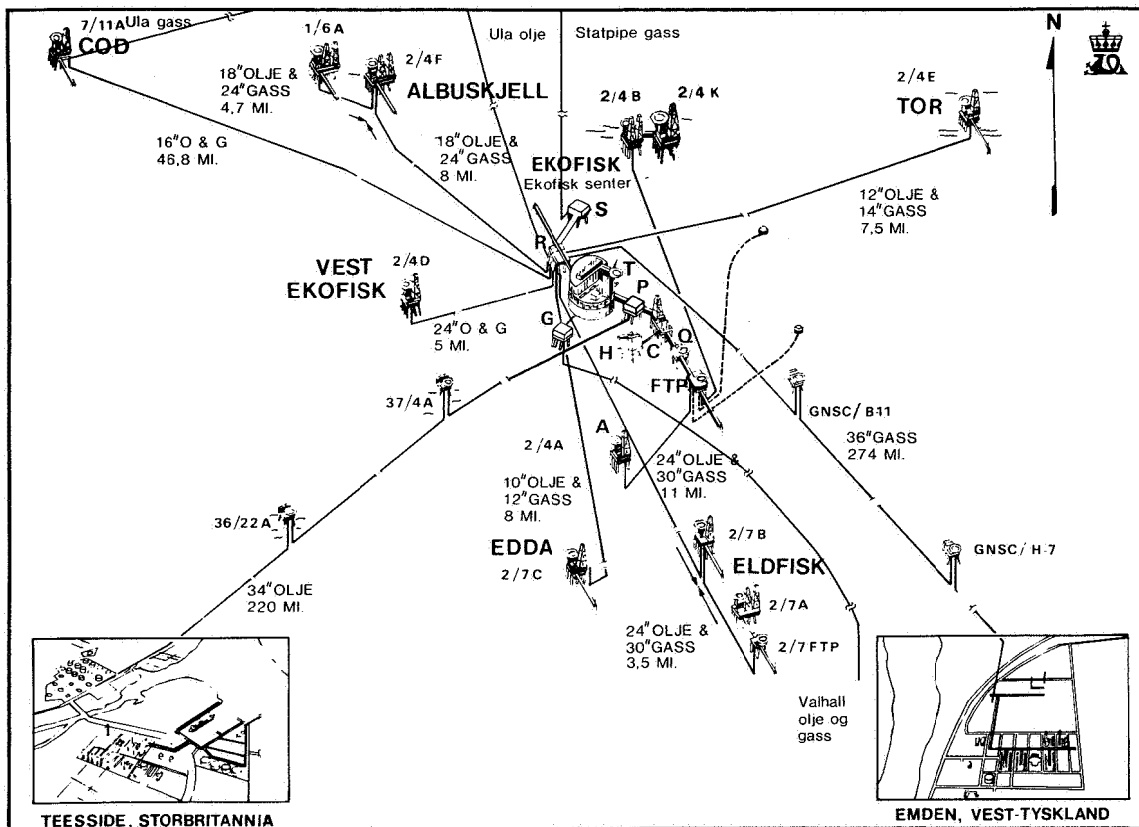
Innsynkningen på Ekofisk kommer av at bergarten tre km under havbunnen som oljen og gassen ligger i, er forholdsvis løs og presses sammen etter som poretrykket avtar. Man har hele tiden vært klar over at reservoarvolumet ville reduseres, men det var ikke ventet at dette ville vise seg på overflaten. Det er fortsatt visse usikkerheter knyttet til hvordan reservoar-volumreduksjonen fører til innsynkning og om det er andre forhold som bidrar til innsynkningen.

Den eneste måten å forhindre videre innsynkning og andre problemer relatert til trykkavlastningen på, er å begrense trykknedgangen. Dette kan gjøres gjennom injeksjon av naturgass, nitrogengass 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 2. halvdel av 1990-tallet.

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

Fig. 2.5.2.a
Installasjoner i Ekofisk-området



Vedlikehold på Ekofisk

En del sikkerhetsmessig viktig utstyr er nå under oppgradering på Ekofisk.

På 2/4 Q er nå brannpumperommet under ombygging for å tilfredsstille dagens krav til slike rom. Senere skal brannpumperommet på 2/4 FTP bygges om.

Utskifting av nitrogenakkumulatorer til nødavstengningsventiler er i full gang på 2/4 T. Nitrogenakkumulatorer skal skiftes ut på alle Ekofisk-innretningene.

En nitrogenakkumulator er en hydraulisk nød-kraftkilde som skal kunne operere avstengningsventiler for olje og gass, dersom hovedkraftforsyningen skulle forsvinne i en nødsituasjon. Nitrogenakkumulatorene har derfor en viktig funksjon på innretningene.

Målesystemer

Det er blitt utført verifikasjoner på utvalgte olje- og gassmålinger i Ekofisk-området. I Teesside og Emden er det utført regelmessige verifikasjoner på salgsmålesystemene.

Transport

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

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1988, er gjennomsnittlig 21 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 0.07 % av gassproduksjonen (jf figur 2.5.2.b), og utgjør 36 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Per 31.12.1988 er det investert ca 68 mrd 1988-kr på de syv feltene som utgjør Ekofisk-området. Totalt påløpte driftskostnader utgjør ca 58 mrd 1988-kr.

2.5.3 Tommeliten

Utvinningstillatelse 044

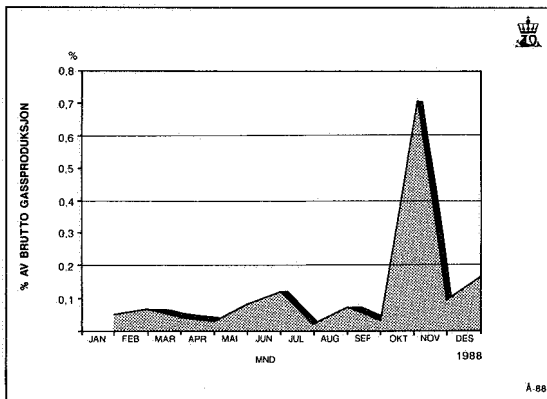
Rettighetshavere:

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

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

Plan for utbygging og drift ble godkjent av Stortinget i juni 1986. Oppstart på feltet skjedde

Fig. 2.5.2.b
Gass brent i Ekofisk-området



3.10.1988. Gass-salgskontrakt er inngått med Phillips-gruppen om leveranse fram til og med 1991. Resterende gass er ikke solgt.

Utnyttelse av forekomstene

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 Torformasjonen. Totale utvinnbare reserver anslås til $18 \times 10^9 \text{Sm}^3$ for tørr gass og $8.5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ for kondensat. Utvinningen av gass er beregnet til å vare i 20 år med en platårate på ca $1 \times 10^9 \text{Sm}^3$ per år. Utvinningsstrategien for feltet vil være produksjon ved hjelp av reservoarets naturlige drivmekanisme.

Produksjonsanlegg

Feltet vil bli utbygget ved havbunnskompletterte brønner og full brønnstrømsoverføring og oppkopling til Edda-innretningen.

Feltet blir bygget ut i flere faser. Fase 1, som omfatter utbygging av Gamma-strukturen og består av bunnramme med seks brønner, er fullført og ble satt i produksjon 3.10.1988.

Det er ikke tatt stilling til når utbygging av Alfa-strukturen skal ta til. Dette vil avhenge av når salgsavtalen for resterende gassmengde kan inngås.

Målesystem

Eksisterende målesystemer på Edda-innretningen er blitt ombygget og oppgradert, slik at det her utføres separat måling av gass og olje/kondensat fra både Edda-feltet og Tommeliten, i tillegg måles gassforbruket på innretningen.

Transport

Etter 1. trinn separasjon og måling på Edda-innretningen blir gass fra Tommeliten overført i 304 mm rørledning til Ekofisk Senter for videre prosessering, før tørrgassen komprimeres for så å gå inn i Norpipes gassrørledning til Emden.

Tommeliten kondensat blir overført fra Edda til

Ekofisk Senter i 203 mm oljerørledning sammen med produktene fra Edda (olje og gass). Etter 2. trinn prosessbehandling på Ekofisk Senter, pumpes væsken inn i Ekofisk-Teesside ledningen for videre stabilisering, lagring og salg i Teesside.

Gassbrenning

Det gasskvantum som tillates brent for Tommeliten, er inkludert i det kvantum som er tillatt brent for Ekofisk-feltet totalt. For å opprettholde sikkerheten ved uforutsatte driftsstanser som krever at rørledningen mellom den underjordiske brønnrammen og Edda-innretningen må trykkavlastes, er det i tillegg gitt tillatelse for avbrenning av gass tilsvarende inntil $200\,000 \text{Sm}^3$ per dag.

Kostnader

Totale investeringer for fase 1 utgjør 2.6 mrd 1988-kr. Eventuell utbygging av fase 2 er kalkulert til omtrent samme beløp.

2.5.4 Ula

Utvinningsstillatelse 019A

Rettighetshavere

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

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nordvest for Ekofisk (figur 2.5.1.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. BP er operatør for utvinningsstillatelsen.

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 salt-dome struktur, og reservoaret har meget gode produksjonsegenskaper.

Operatøren har økt reserveanslaget i 1988 fra $39.7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ olje til $52.5 \times 10^9 \text{Sm}^3$. Økningen skyldes hovedsakelig at det er funnet en dypere oljevannkontakt i den østlige og sørlige del av feltet.

Operatøren vurderer nå hvilke konsekvenser reserveøkningen vil få for den videre utviklingen av feltet, samt hvilket produksjonsforløp en vil forvente.

Per desember 1988 er seks brønner i produksjon og to injiserer vann. En brønn er midlertidig observasjonsbrønn for å registrere heving av oljevannkontakten i den vestlige delen av feltet. Det er i

løpet av året boret to avgrensingsbrønner på feltet for å fastslå olje-vannkontakt i den østlige og sørlige delen.

Produksjonsanlegg

Utbyggingsløsningen består av tre konvensjonelle stålplattformar for henholdsvis produksjon, boring og boligkvarter (figur 2.5.4.a). Understellene til innretningene ble installert sommeren 1985, og sammenkoplingsarbeidet til havs pågikk i tidsrommet oktober 1985 – august/september 1986. Oljerørledningen til Ekofisk ble lagt sommeren 1984 og gasserørledningen Ula-Cod våren 1985.

Det er også i år funnet betydelige mengder asfalt i separatorene. Noe av asfalten er kommet inn i målesystemene og har ført til problemer med disse systemene.

Oljedirektoratet har nøye fulgt opp de tidligere problemene med rom som ved hjelp av overtrykk skal hindre inntrenging av gass, og det ser nå ut til at systemene virker tilfredsstillende.

Ved operatørselskapets månedlige utprøving av sikringsventiler som er plassert nede i brønnen, ble det oppdaget at disse ventilene ikke fungerte som de skulle. Årsaken var at materialet i noen av pakningene hadde svulmet ut slik at ventilene ikke luk-

ket som tilsiktet. Annet materiale blir nå prøvd i pakningene.

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 ca 70 km. Gassen transporteres i rørledning via Cod til Emden. Rørledningen Ula-Cod ble installert og testet våren 1985.

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1988 er 20 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 1.6 % av gassproduksjonen (jf figur 2.5.4.b), og utgjør 22 % av det maksimalt tillatte.

Kostnader

Totale investeringer utgjør per 31.12.1988 ca 8.8 mrd 1988-kr. Siden produksjonsstart i oktober 1986 er det påløpt ca 1 mrd kr i driftskostnader.

2.5.5 Heimdal

Utvinningstillatelse 036 ble tildelt i 1971 og omfatter blokk 25/4, som ligger ca 180 km vest-nordvest for

Fig. 2.5.4.a
Installasjoner på Ula

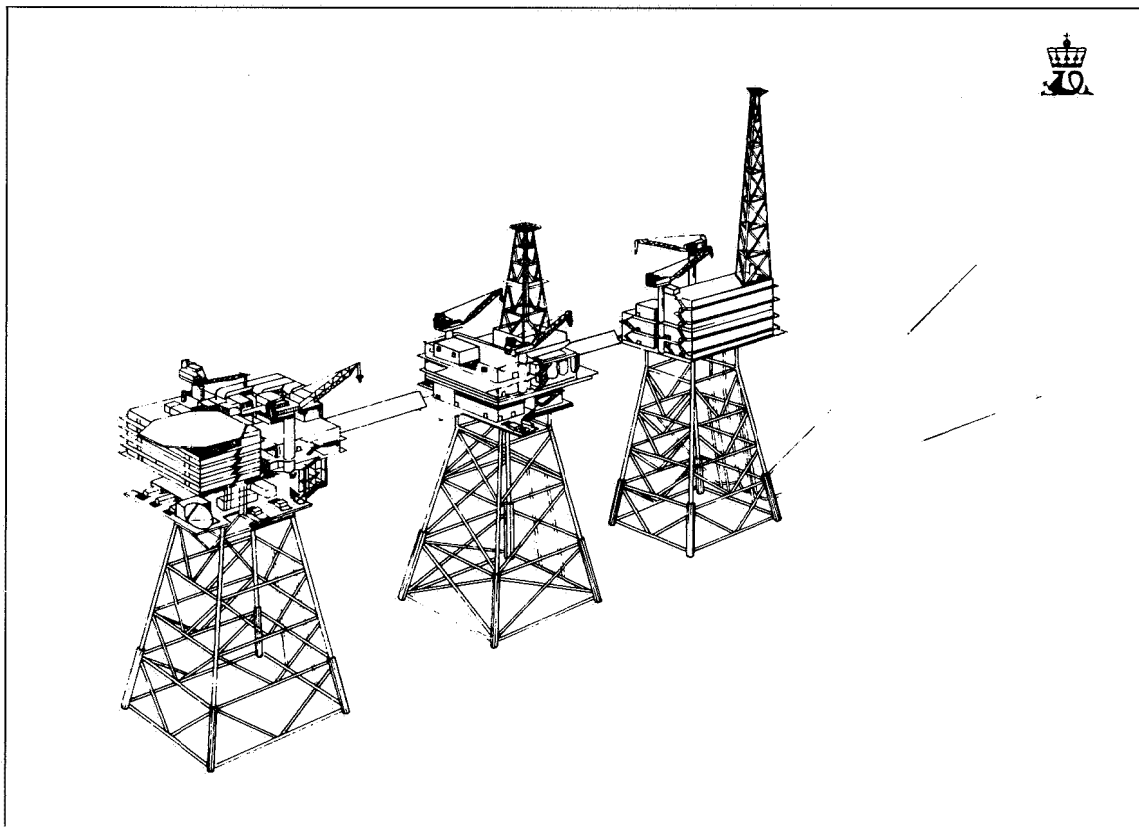
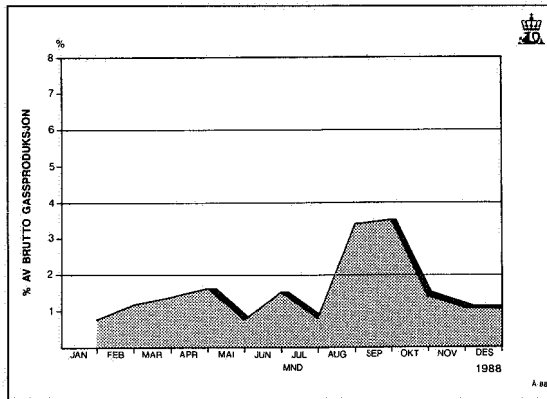


Fig. 2.5.4.b
Gass brent på Ula

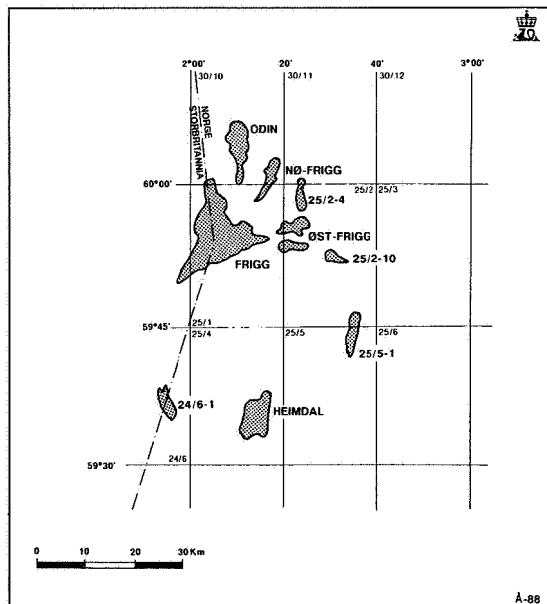


Stavanger (figur 2.5.5.a). Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Heimdal. For den delen av utvinningstillatelsen som omfatter Heimdal, har staten benyttet sin opsjonsrett, og en har følgende eierforhold:

Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	40.000 %
Marathon Petroleum Norge A/S	23.798 %
Elf Aquitaine Norge A/S	17.639 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	6.228 %
Total Marine Norsk A/S	4.820 %
Sunningdale Norge A/S	3.875 %
Saga Petroleum a.s	3.471 %
A/S Uglands Rederi	0.169 %

Fig. 2.2.5.a
Frigg-området



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

I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal 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. Ilandførings søknaden for kondensat ble godkjent i januar 1983.

Utnyttelse av forekomstene

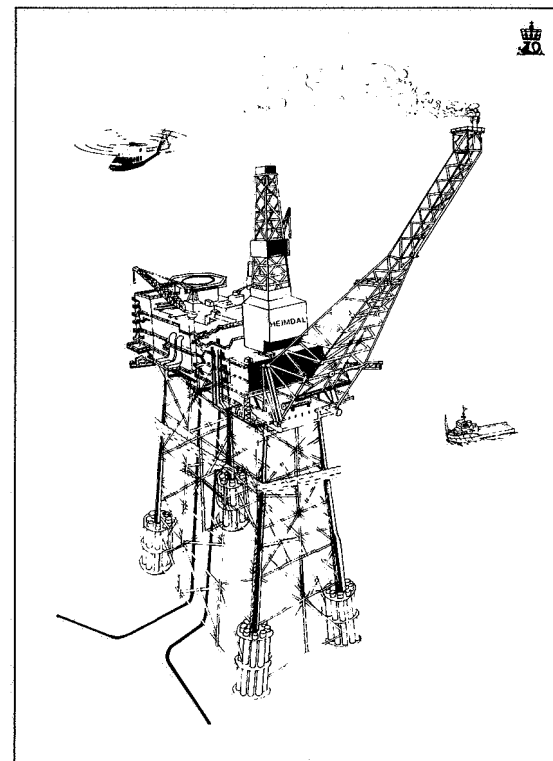
Reservoaret ligger ca 2 100 meter under havflaten i sand av paleocen alder. De totale utvinnbare reservene er anslått til $33 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass og $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ olje.

Produksjonsboring på Heimdal-feltet startet i april 1985. Per desember 1988 er det boret ti brønner fra innretningen; ni produksjonsbrønner og en observasjons-/injeksjonsbrønn. En produksjonsbrønn ble imidlertid nedstengt i 1987 på grunn av lekkasjep problemer.

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

Produksjonen er nå oppe på platåraten. Regulatoriteten er god, og det er lite behov for brenning av gass.

Fig. 2.5.5.b
Installasjon på Heimdal



Produksjonsanlegg

Heimdal-feltet er bygget ut med en integrert stålinnretning med bore-, produksjon- og boligfunksjon (figur 2.5.5.b). Produksjonen startet opp i desember 1985, og leveransene av gass via Emden kom i gang i februar 1986.

Målesystem

Oljedirektoratet inspiserer målesystemene for gass og kondensat. Kondensatmålesystemet inspiseres 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 ca 11.3 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader ventes å bli 4.2 mrd 1988-kr.

2.5.6 Frigg-området**2.5.6.1 Frigg****Rettighetshavere**

Norsk del (60.82 %) (utvinningstillatelse 024)	
Elf Aquitaine Norge A/S	25.19 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	19.99 %
Total Marine Norsk A/S	12.60 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	3.04 %
Britisk andel (39.18 %)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25.97 %
Total Oil Marine Ltd	12.98 %
BP Ltd	0.23 %

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 på norsk sokkel og i blokkene 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (figur 2.5.5.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. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert fjerde år, eller dersom nye reservoarkunnskaper skulle tilsi dette.

Utnyttelse av forekomstene

I 1984 ble det oppdaget tildels 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, samt de studier som ble gjort, førte til at reserveanslaget ble redusert.

I slutten av 1988 var det observert formasjonsvann i en rekke produksjonsbrønner på CDP1.

I produksjonsbrønnene på DP2 ventes ikke vanngjennombrudd før i 1989. Feltet ventes å produsere fram til 1993.

En dyp undersøkelsesbrønn er boret i 1988 for å kontrollere dreneringen i nord. I tillegg blir to kontrollbrønner i nord åpnet jevnlig for å følge vannstigningen der. Vannstigningen varierer fra ca 2–20 meter per år fra nord til sør på feltet. Nord for DP2 finnes trolig en udrenert sone, og det vurderes å bore tilleggsbrønner for å få produsert den gjenværende gassen, som anslås til ca 6–10 mrd Sm³.

Produksjonsanlegg

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

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsinnretning plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra disse innretningene startet sommeren 1978. Figur 2.5.6.a viser installasjonene på Frigg-feltet.

Fase 3 av utbyggingen omfatter installasjon 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.

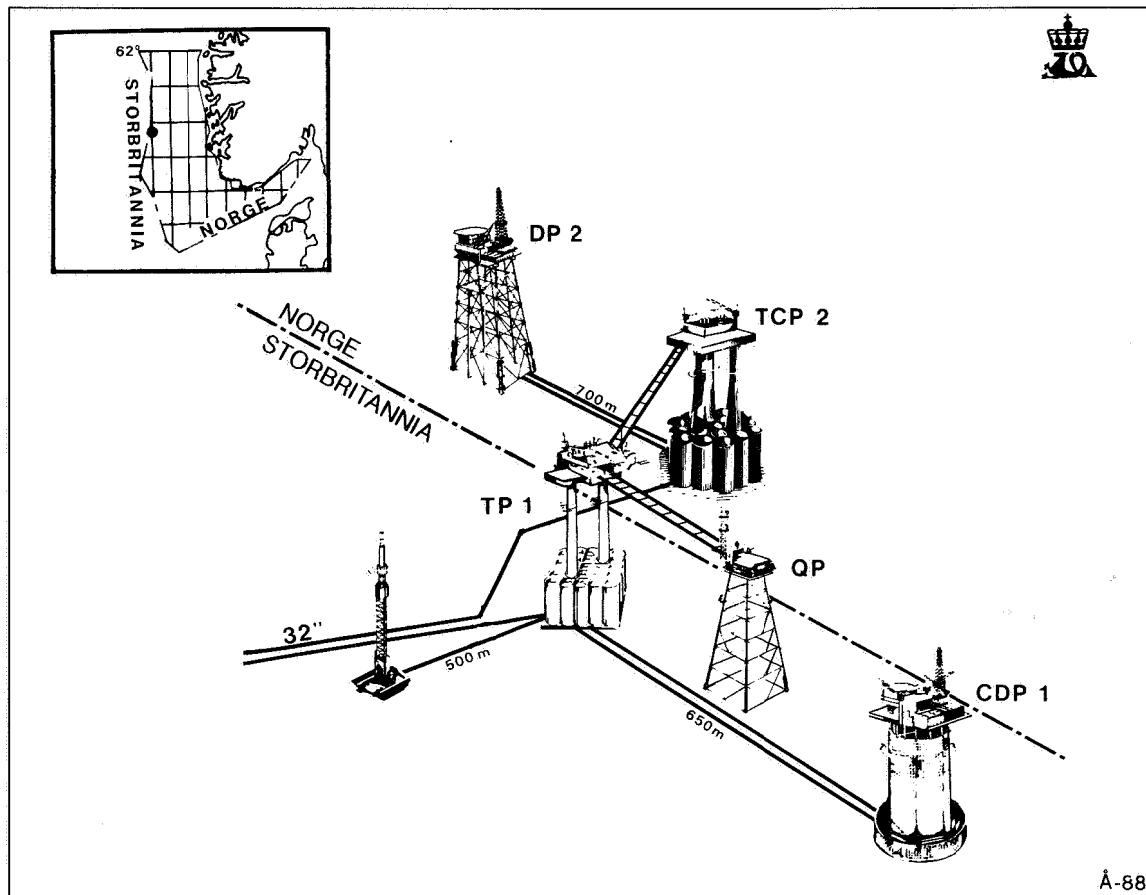
Målesystem – Frigg-området

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

Transport

Gassen transporteres 355 km til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm diameter rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet er det installert to turbindrevne kompressorer hver på 38 000 HK, på pumpeinnretningen MCP-01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen var nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Av samme grunn er terminalen i St Fergus utvidet fra fem til seks prosesslinjer.

Fig. 2.5.6.a
Installasjoner på Frigg



Terminalen vil også gjennomgå nye endringer, da de nye feltene vil gi økende leveranse av petroleum i væskefase.

Kostnader

Totale investeringer i den norske delen av Frigg-feltet var ca 20.8 mrd 1988-kr. Investeringene i transportsystemet kommer i tillegg. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli ca 7.6 mrd 1988-kr.

2.5.6.2 Øst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1) og utvinningsstillatelse 026 (blokk 25/2). (Figur 2.5.5.a).

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro Produksjon 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

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

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 kommersielt i august 1984, og ilandførings søknaden ble behandlet av Stortinget 14.12.1984. En utviklingsplan med 4 brønner ble godkjent av partnerne.

Oljedirektoratet ga tillatelse til produksjonsstart høsten 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 innen-

for den eksisterende salgavtale. Utvinnbare gassreserver var opprinnelig anslått til $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ på Alfa og $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ på Beta, totalt $13 \times 10^9 \text{Sm}^3$.

Produksjonen på Frigg har imidlertid ført til betydelig trykkreduksjon og hellende væskekontakter på Øst-Frigg, samt gasslekkasje på ca $6.4 \times 10^9 \text{Sm}^3$ fra Alfa. Beta-strukturens dype sadel mot vest har forhindret gasslekkasje over mot Frigg. I begge strukturene er en del gass innestengt i de allerede drenerte soner, og reserveanslaget er nå redusert til $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$; $4 \times 10^9 \text{Sm}^3$ i hver av strukturene.

På grunn av disse problemene er det blitt boret en tredje brønn på Alfa-strukturen, som skal settes i produksjon i mai 1989. Produksjonen fra de fire første brønnene startet i august 1988, og salget kom i gang fra 1.10.1988.

Siste produksjonsår antas å bli 1996 – i stedet for 2002 som opprinnelig planlagt. Dette skyldes ikke bare reduksjonen i reservene, men også en økning av produksjonsraten for feltet.

Produksjonsanlegg

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

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

Foruten utbygging av undervannsproduksjonssystemer og -ledning, er det fram til produksjonsstart blitt foretatt modifikasjoner på Frigg-feltet for å kunne ta i mot gassen.

Kostnader

Totale investeringer på feltet var ca 1.9 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli 1.1 mrd 1988-kr.

2.5.6.3 Nordøst-Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (blokk 25/1)

Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41.42 %
Norsk Hydro Produksjon 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)

Rettighetshavere

Esso Exploration & Production Norway Inc 100 %

Statoil har rett til 17.5 % av nettooverskudd før skatt.

Feltet Nordøst-Frigg ligger i blokkene 25/1 og 30/10 (figur 2.5.5.a), og ny fordeling av gassreservene i

august 1984 ga henholdsvis 42 % og 58 % i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

Utnyttelse av forekomstene

Gass-salget fra Nordøst-Frigg kom i gang i oktober 1980 ved forhåndslevering fra Frigg. Siden produksjonsstart i desember 1983 har Nordøst-Frigg levert denne gassen tilbake, samt levert gass på vegne av Frigg i tillegg til egne kontraktskvanta. For å oppnå en mer langstrakt salgsprofil, skulle salget fortsette ved levering fra Frigg etter produksjonsstans på Nordøst-Frigg. Imidlertid har usikkerheten vedrørende Friggs produksjonstid ført til at en utbalansering er planlagt gjennomført innen 1.10.1989.

Trykkmålinger foretatt før produksjonsstart påviste at reservoaret er i kommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsonen. Ca 70 % av feltets utvinnbare reserver er nå produsert. Den lave produksjonsraten som nå holdes for å kunne selge gass som tilbakeleveres fra Frigg, bidrar til å redusere vannkoningsproblemet i reservoaret. Feltet ventes å produsere fram til 1993.

Produksjonsanlegg

Gassfeltet Nordøst-Frigg ble påvist i 1974. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet er utbygd med seks brønner som er boret gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen (figur 2.5.6.b). I mai 1986 måtte en brønn plugges på grunn av lekkasje-problemer.

Rammekonstruksjonen har i tillegg til brønnhodene og ventiltrærne en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen føres gjennom en 406 mm diameter rørledning til Frigg-feltet for prosessering. Hvert av de seks ventiltrærne styres via separate service- og kontrollledninger 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 ca 2.6 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader er beregnet til å bli ca 0.6 mrd 1988-kr.

2.5.6.4 Odin

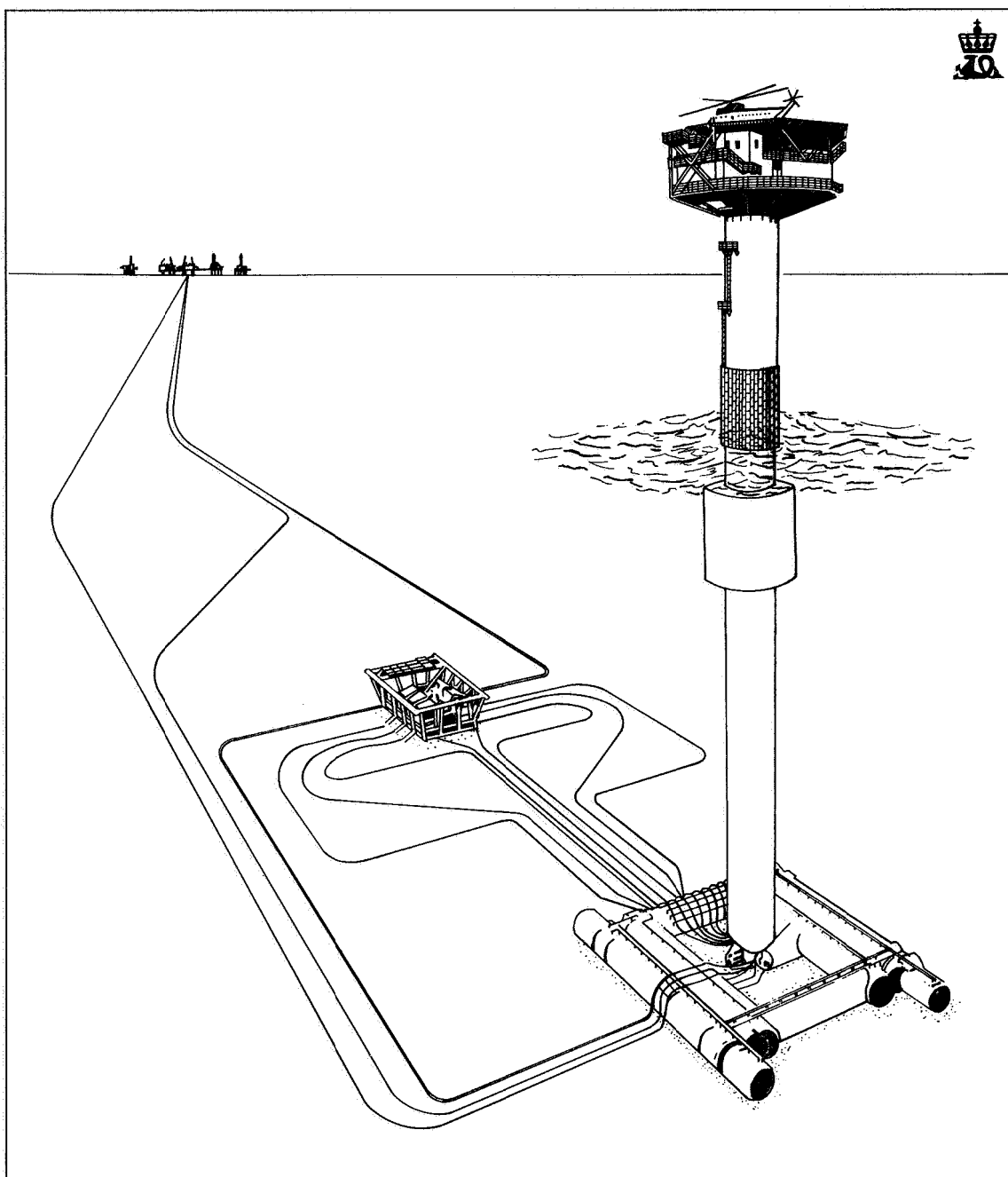
Utvinningsstillatelse 030

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 2.5.5.a), og Esso er operatør for utbyggingen. Gassfeltet Odin ble påvist i 1974, og utbyggingsplan ble vedtatt i 1980.

Fig. 2.5.6.b
Installasjon på Nordøst-Frigg



Utnyttelse av forekomstene

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

Trykkmålinger før produksjonsstart, påviste trykkommunikasjon med Frigg-feltet via den underliggende vannsone. Odinservoaret har en raskere trykkreduksjon enn de andre feltene i Frigg-området på grunn av svært begrenset vanddriv.

Våren 1985 økte operatøren sitt reserveanslag på grunnlag av nye brønndata og kartlegging. For tilleggsreservene på $11.8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ er det nå inngått avtale om transport- og behandlingstjenester med FNA-gruppen (Frigg Norway Association Group). På grunn av tilleggsreservene forlenges produksjonstiden med fire år, det vil si fram til 1997.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd med en mindre stålinnretning med

et forenklet prosess- og boreutstyr og et relativt lite boligkvarter (figur 2.5.6.c). En slik utbygging var mulig fordi et hjelpefartøy ble benyttet i en to-års periode, både i forbindelse med installasjonsarbeider og produksjonsboring.

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

Målesystem

Inspeksjon av målesystemet som er installert på Frigg, er utført i samarbeid med Department of Energy.

Kostnader

Totale investeringer på feltet var ca 3.8 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli ca 2.6 mrd 1988-kr.

2.5.7 Statfjord

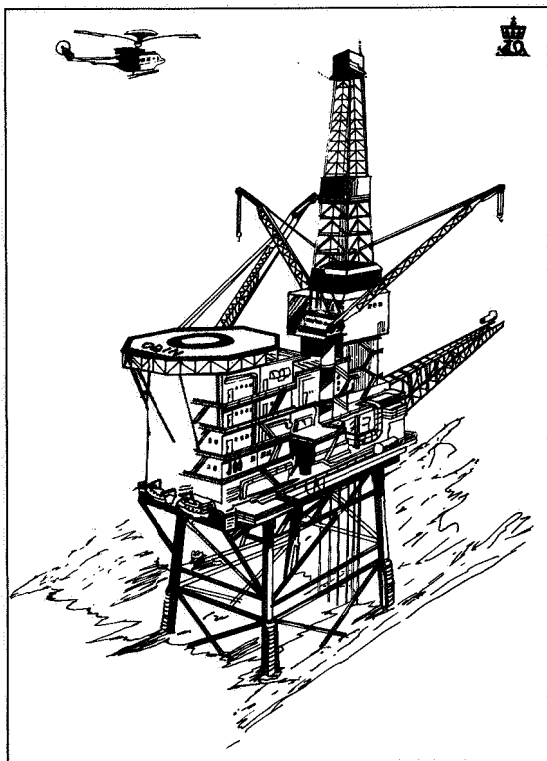
Utvinningstillatelse 037

Rettighetshavere:

Norsk del (84.09322 %)	
Mobil Exploration Norway Inc.	12.61400 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	42.04661 %
Norske Conoco A/S	8.40932 %

Fig. 2.5.6.c

Installasjon på Odin



Esso Expl. & Prod Norway A/S	8.40932 %
A/S Norske Shell	8.40932 %
Saga Petroleum a.s.	1.57674 %
Amoco Norway Oil Company A/S	0.87597 %
Amerada Hess Norge A/S	0.87597 %
Texas Eastern Norway A/S	0.87597 %

Britisk del (15.90678 %)

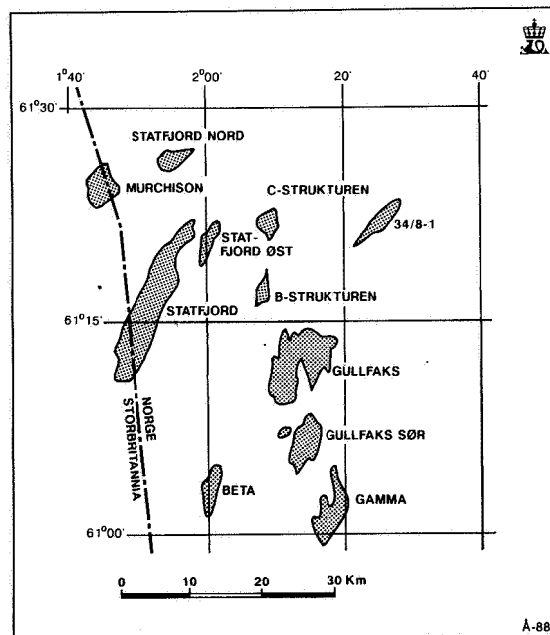
Conoco (UK) Ltd	5.30226 %
Britoil PLC	5.30226 %
Chevron USA Inc/Gulf Oil (U.K.) Ltd	5.30226 %

Utvinningstillatelse 037 ble tildelt i 1973. Den omfatter blokkene 33/9 og 33/12 (figur 2.5.7.a). Statfjord-feltet strekker seg over på britisk side hvor Conoco er operatør. Selve Statfjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Mobil var operatør på feltet inntil 1.1.1987, da Statoil overtok operatøransvaret. Operatøren har fulgt opprinnelig feltutviklingsplan. En er nå kommet til en fase i feltets levetid der denne må videreutvikles.

Utnyttelsesgraden for anleggene på Statfjord-feltet har passert toppen. Ettersom Snorre-utbygging ble vedtatt i 1988, med tilhørende tilknytning til Statfjord A, medfører dette at anleggene på denne innretningen vil få en høyere utnyttelsesgrad fra 1992 enn hva som ellers ville vært tilfelle. Statfjord satellittene Nord og Øst planlegges utbygget som undervannsinstallasjoner, med tilhørende prosessering på Statfjord C. Dette vil øke utnyttelsesgraden av anleggene på denne innretningen fra begynnelsen av 1993.

Fig. 2.5.7.a

Gullfaks- og Statfjord-området



Utnyttelse av forekomstene

Oljedirektoratet antar at en oppnår en utvinningsgrad på ca 50 % totalt for feltet. De totale utvinnbare mengder olje i Brent-gruppen og Staffjord-formasjonen er av Oljedirektoratet beregnet til $445.7 \times 10^6 \text{ Sm}^3$. Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $58.6 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ tørr gass og 18.4×10^6 tonn NGL. Produksjonsstrategien som følges er basert på å maksimere produksjonsrater og utvinningsgrad ved å kontrollere trykkforholdene i reservoarene. Dette gjøres ved injeksjon av vann i Brent-gruppen og injeksjon av gass i Staffjord-reservoaret.

Reservefordelingen som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15.90678 % på britisk side og 84.09322 % på norsk side. Den andre refordelingsforhandlingen for feltet som startet juni 1985 ventes avsluttet i 1989.

Produksjonsanlegg

Feltet er utbygd i tre faser med fullt integrerte innretninger, A, B og C (figur 2.5.7.b).

Staffjord A

Staffjord A-innretningen er plassert nær sentrum av Staffjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betongunderstell bestående av 14 lagerceller og tre skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten

er $55\,000 \text{ Sm}^3$ per døgn, fordelt på 2 produksjonslinjer. I 1988 er kapasiteten for vannbehandlings-systemet øket, for å kunne håndtere de økende vannmengdene fra de ulike brønner. Innretningen kom i produksjon 24.11.1979 og er utbygget med 36 brønner, hvorav 22 er oljeproducenter, 10 er vanninjektorer og 4 er gassinjektorer.

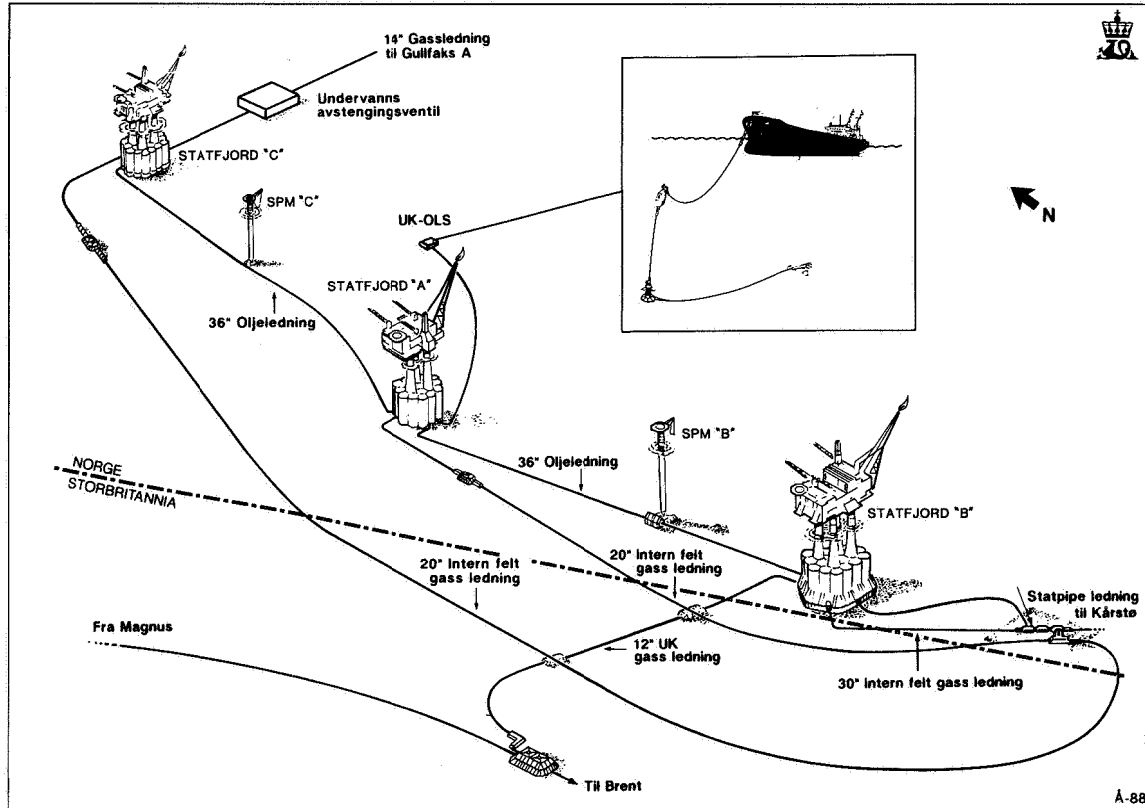
Staffjord B

Staffjord B-innretningen er plassert i den sørlige del av Staffjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning med betong understell bestående av 24 lagerceller og 4 skaft. Dekket er av stål. Produksjonskapasiteten er $39\,800 \text{ Sm}^3$ per døgn i en produksjonslinje. Også på Staffjord B har det vært nødvendig å øke vannbehandlingskapasiteten for å kunne håndtere økende vannmengder fra de ulike brønner. Innretningen kom i produksjon 5.11.1982, og er utbygget med 30 brønner, hvorav 20 er oljeproducenter, 8 vanninjektorer og 2 gassinjektorer.

Staffjord C

Staffjord C-innretningen er plassert i den nordlige del av Staffjord-feltet. Det er en fullt integrert innretning, konstruksjonsmessig identisk med Staffjord B. Staffjord C har også fått øket kapasitet på vannbehandlings-systemet i 1988. Innretningen kom i

Fig. 2.5.7.b
Installasjoner på Staffjord-feltet



produksjon 26.6.1985 og er utbygget med 24 brønner, hvorav 14 er oljeproducenter, 8 er vanninjektorer og 2 er gassinjektorer.

Målesystem

Målesystemene for fiskal oljemåling på Statfjord A, B og C har vært preget av stabil drift gjennom 1988. Statoil tok i år i bruk en ny type utstyr for å kalibrere rørnormal. Dette utstyr bruker norsk primærstandard som referanse, mens man tidligere refererte seg til britisk primærstandard.

Det nye prøvetakingsystemet som det var meningen å sette i drift på Statfjord A i 1988, er utsatt til 1989.

Målesystemene for fiskal gassmåling fra Statfjord-feltet har i likhet med oljemålesystemene vært i stabil drift i 1988.

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

Transportsystemer

Gass transporteres via Statpipe-rørledningen. Stabilisert olje oppbevares i lastesystemet før den blir transportert videre med tankskip.

Gassbrenning

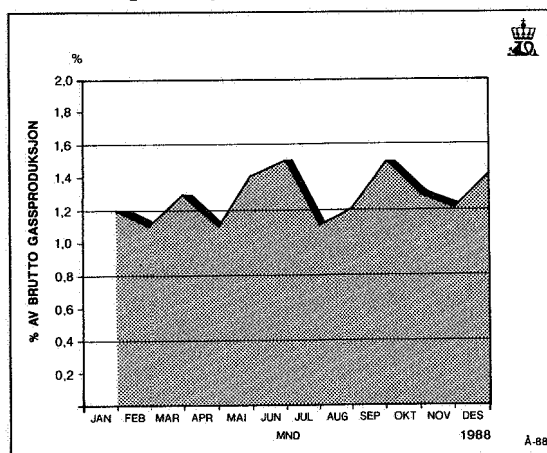
Gassmengden som har vært brent på Statfjord-feltet i 1988 er i gjennomsnitt 260 000 Sm³ per dag. Dette tilsvarer 1.2 % av gassproduksjonen og utgjør 30 % av det maksimalt tillatte kvantum (jf figur 2.5.7.c).

Beredskap

Under saksbehandlingen i forbindelse med fjerning av flotellet «Kosmos» har operatøren besluttet at det skal installeres redningsstrømper på feltet.

Fig. 2.5.7.c

Gass brent på Statfjord-feltet



Kostnader

Totale investeringer på Statfjord-feltet fram til år 2010 antas å ville bli ca 59 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader fram til år 2010 er beregnet til 69 mrd 1988-kr. Beløpene gjelder for norsk andel (84.09322 %).

2.5.8 Murchison

Rettighetshavere:

Britisk del (77.8 %)	
Conoco (UK) Ltd	25.9334 %
Britoil PLC	25.9333 %
Chevron USA Inc	25.9333 %
Norsk del (22.2 %)	
Mobil Exploration Norway Inc.	3.3300 %
Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	11.1000 %
Norske Conoco A/S	2.2200 %
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	2.2200 %
A/S Norske Shell	2.2200 %
Saga Petroleum a.s.	0.4162 %
Amoco Norway Oil Company A/S	0.2313 %
Amerada Hess Norge A/S	0.2313 %
Texas Eastern Norway A/S	0.2312 %

Murchison-feltet ble påvist i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side (figur 2.5.7.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, og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978.

Utnyttelse av forekomstene

De utvinnbare reservene for hele feltet er 53 x 10⁶Sm³ olje og 1.2 x 10⁹Sm³ gass. Feltet har produsert opp mot maksimal behandlingskapasitet siden 1981. 1984 var siste året med platåproduksjon. Det er nå vanngjennombrudd i alle produksjonsbrønnene.

Produksjonsanlegg

Feltet er bygget ut med en integrert innretning av stål med en produksjonskapasitet på 26 200 Sm³ per døgn (figur 2.5.8.a). Innretningen kom i produksjon den 28.9.1980. Den første tiden ble det produsert fra 2 havbunnskompletterte brønner. Nåværende produksjon ligger rundt 11 000 Sm³ olje per døgn. Innretningen har tilsammen 27 brønnsliiser. Hittil er 27 brønner komplettert, hvorav 18 er produksjonsbrønner og 9 er vanninjeksjonsbrønner. Satellittbrønnene er nå forlatt.

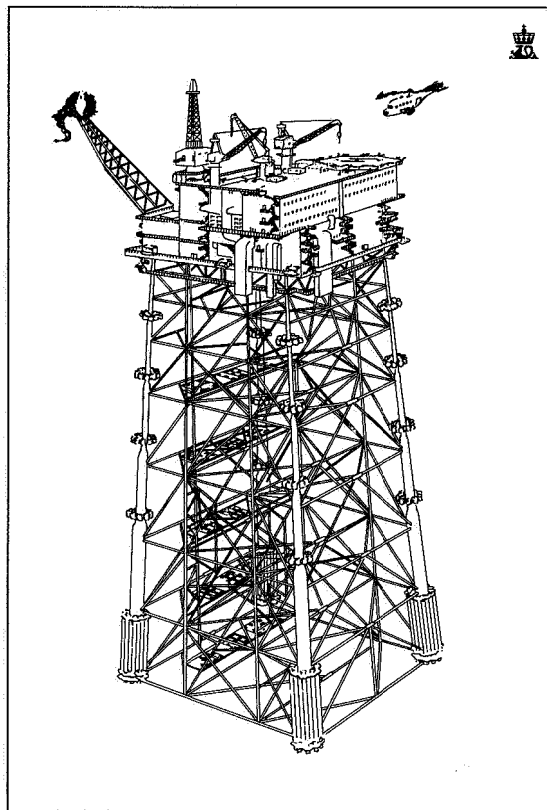
Målesystem

Driftskontroll blir foretatt årlig i samarbeid med Department of Energy.

Transport

Regjeringen ga ved kgl res av 24.9.1982 samtykke til ilandføring av den norske del av Murchison-gas-

Fig. 2.5.8.a
Installasjon på Murchison



sen 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.

Gassbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet det siste året er 136 000 Sm³ per dag (ca 26 500 Sm³ per dag norsk andel) (jf figur 2.5.8.b). Dette tilsvarer ca 13 % av gassproduksjonen. Grunnen til den relativt store gass-avbrenningen i visse perioder i 1988 er lekkasjer i transportledningene. Disse er under utbedring.

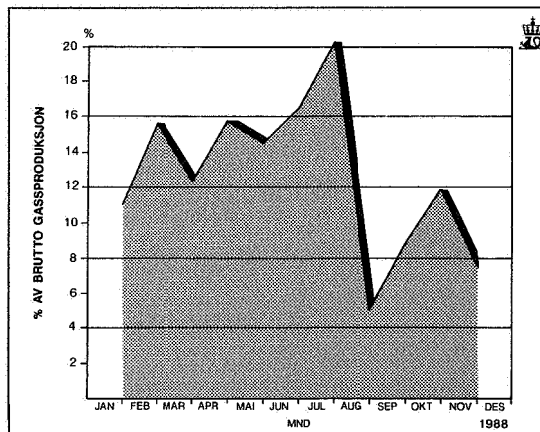
Kostnader

Totale investeringer på Murchison-feltet fram til 1998 antas å bli ca 4 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader er beregnet til å bli ca 1.7 mrd 1988-kr. Beløpene gjelder for norsk andel (22.2 %).

2.5.9 Gullfaks

Utvinningstillatelse 050 (blokk 34/10)

Fig. 2.5.8.b
Gass brent på Murchison



Rettighetshavere

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

Statoil er operatør. Esso var teknisk assistent i letefasen. Conoco er engasjert som teknisk assistent i utbyggingsfasen.

Utnyttelse av forekomstene

Feltet ligger i den nordøstlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på om lag 200 km². De påviste reservene ligger i sin helhet innenfor blokken. Figur 2.5.7.a viser feltets beliggenhet.

Feltet ble oppdaget i 1978. I 1981 ble utbyggingsplanen for Gullfaks Delta Øst behandlet i Stortinget, og Regjeringen fikk da fullmakt til å godkjenne fase 1 av utbyggingen etter at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet hadde godkjent planene.

Gullfaks-feltet er relativt gruntliggende, oppdelt av nordsørgående forkastninger i flere skrånne og roterte forkastningsblokker med lag av jura alder. Blokkene eller segmentene, har varierende grad av helling med uklar struktur. Området er sterkt oppbrutt av forkastninger og er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge på grunn av dårlige seismiske data. Forkastninger med mer enn 100 meter høydeforskjell avgrensner feltet i sør, øst og nordøst. Geologisk sett er Gullfaks det mest kompliserte feltet som hittil er bygget ut på norsk kontinentalsokkel. Operatørens ressursanslag er 210.3 x 10⁶Sm³ olje, 13.7 x 10⁹Sm³ gass og 2.1 x 10⁶ tonn NGL. Oljedirektoratet bruker her operatørens tall.

Det er påvist olje med lite oppløst gass i Brentgruppen, Cook- og Statfjord-formasjonene. I den østligste delen av feltet er det dessuten funnet olje i lag av trias alder. Reservoarbergarten er nokså lik den vi finner i Statfjord og Murchison, det vil si

sandstein med høy permeabilitet og forholdsvis høy porøsitet. Under oljen finnes det en vannsone som imidlertid ikke er stor nok til å kunne opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som olje tas ut. Det er derfor besluttet å injisere vann i reservoarene for å opprettholde trykket og gi en effektiv fortrenkning av olje. Gassinjeksjon er også vurdert som utvinningsmetode, men funnet dårligere enn vanninjeksjon.

Feltets kompliserte geologi er blitt bekreftet under produksjonsboring i fase 1 med tildels store overraskelser hva forkastningsmønster angår. Forkastningene er imidlertid mindre forseglende enn først antatt, noe som har gitt mindre behov for trykkstøtte i den første del av produksjonsperioden. Reservoaregenskapene i fase 1 viser seg å være gode og til dels bedre enn tidligere antatt. Dette gjelder spesielt øvre del av Brent-gruppen som har meget høyproduktive sandlegemer.

Det er oppdaget oljereserver i Cook-formasjonen i fase 1 og reservene er nå så betydelige at en egen dreneringsstrategi for dette reservoaret vurderes.

Produksjonsanlegg

Fase 1 består av to innretninger, A- og B-innretningen som vist på figur 2.5.9.a. De er av Condeep-type, med understell av betong og dekkstramme av stål.

A-innretningen er plassert på den sørlige delen av feltet, og B-innretningen er plassert på den nordvestre delen av feltet.

A-innretningen ble satt i produksjon den 21.12.1986 og B-innretningen ble satt i produksjon 29.2.1988. A-innretningen er en fullt integrert prosess-, bore- og boliginnretning. B-innretningen er en forenklet prosess-, bore- og boliginnretning, med kun førstetrinns separasjon. Den videre prosesseringen og lagring av stabilisert olje blir foretatt på A-innretningen.

På grunn av god brønncapazität, vil produksjonskapasiteten bli begrenset av behandlingsskapasiteten på A-innretningen. Denne kapasiteten er øket til 51 180 Sm³ stabilisert olje per dag.

Ved årets utgang vil det i alt være komplettert 14 brønner på A-innretningen. I tillegg er 5 havbunnsbrønner tilknyttet innretningen. Det er 12 produksjonsbrønner, 5 vanninjeksjonsbrønner og 2 brønner for grunn gassproduksjon. To tredeler av produksjonen kommer fra A-innretningens brønner, og en tredel fra B-innretningen.

B-innretningen vil ved årets utgang ha fem brønner, fire produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn.

Oljen bøyelastes med tankskip på feltet.

Gassen transporteres via Statpipe-systemet til Kårstø/Emden.

Gullfaks fase 2

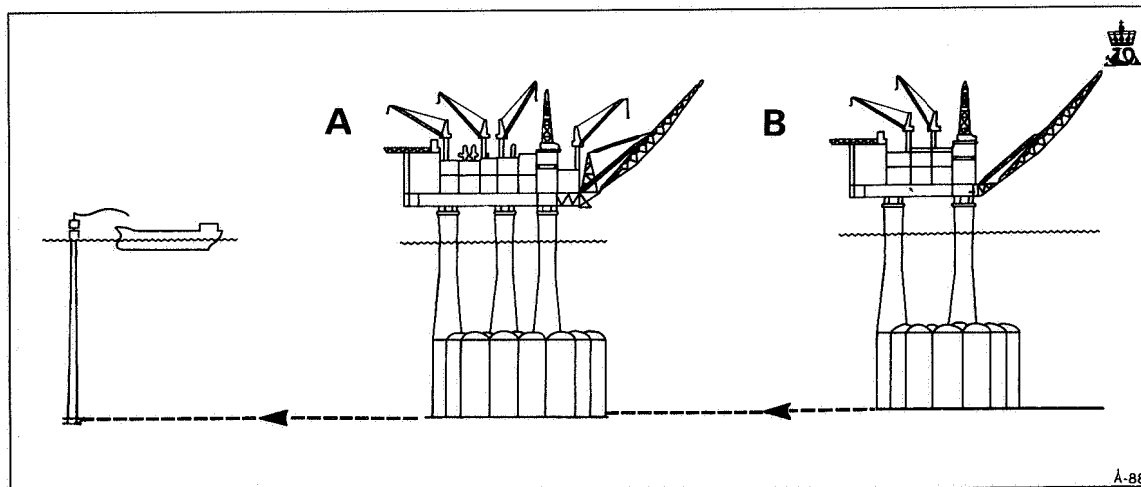
Gullfaks fase 2 omfatter området øst for hovedforkastningen mellom letehullene 34/10-4 og -9. Vann-dypet i dette området er betydelig større enn i området som omfattes av fase 1.

Ressurser fase 2

På grunn av komplisert avgrensning av feltet mot øst og sørøst, er anslaget for ressurser meget usikkert. Operatørens anslag over utvinnbare ressurser for Gullfaks fase 2 er i størrelsesorden 75.2 x 10⁶Sm³ olje og 10.5 x 10⁹Sm³ gass. Disse anslagene er beregnet etter at 34/10-19 var boret. Oljedirektoratet benytter operatørens tall. En utbygging av området ble godkjent av Stortinget 1.6.1985. Nedjustering av anslaget for ressursene i fase 2-området har ført til at utbyggingsløsningen med en fullprosessinnretning, en kopi av Gullfaks A-innretningen, ble valgt.

C-innretningen vil bli plassert i den midtre delen av feltet, hvor vandypet er 220 meter. Det er planlagt å produsere samtlige reservoar ved hjelp av

Fig. 2.5.9.a
Installasjoner på Gullfaks fase 1



vanninjeksjon, og det vil bli benyttet havbunnskompletterte brønner i den grad det er nødvendig for å sikre en god drenering av reservoaret.

I tillegg skal delvis prosessert råolje overføres gjennom en 205 mm diameter rørledning fra Gullfaks B til C-innretningen, hvor sluttprosessering kan starte i 1990. Stabilisert råolje produsert på Gullfaks C vil bli transportert til lastebøye nr 2 (SPM2) gjennom en 414 mm diameter rørledning.

Gassen vil bli transportert fra Gullfaks C til Gullfaks A og videre gjennom Statpipe-systemet i en 254 mm diameter rørledning.

Utbygging

Fase 2. Gullfaks C vil bli slept ut til feltet våren 1989. Offisielt tidspunkt for produksjonsstart er medio 1990, men på bakgrunn av tidligere erfaringer kan man også på Gullfaks C vente et tidligere tidspunkt for oppstart.

Målesystem

Produksjonen fra Gullfaks A og B blir prosessert på Gullfaks A og deretter målt før avskipning av olje og gass. De fiskale målesystemene for olje og gass har vært i regulær drift i samsvar med Oljedirektoratets forskrifter.

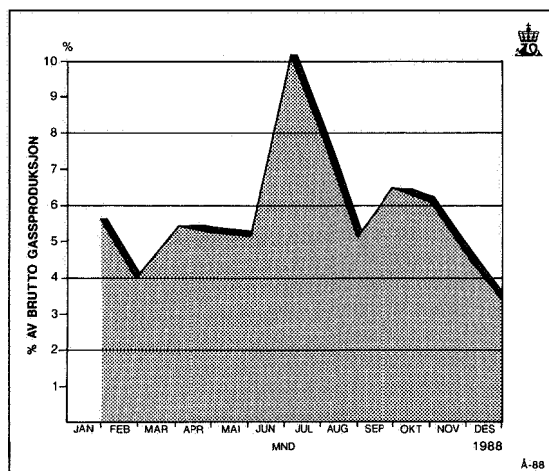
Gassavbrenning

Den innrapporterte mengde gass som er avbrent på feltet i 1988 er 140 000 Sm³ per dag (jf figur 2.5.9.b). Dette tilsvarer 5.7 % av gassproduksjonen og utgjør 49 % av maksimalt tillatt mengde.

Beredskap

Operatøren har besluttet å utstyre Gullfaks C med redningsstrømper for å bedre evakueringsmulighetene på innretningen.

Fig. 2.5.9.b
Gass brent på Gullfaks



Kostnader

Totale utbyggingskostnader for feltet antas å bli ca 61.2 mrd 1988-kr. Ved utgangen av året var ca 78 % av disse påløpt (målt i faste kr).

Totale driftskostnader over feltets levetid antas å bli ca 50 mrd 1988-kr. I tillegg kommer transportkostnader for olje, gass og NGL som er estimert totalt til ca 20 mrd 1988-kr.

2.5.10 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 2.4.3).

Eierfordeling for Oseberg

Den delen av utvinningstillatelsene som omfatter Oseberg-feltet 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 fram i juni 1983. Stortinget behandlet utbyggingsplanen i vårsesjonen 1984. En revidert plan for utbygging og drift ble godkjent i januar 1988. Hovedinnholdet i denne var en framskynding av utbyggingen av den nordlige delen av feltet (fase 2) og en økning av produksjonsraten fra feltsenteret i sør.

I plan for utbygging og drift (PUD) av 1984, ble det forutsatt at en utbygging av den nordlige delen av Oseberg skulle utføres med en enkel innretning (Oseberg C) utstyrt for delvis stabilisering av brønnstrømmen. Olje og gass skulle så overføres til A-innretningen for videre behandling. C-innretningen var forutsatt å være produksjonsklar i 1995.

Gassinjeksjon skal brukes for å utvinne oljen fra hoveddelene av feltet og vanninjeksjon skal brukes for et adskilt reservoar i nord.

Oseberg inneholder ikke tilstrekkelig gass til injeksjon for trykkvedlikehold. Det skal derfor bygges et undervanns produksjonsanlegg på Troll-feltet (TOGI) med en rørledning fra Troll til feltsenteret

på Oseberg. Anlegget skal levere ca $25 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass over en 12-års periode fra 1991. I forbindelse med framskyndingen av Oseberg 2, planlegger operatøren å hente ytterligere injeksjonsgass fra et satellittfelt på vestflanken av Oseberg, Gamma Nord. Fra denne strukturen skal det injiseres ca $4 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass over en 6-års periode fra oppstart av C-innretningen. Mesteparten av den injiserte gassen kan gjenvinnes under gassproduksjonsfasen på Oseberg som forventes å vare fra 2002 til ca 2020.

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 er oppnådd en del positive resultater på utredningssiden, og prosjektet fortsetter i 1989. Det er forventet en beslutning innen utgangen av 1989 om prosjektet skal videreføres med et pilotforsøk på feltet.

Langtidstesting

For å få en bedre forståelse av reservoaret på Oseberg, ble det høsten 1986 satt i gang et langtids testeprogram på feltet ved hjelp av produksjonstesteskippet «Petrojarl I». Produksjonstestene ble avsluttet våren 1988. Produksjonstestene har foregått i to borehull fordelt på flere reservoarsoner. Det første testehullet ligger på Gamma- og det andre på Alfa-strukturen.

Erfaringene fra testene har vært gode. De har gitt viktig informasjon, særlig om de avgrensede reservoarene i Ness- og Tarbert-formasjonene, og om volum, olje-vannkontakt, produktivitet, rateavhengighet og annen reservoaroppførsel under produksjonen.

Totalt ble det produsert $1.6 \times 10^6 \text{Sm}^3$ olje og ca $230 \times 10^6 \text{Sm}^3$ gass i testeperioden på knapt to år. Oljen som ble produsert ble solgt, og gassen ble brent. Verdien av oljen var større enn investeringer og driftsutgifter, slik at prosjektet gikk med overskudd.

Produksjonsanlegg

Oseberg bygges ut i 2 faser. Fase 1 omfatter et felt-senter 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 2 undervannskompletterte brønner knyttet til felt-senteret. Produksjonsstart for Oseberg felt-senter ble framskyndet fra 1.4.1989 til 1.12.1988. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er $38\,100 \text{Sm}^3$ per dag.

Fase 2 omfatter utbygging av den nordlige delen

av feltet. I den reviderte planen for Oseberg er C-innretningen oppgradert fra en satellittinnretning til en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning (PDQ) med bruk av støtrefartøy i borefasen. Tidspunkt for produksjonsstart er framskyndet fra 1995 til oktober 1991. Gjennomsnittlig oljebehandlingskapasitet er $14\,300 \text{Sm}^3$ per dag.

En oversikt over installasjonene er vist på figur 2.5.10.

Målesystem

Oljemålingssystemet på Oseberg A og Sture I eksportmålestasjon er kalibrert og utprøvd i henhold til gjeldende regelverk.

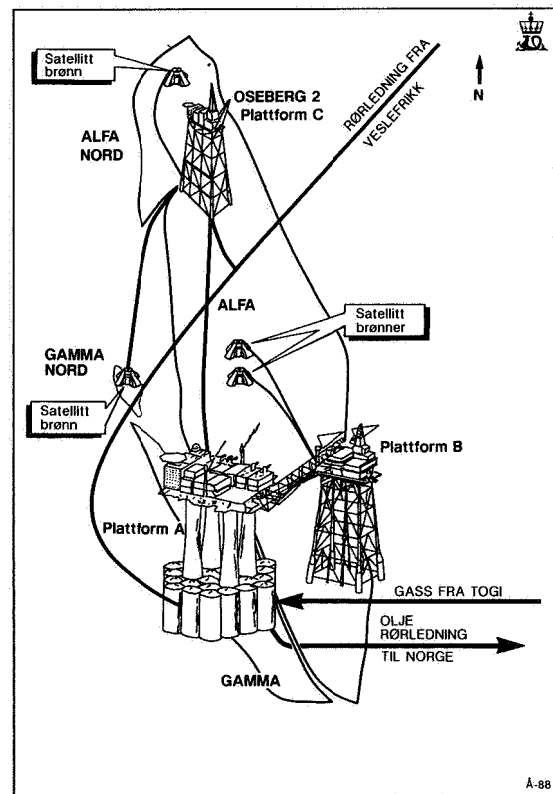
Montering av eksportmålestasjon Sture II pågår ved utgangen av 1988, og oljemålestasjon for Oseberg C er under bygging.

Gassmålestasjon for kjøp av injeksjonsgass fra Troll er under bygging, og er planlagt installert på Oseberg A i februar 1989.

Transportsystemer

En rørledning for transport av stabilisert olje fra Oseberg til Sture ble lagt sommeren 1987. Gasseksporten fra Oseberg vil etter de nåværende planer starte i 2002. Gassen er ikke solgt, og det er ikke tatt standpunkt til hvordan denne gassen skal transporteres.

Fig. 2.5.10
Eksisterende og planlagte installasjoner på Oseberg



Kostnader

Totale investeringer for Oseberg A, B og C inkludert Gamma Nord er ca 43 mrd 1988-kr. Totale driftskostnader over feltets levetid er beregnet til å bli ca 46 mrd 1988-kr. Kostnadene er eksklusive transportsystemet OTS.

2.6 TRANSPORTSYSTEM FOR GASS OG OLJE

2.6.1 Eksisterende transportsystem

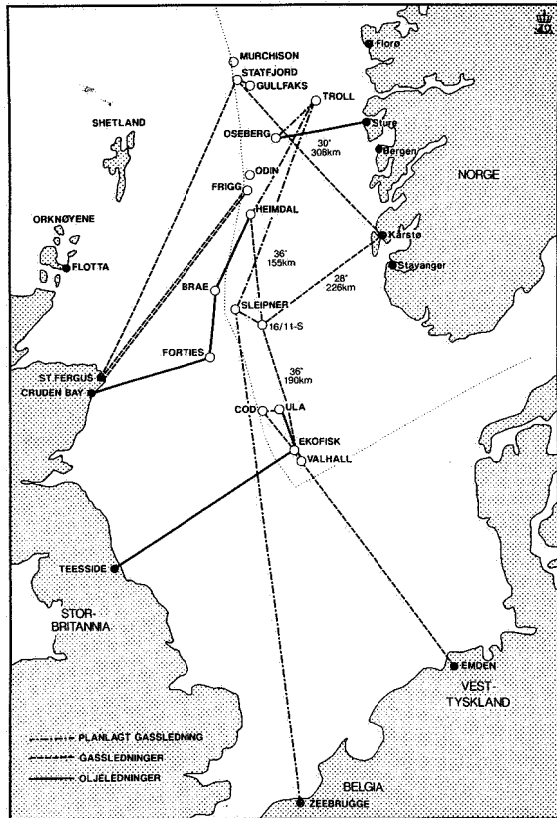
Det eksisterer to ilandsføringsrørledninger for olje og tre for gass på norsk sokkel. Fra Heimdal går det en kondensatledning, som stort sett er på britisk side i Nordsjøen. En skisse for transportsystemet for olje og gass på norsk side i Nordsjøen er vist i figur 2.6.

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. Gassledningene Statpipe og Norpipe ble knyttet sammen i 1986 og ender opp i Emden i Vest-Tyskland. Gass fra Frigg transporteres til St Fergus.

Gasstransport, Statpipe

Gasstransportsystemet Statpipe er dannet med følgende interessenter:

Fig. 2.6
Transportsystemer for olje og gass i Nordsjøen



Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	60 %
Elf Aquitaine Norge A/S	10 %
Norsk Hydro Produksjon a.s	8 %
Mobil Development Norway A/S	7 %
Esso Exploration and Production A/S	5 %
A/S Norske Shell	5 %
Total Marine Norsk A/S	3 %
Saga Petroleum a.s	2 %

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

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

Kårstø

Den første Nordsjø-gassen ble ilandført på Kårstø i mars 1985. Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er $8 \times 10^9 \text{Sm}^3$ våtgass per år. Kårstø-anlegget har en behandlingkapasitet på $5 \times 10^9 \text{Sm}^3$ våtgass per år. Tørrgassledningen til Ekofisk Senter har en transportkapasitet på $17 \times 10^9 \text{Sm}^3$ per år. Dette overskrider kapasitetsbehovet for Statfjord, Gullfaks og Heimdal og er gjort for at en senere skal kunne tilknytte 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 salgsvtaler for gassen med kjøpere på Kontinentet.

K-lab er et anlegg for fullskala testing og utvikling av fiskalt gassmåleutstyr som er bygget i forbindelse med Kårstøanlegget. K-lab ble tatt i bruk i 1988. Det eies av Statoil med 2/3 og Total med 1/3.

Målesystem

Måling av gass levert fra Kårstø-terminalen, er utført etter gjeldende standarder i 1988. For LPG-eksport er måleresultatene basert på skipsmåliger gjennom det meste av 1988.

Gasstransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av naturgass fra Ekofisk til Emden i Vest-Tyskland er eid av Norpipe A/S. Norpipe A/S er et aksjeselskap som eies 50/50 av Statoil og Phillips Petroleum Norway group. Phillips Petroleum Co. Norway er operatør. Det skjedde et bytte mellom Statoil og Elf/Total i 1988 slik at nye eierforhold er:

Den norske stats oljeselskap a.s (Statoil)	50 %
Phillips Petroleum Norway group	50 %
Phillips Petr. Co. Norway	18.480 %

Norske Fina A/S	15.000 %
Norske Agip A/S	6.520 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	3.350 %
Elf Aquitaine A/S	3.547 %
Total Marine Norsk A/S	1.524 %
Eufrarep Norge A/S	0.228 %
Coparex Norge A/S	0.200 %
Cofranord A/S	0.152 %
Statoil	1.000 %

Emden

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

Gasstransport, Ula

Rettighetshavere

BP Petroleum Development (Norway) Ltd.	57.5 %
KS/AS 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-partnerene. Eierandelene ble forandret i 1988 og er nå:

Elf Aquitaine Norge A/S	26.42 %
Norsk Hydro Produksjon A/S	32.87 %
Total Marine Norsk A/S	16.71 %
Den norske stats oljeselskap a.s	24.00 %
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. Totale investeringer for den norske delen av transportsystemet var på ca 10.7 mrd 1988-kr.

St Fergus

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

Oljetransport, Norpipe A/S

Rørledningssystemet for transport av olje fra Eko-fisk-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 Petroleum Norway Group. Eierne er de samme som for gassrørledningen. Phillips Petroleum Company Norway er operatør.

Teesside

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

Oljetransport, Ula

Statoil eier 100 % av rørledningen fra Ula til Eko-fisk.

Oljetransport, Oseberg

Ledningen har en diameter på 711 mm og en kapasitet på 95 000 Sm³ per døgn. Største vandyp 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. Operatør for rørledningen og terminalen er Norsk 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

2.6.2 Zeepipe

I forbindelse med Troll-kontrakten ble det høsten 1986 også vedtatt å etablere en gassrørledning, Zee-pipe, fra Troll via Sleipner til Zeebrugge i Belgia. Utbyggingen vil foregå i flere faser, første fase fra Sleipner til Zeebrugge er planlagt ferdig i 1993. Forbindelsen Troll-Sleipner tenkes etablert i 1996. Det planlegges også en forbindelse fra Troll til Heimdal.

Høsten 1988 ble det vedtatt at dimensjonen på røret for fase I skal være 1 016 mm. Den initielle kapasiteten kan senere økes ved installasjon av kompressorstasjoner, og maksimal kapasitet for fase I er beregnet til ca 18 mrd Sm³ per år. Dimensjon og utforming av systemet nord for Sleipner er ikke besluttet.

Totale kostnader for Zeepipe-prosjektet er anslått til ca 16.5 mrd kr.

2.7 SLUTTFASE/FJERNING

International Maritime Organization (IMO) har siden 1986 arbeidet med internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen. Olje- og energidepartementet har stått for norsk deltakelse i dette arbeidet.

Spørsmålet om i hvilken utstrekning en kyststat

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

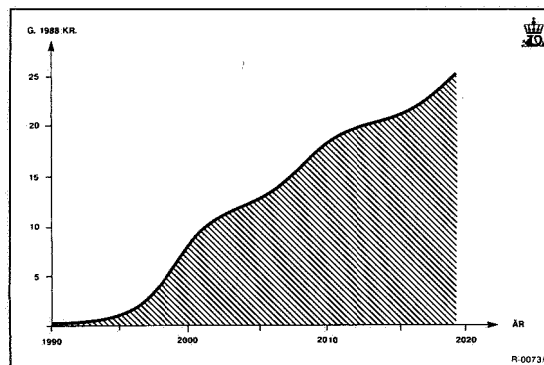
Kostnadene ved en fullstendig fjerning av alle innretningene anslås til ca 38 mrd kr. Dette tallet er forbundet med stor usikkerhet. Ser vi på fjerningskostnader fram til 2020, anslås disse til ca 20 mrd kroner (jf figur 2.7.a). Loven om fordeling av fjerningsutgifter medfører at staten må dekke ca 80 % av kostnadene.

I IMO har Norge på bakgrunn av det som er anført ovenfor, arbeidet for å sikre størst mulig fleksibilitet i et internasjonalt regelverk.

Representanter for USA, Storbritannia og Norge har siden desember 1987 ført forhandlinger for å nå frem til et kompromiss. Forhandlingsresultatet går i hovedsak ut på følgende:

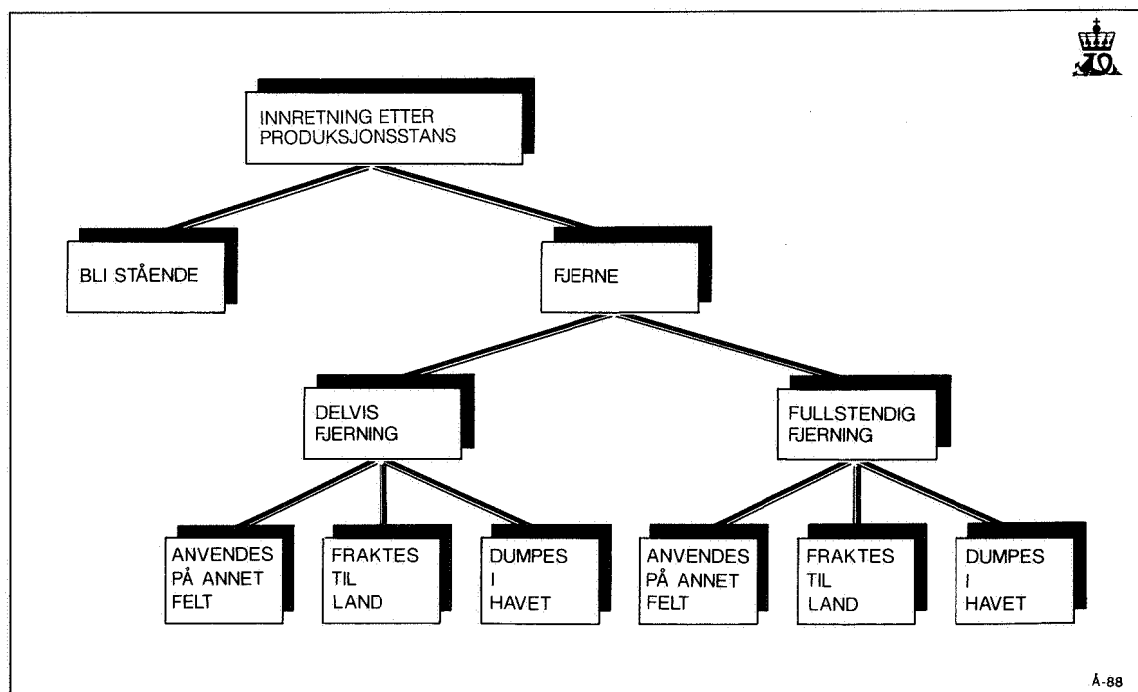
- Alle innretninger hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 75 meter, og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.
- Alle innretninger utplassert etter 1.1.1998, hvis bruk er endelig opphørt og som befinner seg på havdyp mindre enn 100 meter, og har et understell (jacket) som veier mindre enn 4 000 tonn, skal fjernes.

Fig. 2.8.a
Grovt anslag over akkumulerte fjerningskostnader på norsk sokkel til år 2020, gitt at alle innretninger 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 og 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 ned under havoverflaten, skal det være en fri vannsøyle til havoverflaten på minst 55 meter.

Fig. 2.8.b
Slutfase/fjerning



- 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.

IMOs Maritime Safety Committee godkjente i april 1988 internasjonale retningslinjer for fjerning basert på forhandlingsresultatet. Disse går nå på høring til FAO (Food and Agriculture Organization of the United Nations), UNEP (United Nations Environment Program) og medlemslandene etter London Dumping Convention. Sluttbehandlingen ventes å skje i IMOs øverste organ, the Assembly, høsten 1989.

De internasjonale retningslinjer for fjerning av innretninger som nå er på høring (IMO-reglene) aktualiserer behovet for å utvikle nærmere internrettslige regler om fjerning i Norge. Her skal det presiseres at de regler IMO kommer til å vedta, vil ha 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.

Imidlertid er spørsmålet om fjerning i ferd med å bli meget aktuelt på norsk kontinentalsokkel. I den forbindelse må norske myndigheter ta stilling til en rekke spørsmål av teknisk, økonomisk og juridisk art. Flere av disse spørsmålene vil antakelig være egnet for regulering i lov eller forskrift.

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 påviste ressurser som er utvinnbare ved gitte teknisk/økonomiske forutsetninger, og som rettighetshaverne har erklært drivverdige.

Ressursregnskapet omfatter en oversikt over resterende salgbare 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.

Fra 1987 til 1988 viser Oljedirektoratets regnskap for resterende olje og gassressurser på norsk kontinentalsokkel en netto tilvekst i forhold til året før. Denne tilveksten er på $76 \times 10^6 \text{Sm}^3$ for olje inkludert NGL og $52 \times 10^9 \text{Sm}^3$ for gass. Årsaken til denne tilveksten er en kraftig oppjustering av ressursene for felt i drift, oppjustering av gassanslaget på gamle funn i Barentshavet og påplussing av nye funn fra slutten av 1987 og 1988. Balansen mellom produksjon og funnrate de to siste årene viser imidlertid at

Fig. 3.1.a
Ressursregnskap for norsk kontinentalsokkel



FREMDRIFT	TEKNISK ØKONOMISK SIKKERHET	OPPDAGEDE						UOPPDAGEDE	
		BEVISTE		SIKRE		MINDRE SIKRE		HYPOTETISKE	SPEKULATIVE
		OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS	OLJE NGL	GASS		
MILL Sm^3 OLJE/NGL									
MRD Sm^3 GASS									
I PRODUKSJON		955	365						
BESLUTTET UTBYGD				292	902				
PLANLAGT UTBYGD				261	648				
MULIG UTBYGGBART				247	721	219	148		
UNDER VURDERING						17	17		
SUB. MARGINALT						9	24		
		PROD. BRØNNER		AVGR. HULL		UND. HULL		DEFINERTE PROSP.	UDEFIN. PROSP.
		AVTAGENDE BOREHULLSKONTROLL						AVTAGENDE SEIS.KONT.	
		AVTAGENDE GEOLOGISK KONTROLL							

PRODUSERT	486 x 10^6Sm^3 olje inkl NGL 266 x 10^9Sm^3 gass
-----------	---

det er produsert like mye olje inkludert NGL som det er påvist ved nye funn. For gass er denne balansen negativ som følge av en bevisst satsing på leting etter olje framfor gass. I 1988 er tilveksten fra gamle funn så stor at den totale ressursbalansen både for olje og gass likevel er positiv.

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

For presentasjonsformål i årsberetningen er ressursene på norsk kontinentalsokkel framstilt i tre tabeller.

- I Reserver knyttet til utbyggingsprosjekter som er vedtatt igangsatt, under utbygging eller i produksjon sør for Stad (tabell 3.2).
- II Øvrige ressurser sør for Stad (tabell 3.3).
- III Resurser nord for Stad (tabell 3.4).

3.2 RESERVEGRUNNLAGET FOR BESLUTTEDE FELT

Per 31.12.1988 er det tatt beslutning om å gjennomføre 27 utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel. Dette er en økning på 4 i forhold til 1987. De nye feltene som er klare for utbygging er Draugen, Hod, Snorre og 30/6 Gamma. Tilsammen utgjør disse 4 feltene 0.17×10^9 t.o.e. I tillegg er det tatt beslutning om å framskynde utbyggingen av fase 2 på Oseberg.

Petroleumsmengdene for felt med godkjent plan for utbygging og drift sør for Stad er gitt i tabell 3.2. Reservetallene for Draugen er gitt i tabell 3.4.

Totalt er det fram til 1.11.88 produsert 0.66×10^9 t.o.e.

3.3 ØVRIGE PÅVISTE RESSURSER SØR FOR STAD

Tabell 3.3 viser øvrige ressurser som er oppdaget sør for Stad. Av disse er feltene Brage, Statfjord Nord, Statfjord Øst, Sleipner Vest og Troll Vest erklært økonomisk utvinnbare. Ressursmengden i disse 5 feltene utgjør tilsammen $0,75 \times 10^9$ t.o.e.

3.4 PÅVISTE RESSURSER NORD FOR STAD

Foreløpig er det oppdaget 0.75×10^9 t.o.e. ved boring nord for Stad. Av dette ligger 0.48×10^9 t.o.e. på Haltenbanken og 0.27×10^9 t.o.e. i Barentshavet. På Haltenbanken er Draugen besluttet utbygd.

3.5 ENDRINGER AV RESSURSANSLAG FRA FORRIGE ÅRSBERETNING

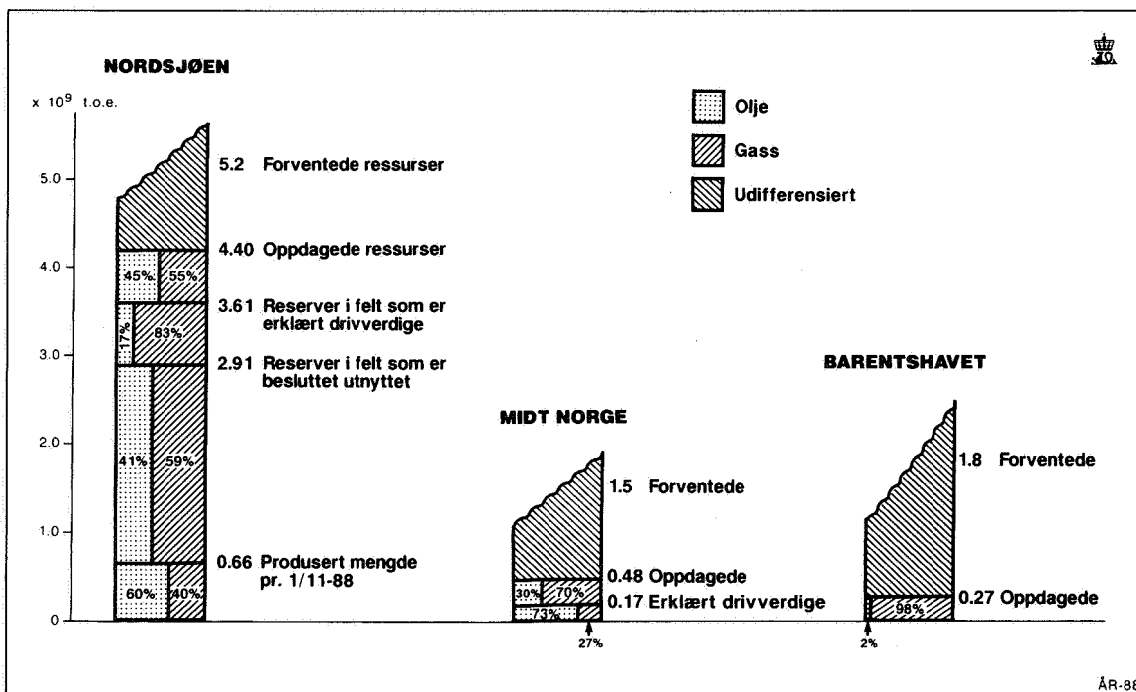
3.5.1 Felt i produksjon

For felt i produksjon benytter Oljedirektoratet hovedsakelig operatørens prognosetall i sine ressursoversikter. For en rekke av feltene er det bare små prognoseendringer i forhold til årsberetningen for 1987. På feltene Ekofisk, Eldfisk, Tor, Ula, Valhall og Øst-Frigg er det foretatt store endringer i ressursanslaget fra 1987 til 1988 (tabell 3.5).

Ekofisk

Beslutning om å øke injeksjon av vann og en gunstig trykkutvikling på feltet har ført til at ressursan-

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 sør for Stad

	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⁾	8.1	18.3	1.2	26.8	1.5	5.4	0.3
Cod ¹⁾	2.8	7.1	0.5	10.2	0.3	1.4	0.1
Edda ¹⁾	4.5	1.8	0.2	5.8	1.0	0.1	
Ekofisk	266.0	143.0	13.0	376.6	125.2	83.5	8.1
Eldfisk ¹⁾	73.0	48.4	4.5	114.8	36.2	34.7	3.0
Frigg ¹⁾²⁾	0.4	105.0		105.3		8.8	
Gullfaks ¹⁾	210.3	14.3	2.2	196.8	198.9	13.7	1.8
Gyda	30.5	3.0	2.5	32.1	30.5	3.0	2.5
Heimdal ¹⁾	4.5	33.2		36.3	2.9	24.6	
Hod ¹⁾	4.0	0.9	0.5	5.1	4.0	0.9	0.5
Murchison ¹⁾³⁾	12.0	0.3	0.4	11.1	1.5		
Nord Øst-Frigg ¹⁾	0.1	11.0		11.1		3.7	
Odin ¹⁾	0.1	33.3		33.4		17.9	
Oseberg ¹⁾⁴⁾	242.0	79.0		285.0	240.4	79.0	
Sleipner Øst	17.0	51.0	10.0	79.1	17.0	51.0	10.0
Snorre	108.0	6.6		96.2	108.0	6.6	
Statfjord ⁵⁾	374.8	48.2	14.6	383.5	183.0	38.9	12.3
Tommeliten ¹⁾	6.4	18.4	1.0	25.3	6.3	18.3	1.0
Tor ¹⁾	26.9	17.0	1.9	42.2	10.0	7.8	0.9
Troll Øst		825.0		825.0		825.0	
Ula	52.5	3.3	5.1	54.7	42.8	2.6	4.6
Valhall ¹⁾	48.7	12.7	3.5	57.8	32.9	9.9	2.7
Veslefrikk ¹⁾	36.4	3.0		33.2	36.4	3.0	
Vest Ekofisk ¹⁾	13.1	29.4	1.6	42.8	1.9	7.0	0.4
Øst Frigg		8.0		8.0		7.8	
30/6 Gamma Nord	1.4	7.5		8.6	1.4	7.5	
Sum	1543.5	1528.7	62.7	2906.8	1082.1	1262.1	48.2

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 %

slaget på Ekofisk er økt med ca 12 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Eldfisk

På Eldfisk fører innfylling av nye produksjonsbrønner og en gunstig trykkutvikling i reservoaret til at utvinningsgraden for feltet økes. Ressursanlaget er økt med 19 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Tor

Endring i behandling av brønner og gassløft har ført til en økning av utvinningsgraden på Tor. Ressursanlaget er økt med 14 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Ula

Et nytt avgrensningshull har vist at en forkastning som går gjennom feltet er forseglende. Olje/vann kontakten i det nye hullet ligger betydelig lavere enn antatt tidligere. Dette har medført at ressursene på Ula er oppjustert med 43 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Valhall

Ny informasjon om drivmekanismen på feltet og innfylling av flere produksjonsbrønner medfører en økning i utvinningsgraden på feltet. Dette har ført til at ressursene på Valhall er økt med 17 % i forhold til 1987.

Øst-Frigg

Nedjusteringen av utvinnbar gass fra Øst-Frigg skyldes lekkasje av gass til hovedfeltet på Frigg. Nedjusteringen fra 1987 til 1988 er på 38 %.

3.5.2 Andre funn sør for Stad

Endringer av ressursanslag for funn sør for Stad som enda ikke er kommet i produksjon, omfatter justeringer av gamle funn og nye funn som tidligere ikke har vært tallfestet i årsberetningen (tabell 3.5).

På Frøy, Hod, Statfjord Nord og Sørøst-Tor har det vært en kraftig reduksjon i ressursanslagene, mens Brage og 34/8-1 har hatt en økning i petroleumsressursene.

Av funn som tidligere ikke har vært tallfestet i årsberetningen er 34/7-B fra 1987 og 2/7-20 fra 1988 de mest betydningsfulle.

Tabell 3.3

Oppdagede petroleumsressurser sør for Stad som ennå ikke er besluttet utbygd.

	Olje 10 ⁶ 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
Brage	46.2	3.5		42.3
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
Sleipner satellitter ²⁾	16.0	35.0		47.2
Sleipner Vest ³⁾	27.0	135.0	9.0	169.2
Snorre Vest ¹⁾	7.0			5.7
Statfjord Nord ¹⁾	22.6	1.2		19.7
Statfjord Øst	19.0	2.5		18.3
SØ-Tor	2.5	2.0		4.0
Troll Vest	41.0	463.0		499.9
1/3-3	3.3	0.1		2.8
2/7-20	33.0			27.0
2/12-1 ¹⁾	8.4			6.9
6/3 PI	0.9	1.0		1.7
7/11 A ¹⁾	3.7			3.0
9/2 Gamma ¹⁾	24.0	1.0		20.9
15/3-1,3	2.0	29.0		30.6
15/3-4 ¹⁾	12.0	5.0		15.0
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
25/2-4	4.0	12.0		15.3
30/6 Beta	20.0			17.0
30/6 Beta Sadel	20.0			17.0
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
34/7 B ¹⁾	25.5			20.9
34/7 C ¹⁾	4.0			3.3
34/8-1 ¹⁾	22.5	75.0		93.5
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	528.4	1035.7	9.0	1491.0

1) Operatørens anslag

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

3) Omfatter Alfa, Beta, Epsilon og Delta

Brage

Oljedirektoratet har foretatt en ny kartlegging av Brage basert på 3D-seismikk. Dette har ført til en økning av anslaget for olje- og gassressursene på Brage med 24 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Frøy

Ny kartlegging av strukturen har ført til en reduksjon av olje- og gassressursene med 31 % i forhold til operatørens anslag i årsberetningen for 1987.

Hod

Oljedirektoratet benytter her operatørens ressursanslag. Dette er en reduksjon på 56 % i forhold til Oljedirektoratets gamle anslag i årsberetningen for 1987.

Snorre Vest

Dette er et nytt funn fra 1988, og kan bli en verdifull tilleggsressurs til Snorre-utbyggingen.

Statfjord Nord

Oljedirektoratets ressurstill fra årsberetningen i 1987 er av gammel dato, og har ikke fanget opp nye avgrensningshull på strukturen. I årsberetningen for 1988 benyttes derfor operatørens ressursanslag. Dette fører til en reduksjon av olje og gass på 43 % i forhold til årsberetningen i 1987.

Sørøst-Tor

Nytt avgrensningshull med skuffende resultat har ført til en reduksjon av olje og gass med 40 %.

Tabell 3.4
Oppdagede petroleumsressurser nord for Stad

		Olje 10 ⁹ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	O EKV 10 ⁶ tonn
Haltenbanken	Draugen	68.0	4.8	60.3
	Heidrun	87.2	42.7	114.2
	Midgard	15.0	80.0	91.6
	Njord	25.0	4.0	24.5
	Smørbukk	20.0	65.0	81.4
	Tyrihans	16.0	40.0	53.1
	6406/3 Alfa ¹⁾	9.0		7.0
	6407/6-3 ¹⁾	5.7	14.3	19.0
	6506/12 Beta ¹⁾	22.0	11.0	29.0
	Sum	267.9	261.8	480.1
Barentshavet	Albatross		41.7	41.7
	Albatross Sør		10.8	10.8
	Askeladd		59.7	59.7
	Snøhvit	6.5	91.4	96.7
	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	265.2	270.5
	Total	274.4	527.0	750.6

1) Operatørens anslag

2/12-1

Dette er et funn fra 1987 som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen. Funnet er spesielt interessant fordi det åpner for en ny letemodell i dypliggende lag i jura i den sørlige delen av Nordsjøen.

2/7-20

2/7-20 er det største nye funnet av olje og gass som er gjort i 1988 på norsk kontinentalsokkel. Funnet bekrefter mulighetene for nye funn i de dype Jura lagene i den sørlige delen av Nordsjøen.

7/11 A

Operatøren har kartlagt strukturen på ny og har redusert ressursanslaget. Oljedirektoratet har ikke egne ressurstall på denne strukturen, og benytter operatørens anslag i ressursoversikten.

34/8-1

I 1988 er det boret en nytt avgrensningshull på en egen delstruktur (34/8-3). Boringen viste at forkastningen mellom de to delstrukturene er forseglende. Etter den siste boringen er ressursanslaget for hele strukturen økt med 30 % i forhold til årsberetningen for 1987.

34/7 B

Dette er et oljefunn fra desember 1987, som ikke har vært oppgitt i årsberetningen tidligere. Funnet er interessant som tileggsressurser til Snorre.

34/7-C

Dette er et mindre oljefunn fra 1986, som ikke har vært oppgitt i årsberetningen tidligere.

35/11-2

Dette er et olje- og gassfunn fra desember 1987, som ikke har vært oppgitt i årsberetningen tidligere.

3.5.3 Haltenbanken

På Haltenbanken har det i 1988 ikke vært gjort nye funn. I ressursoversikten er det imidlertid tilføyd et funn fra 1987 i blokk 6407/6 som tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen (tabell 3.4).

Heidrun

Kartlegging av ny og forbedret seismikk (3D), samt oppdaterte reservoartekniske studier, har ført til at Oljedirektoratet har nedjustert olje- og gassressursene på Heidrun med 13 % i forhold til årsberetningen i 1987.

6407/6-3

Dette er et funn fra 1987 hvor ressurstallene tidligere ikke har vært oppgitt i årsberetningen. Funnet er gjort på det samme sted som «West Vanguard» hadde en utblåsning av grunn gass i 1985.

3.5.4 Barentshavet

I Barentshavet er det ikke gjort funn av betydning i 1988. Oljedirektoratet har imidlertid foretatt en ny

kartlegging av strukturene i Hammerfest-bassenget. Den nye kartleggingen har ført til en økning av gassressursene i Barentshavet med 8 % i forhold til årsberetningen for 1987. I 1988 er det også lagt inn an-

slag for teknisk utvinnbar olje fra tynn oljesone på Snøhvit i ressursregnskapet. Endringene for de enkelte funn er gitt i tabell 3.5.

Tabell 3.5
Endringer i ressursanslag i årsberetningene 1987–1988

	Årsberetning 87			Årsberetning 88		
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	NGL 10 ⁶ tonn
Felt i produksjon og felt besluttet utbygd						
Albuskjell	8.0	18.0	1.2	8.1	18.3	1.2
Cod	2.9	7.1	0.5	2.8	7.1	0.5
Edda	4.7	1.9	0.2	4.5	1.8	0.2
Ekofisk	237.0	126.0	13.5	266.0	143.0	13.0
Eldfisk	63.5	39.4	3.4	73.0	48.4	4.5
Gullfaks	210.3	13.8	2.1	210.3	14.3	2.2
Hod	7.2	5.4		4.0	0.9	0.5
Oseberg	247.0	79.0		242.0	79.0	
Statfjord	375.0	49.0	15.4	374.8	48.2	14.6
Tor	24.0	14.6	1.6	26.9	17.0	1.9
Ula	33.0	1.6	1.4	52.5	3.3	5.1
Valhall	41.0	11.9	2.8	48.7	12.7	3.5
Vest Ekofisk	12.4	26.9	1.5	13.1	29.4	1.6
Øst Frigg		13.0			8.0	
Andre felt						
Brage	38.0	3.0		46.2	3.5	
Frøy	15.0	5.0		11.0	3.0	
Heidrun	113.0	38.0		87.2	42.7	
Snorre Vest	–	–		7.0		
Statfjord Nord	39.0	2.0		22.6	1.2	
SØ-Tor	4.0	3.0		2.5	2.0	
2/12-1	–	–		8.4		
2/7-20	–	–		33.0		
7/11 A	6.5	–		3.7		
34/8-1	8.0	65.0		22.5	75.0	
34/7 B	–	–		25.5		
34/7 C	–	–		4.0		
35/11-2	–	–		10.3	10.9	
6407/6-3	–	–		5.7	14.3	
Albatross		34.3			41.7	
Albatross Sør		8.2			10.8	
Askeladd		52.0			59.7	
Snøhvit	0.0	86.1		6.5	91.4	
7120/07		24.3			22.5	
7121/5 Beta		5.6			4.3	

4 Sikkerhet og arbeidsmiljø i petroleumsvirksomheten

4.1 INNLEDNING

Oljedirektoratet har i beretningsperioden videreført arbeidet med effektivisering av egen virksomhet. Direktoratet har arbeidet med å utvikle en målstruktur for å få et styringsverktøy som innfrir kravet om målstyrt offentlig virksomhet.

4.1.1 Veiledning til deltakerne i næringen

I Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø er det etablert en servicetjeneste som mottar og besvarer eller koordinerer forespørsler vedrørende tilsynsordningen og gir veiledning om regelverkets tekniske krav. I prinsippet skal samme veiledning som gis operatørselskapene, gis alle andre deltakere i petroleumsvirksomheten; for eksempel eiere av innretninger, fartøy og utstyr. Interessen for denne tjenesten indikerer et stort informasjonsbehov i næringen.

4.1.2 FoU-aktivitet i S-divisjonen

Det er gjennomført til sammen 37 FoU-prosjekter innenfor en samlet ramme på rundt 4 millioner kroner. I kapittel 6.2 gis en kort presentasjon av hvert enkelt prosjekt. Det vil der framgå at prosjektene spenner over et vidt spekter fra arbeidsmiljøforhold til spissteknologiske problemer.

I tillegg til å gi svar på aktuelle spørsmål, medfører FoU-arbeidet også viktig kompetanseoppbygging i divisjonen.

Finansiering av prosjektene varierer fra prosjekter finansiert av Oljedirektoratet, til omfattende samarbeidsprosjekter der Oljedirektoratet bærer en mindre del av kostnadene. For den siste typen prosjekter forutsettes det at direktoratet har rett til innsyn og medvirkning i prosjektene på linje med andre deltakere.

4.2 REGELVERK – REGELVERKSARBEID

4.2.1 Metodisk regelverksutvikling innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø

Ved ikrafttredelse av ny petroleumslovgivning og innføring av ny tilsynsordning i 1985, var én av målsettingene å kunne utarbeide et samlet og enhetlig regelverk for sikkerhet og arbeidsmiljø for industrivirksomheten på norsk sokkel.

Direktoratet begynte arbeidet med metodisk regelverksutvikling i januar 1987. Siktemålet er å modernisere og oppdatere gjeldende detaljregelverk.

Arbeidet, som omfatter både regelverksform og regelverksinnhold, er nærmere beskrevet i Oljedirektoratets årsberetning for 1987.

Direktoratet har i beretningsperioden slutført den utredende og tilretteleggende delen av arbeidet og fattet de nødvendige beslutninger angående:

- a) strategier med hensyn til utforming av det framtidige detaljregelverk
- b) interne prosedyrer med hensyn til gjennomføring av regelverksarbeid

Direktoratet har videre utarbeidet en samlet revisjonsplan for gjeldende detaljregelverk. Planen løper fram til årsskiftet 1990/91.

Resultatene fra studien som sammenligner gjeldende sokkelregelverk med tilstøtende flaggstatsregelverk for flyttbare innretninger (likhetsstudien), er publisert i perioden.

Resultatene vil være klargjørende med hensyn til bruk av maritime sertifikater som dokumentasjon for innfrielse av sokkelkrav, og vil bidra til å redusere behovet for dokumentasjon i petroleumsvirksomheten.

Ved utforming av regelverk er direktoratet pålagt å vurdere utformingen med henblikk på en eventuell harmonisering med EFs regelverk.

Direktoratet har tilrettelagt for dette pålegget gjennom organisering av og prosedyrer for gjennomføring av regelverksarbeid.

4.2.2 Regelverksarbeid

Direktoratet fastsatte 10. februar 1988 forskrift om utvidelse av virkeområdet for enkelte forskrifter for undersøkelse og leteboring i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

Forskriften innebærer at detaljregelverk for flyttbare innretninger som brukes til letebore- og brønnaktiviteter, nå også, med en del presiseringer, får anvendelse for samme innretning når den gjennomfører produksjonsbore- og brønnaktiviteter.

Forskriften medfører en betydelig forenkling i forhold til tidligere regelverk.

Direktoratet har utarbeidet en samlet revisjonsplan for detaljregelverk som utarbeides i medhold av sikkerhetsforskriften.

Revisjonsplanen omfatter utarbeidelse av 13 tematiske forskrifter før årsskiftet 1990/91. Det tidligere skilte i detaljregelverket mellom permanent plasserte innretninger og flyttbare innretninger, vil opphøre.

Direktoratet har arbeidet med følgende forskrifter i beretningsperioden:

- a) forskrift for bore-, brønnteknologi og datainn-samling m/utdypende veiledninger (planlagt ferdig 3. kvartal 1989)
- b) forskrift om planlegging, tilrettelegging og gjennomføring av bemannede undervannsope-rasjoner i petroleumsvirksomheten m/utdypende veiledninger (ekstern høring gjen-nomført høsten 1988)
- c) forskrift for rørledningssystemer i petroleumsvirksomheten m/utdypende veiledninger (planlagt ferdig 3. kvartal 1989)
- d) forskrift for elektriske anlegg i petroleumsvirk-somheten m/utdypende veiledninger (planlagt ferdig 2. kvartal 1989)
- e) forskrift om naturdata i petroleumsvirksomhe-ten m/utdypende veiledninger (planlagt ferdig 3. kvartal 1989)
- f) forskrift for gjennomføring av analyser av sik-kerhet i petroleumsvirksomheten m/utdypende veiledninger (planlagt ferdig 4. kvartal 1989)
- g) forskrifter for kraner og løfteutstyr på innret-ninger i petroleumsvirksomheten m/utdypende veiledning (planlagt ferdig 3. kvartal 1990)
- h) forskrift om beredskap m/utdypende veilednin-ger (planlagt ferdig 3. kvartal 1990).

I tillegg har direktoratet arbeidet med veiledninger til Oljedirektoratets forskrift for bærende konstruksjoner mv. Veiledningene omhandler følgende områder:

- a) geoteknikk
- b) flytende konstruksjoner
- c) stålmaterialer
- d) stålberegninger

4.3 TILSYNSAKTIVITETEN

Tilsynsvirksomheten i beretningsperioden ble gjennomført etter en samlet plan som reflekterte prioriterte innsatsområder. Erfaring fra utført tilsynsvirk-somhet utgjorde en vesentlig del av plangrunnlaget.

Oljedirektoratets tilsyn skal motivere deltakerne i petroleumsvirksomheten og bidra til at deltakerne bruker internkontrollprinsippet til å etterleve regel-verket. Direktoratet bidrar således til at Oljedirek-toratets mål vedrørende sikkerhet og arbeidsmiljø, blir ivaretatt på best mulig måte.

Oljedirektoratet fører tilsyn med at operatør har et styringssystem som sikrer at virksomheten plan-legges, organiseres og vedlikeholdes i samsvar med krav i lover og forskrifter. Tilsynet ivaretas ved å granske hvordan styringssystemene er bygget opp, følges og vedlikeholdes (systemrevisjoner) og ved å få bekreftet gjennom stikkprøver at aktiviteter og produkter er i samsvar med spesifiserte krav (verifi-kasjoner).

4.3.1 Samtykker og tillatelser

Ved milepæler som er definert i sikkerhetsforskrif-ten, kreves samtykker fra Oljedirektoratet for å kunne sette igang petroleumsvirksomhet.

I beretningsperioden ble det gitt 71 samtykker. Samtykkene er som følger:

- 5 samtykker til undersøkelse
- 18 samtykker til leteboring
- 5 samtykker til detaljprosjektering
- 5 samtykker til fabrikkasjon
- 8 samtykker til installering
- 10 samtykker til bruk
- 5 samtykker til ombygging av eller endring av bruksformål for innretning
- 1 samtykke til fjerning av innretning
- 14 samtykker til bruk av servicefartøy

I tillegg er det gitt 62 tillatelser til produksjons-boring, 30 tillatelser til leteboring og 44 tillatelser til grunne borer.

4.3.2 Prioriteringer og mål

Tilsynsvirksomheten prioriterte følgende innsatsom-råder høyest i beretningsperioden:

- a) etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven
- b) tidlig fase
- c) eldre innretninger

Mål og prioriteringer for tilsynsvirksomheten ble konkretisert i tilsynsplanen. Planen ble utarbeidet etter følgende hovedlinjer:

- a) tilsynsaktiviteten rettet mot den enkelte opera-tør, skal tilpasses den erfaring Oljedirektoratet har med hans ivaretagelse av internkontroll-plikten og omfanget av hans virksomhet på norsk sokkel
- b) all tilsynsaktivitet skal ha referanse til opera-tørs ivaretagelse av internkontrollplikten
- c) det skal være sammenheng og systematikk i alle tilsynsaktiviteter rettet mot operatør
- d) det skal være en balanse mellom systemrevisjo-ner, verifikasjoner og annen tilsynsaktivitet som gir måloppnåelse med minst mulig bruk av ressurser
- e) det skal være en aktiv bruk av bistandsetatene.

4.3.3 Erfaringer

Erfaringene fra gjennomføringen av tilsynet i beret-ningsperioden viser heller god måloppnåelse for til-synsvirksomheten. Samtidig viser gjennomføringen at Oljedirektoratet står overfor nye utfordringer, og at planlegging og gjennomføring av tilsynet kan for-bedres.

Basert på erfaringer og økt forståelse og kunn-skap, både i Oljedirektoratet og i industrien, videre-utvikles Oljedirektoratets tilsynsmetodikk med tanke på å gjøre den mer effektiv og riktig. Oljedi-ktoratet mener denne videreutviklingen har bi-dratt til at også industrien effektiviserer sine syste-mer, slik at internkontrollsystemene i petroleumsvirksomheten videreutvikles og gjøres mer effek-tive.

Tilsynsvirksomheten i beretningsperioden har gått i retning av flere systemrevisjoner på bekostning av verifikasjoner i forhold til tidligere år. Etter Oljedirektoratets vurdering er det nå en relativt god balanse i tilsynet, selv om det fortsatt er rom for forbedringer med tanke på måloppnåelse med minst mulig bruk av ressurser.

Bistandsetatene har deltatt aktivt i tilsynsvirksomheten, men Oljedirektoratet har ikke oppnådd en tilfredsstillende involvering av bistandsetatene med henblikk på at disse etatene skal inngå som deltakere i Oljedirektoratets samlede tilsyn. Som deltakere i tilsynet skal bistandsetatene gjennomføre tilsynsaktivitetene på en måte som er forenlig med prinsippene for internkontroll. Oljedirektoratet ser samsvarende tilsynsaktivitet som en klar utfordring.

4.3.3.1 Etterlevelse av krav i arbeidsmiljøloven

Oljedirektoratet har i beretningsperioden prioritert tilsyn med operatørens ivaretagelse av forhold som reguleres av arbeidsmiljøloven. Resultatene fra tilsynet viser at operatørene i økende grad legger vekt på å ivareta disse forhold, men det er fortsatt et stykke igjen før lovens krav og målsetting er nådd. I negativ retning vil direktoratet spesielt nevne forhold knyttet til den organiserte vernetjeneste og forholdet mellom arbeidstaker og arbeidsgiver.

4.3.3.2 Tidlig fase

Oljedirektoratet legger vekt på at sikkerhet og arbeidsmiljø ivaretas i tidlige faser av et prosjekt. Ved tidlig å klargjøre hvilke krav som forventes tilfredsstillt, bidrar direktoratet til mer optimale løsninger.

Oppfølging av prosjekter i tidlig fase (plan for utbygging og drift og detaljprosjektering) var prioritert i beretningsperioden. Resultatene av denne tilsynsaktiviteten kan først ses når prosjektene er fullført og innretningene settes i drift. Likevel kan det konkluderes med, på grunnlag av erfaringer fra oppfølging i tidlig fase, at Oljedirektoratet har fått økt innflytelse på forhold som er av betydning for arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap, samt for valg av nye kostnadseffektive utbyggingsløsninger.

4.3.3.3 Eldre innretninger

Oljedirektoratet har i beretningsperioden også prioritert oppfølging av operatørs vedlikehold av eldre innretninger. Denne tilsynsaktiviteten har avdekket til dels store mangler ved operatørs vedlikeholdssystemer og til en viss grad etterslep i gjennomføring av planlagt vedlikehold. Mangler og etterslep kan føre til at utstyr ikke alltid holder nødvendig standard. Spesielt i siste halvdel av 1988 er det registrert en økning i rapportering av utilsiktede gassutslipp på de eldre innretningene. Oljedirektoratet har foreløpig ikke kunnet slå fast om denne økning alene skyldes Oljedirektoratets innskjerping av rapporteringsrutinene, eller om det har vært en faktisk økning i utilsiktede gassutslipp. Det er igangsatt ar-

beid for å klarlegge forholdene rundt denne økning og for å vurdere hvilke tiltak som eventuelt må iverksettes overfor industrien. Statistikk over gasslekkasjer i 1988 er tatt inn i tabell 4.13.4.

4.4 FJERNING AV FLOTTELL FRA STATFJORD B

Operatør Statoil søkte september 1988 om å få fjerne flotellet fra Statfjord B, for operatør mente at behovet for ekstra bolig enhet ikke lenger var til stede.

Arbeidstakerorganisasjonene engasjerte seg sterkt i saken, og i samråd med dem besluttet Statoil å installere supplerende evakueringssystemer på Statfjordinnretningene. Det var sterk uenighet mellom Statoil og arbeidstakerne om tidspunkt for fjerning av flotellet. Arbeidstakerne ønsket ikke at flotellet ble fjernet før supplerende evakueringssystemer var installert, da de mente at sikkerhetsnivået ville bli senket til under det som var akseptabelt.

Statoil på sin side mente det var dokumentert ved studier at sikkerhetsnivået var akseptabelt også uten flotellet i perioden før installering av det supplerende systemet. Oljedirektoratet gav Statoil samtykke til å fjerne flotellet.

4.5 BEMANNINGSREDUKSJONER

Arbeidstakerorganisasjonene reagerte sterkt på mindre bemanning og mannskapsreducerende tiltak på innretningene i Ekofisk-området. Størrelsen på borelagene er redusert fra 30 til 25 personer, og operatør Phillips Petroleum Company Norway ønsket å redusere bemanningen i radiatorommene på de fleste innretningene i Ekofisk-området. I denne forbindelse har operatøren gjennomført et prøveprosjekt med redusert bemanning i radiatorrommet på Eldfisk 2/7 B, og har utsatt gjennomføring av redusert bemanning i radiatorommene. Elf Aquitaine har gjennomført redusert bemanning i radiatorrommet på innretningene DP-2 og HMP-1.

I petroleumsvirksomheten finnes ikke forskrifter som fastsetter bemanningens størrelse. Det anses å være opp til operatør å bestemme størrelsen ut fra behovene i den konkrete situasjon. Uenighet partene imellom om bemanningens størrelse, er gjenstand for forhandlinger.

Oljedirektoratets vedtak om å tillate bemanningsreduksjonen ble påklaget av arbeidstakerrepresentanter i koordinerende feltarbeidsmiljøutvalg. Klagen var begrunnet med at sikkerheten ble redusert.

Klagen på vedtaket om de reduserte borelagene, ble trukket tilbake av klagerne før den ble realitetsbehandlet i Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD).

I saken vedrørende redusert bemanning i radiatorommene, sa KAD seg enig i Oljedirektoratets vurdering.

Oljedirektoratet tilstreber at saker av denne karakter løses i henhold til Arbeidsmiljølovens målsetting om forhandlinger mellom partene.

4.6 INDUSTRIENS ERFARINGER MED INTERNKONTROLL

Oljedirektoratet fullførte i 1986 en undersøkelse angående operatørens og prosjektgruppers erfaring med implementeringen av internkontroll og kvalitetssikring. Denne undersøkelsen påviste stor variasjon i implementeringsgrad, praksis og krav til industrien vedrørende internkontroll og kvalitetssikring. Oljedirektoratet startet derfor en undersøkelse for å få oversikt over oljerelatert industris erfaringer med operatørs og prosjektgruppers krav og praksis vedrørende internkontroll og kvalitetssikring, og hvordan dette påvirket deres virksomhet. Undersøkelsen ble fullført våren 1988, og resultatene publisert i en egen rapport.

Ca 100 personer i ledende stillinger i vel 60 konsern og bedrifter uttalte seg om kvalitetssikring og dens implementering i kontraktssammenheng, bruk av standard, oppfølging og revisjonsvirksomhet, grad av aksept, kostnader og industriens inntrykk av Oljedirektoratets oppfølging.

Ved at rapporten er offentliggjort, kan industrien nyttiggjøre seg resultatene i sitt arbeid med effektivisering innenfor kvalitetssikring.

I forbindelse med planlegging av tiltak for å vedlikeholde og videreutvikle Oljedirektoratets samlede kompetanse, har direktoratet vurdert de synspunkter som kommer til uttrykk angående kvaliteten på direktoratets tilsynsaktiviteter. Som et ledd i dette inviterte Oljedirektoratet representanter fra operatørene til en åpen drøfting av erfaringer med internkontroll og Oljedirektoratets tilsynsaktivitet i denne forbindelse.

4.7 PERSONSKADER

4.7.1 Skader innen boring

Oljedirektoratet mottar melding om personskade i forbindelse med boreoperasjoner, og meldingene blir vurdert med tanke på eventuell oppfølging fra Oljedirektoratets side.

I noen tilfeller har direktoratet sendt ut sikkerhetsmeldinger og/eller brev eller innkalt til møte for å drøfte spesielle problemstillinger med operatør og borekontraktør.

Det skjer imidlertid personskader innen boring der det er vanskelig å se klare årsakssammenhenger. Oljedirektoratet følte derfor behov for en nærmere dialog med næringen slik at en i fellesskap kan komme fram til tiltak for å forebygge slike skader. På denne bakgrunn ble næringen invitert til et møte i direktoratet i august 1988.

Møtet hadde som formål å komme fram til en felles plattform der næringen og direktoratet i fellesskap samarbeider om en en handlingsplan for å redusere boreskader. Møtet kom fram til konklusjoner vedrørende tiltak innenfor områder som:

- a) Ledelse og planlegging av arbeidet
Ledelsens holdning til sikkerhet
Planlegging av arbeidet

Driftsfilosofi

Tilrettelegging av arbeidet

Ledelsens oppfølging

Sikkerhetsmøter

- b) Opplæring og motivasjon
Motivasjonstiltak
Utviklingsmuligheter og jobbinnhold
Opplæring i skadegransking
Opplæring innen ergonomi
Fadderordninger for nyansatte
- c) Erfaringsoverføring
Oljedirektoratets rolle
Næringens rolle
Belønningssystemer
- d) Personlig verneutstyr
Utforming av verneutstyr
Ryddighet og renhold
Samarbeid og kommunikasjon

Oljedirektoratet vil i 1989 følge opp det skadeforebyggende arbeid innen boring som ble igangsatt i 1988. Spesielt må direktoratets rolle med hensyn til en eventuell opprettelse av et sikkerhetsforum, avklares.

4.7.2 Skadeoversikt for dykkeaktiviteter

Figur 4.7.2 gir en oversikt over antall personskader rapportert til Oljedirektoratet i årene 1978–88 i forbindelse med dykkeaktivitetene på den norske kontinentalsokkel. Personskadene er inndelt i kategoriene dødsfall, andre skader og trykkfallsyke.

Fire av tilfellene av trykkfallsyke har funnet sted ved metningsdykking og to ved overflateorientert dykking.

Infeksjoner og nestenulykker er ikke inkludert i oversikten. I beretningsperioden er det rapportert 16 tilfeller av infeksjon i ytre øregang hos dykkere. Videre er det rapportert 16 nestenulykker. De er i hovedsak uønsket trykkfall, svikt i festeanordning for dykkehjelmer, svikt i pustegasstilførsel og hendelser der gjenstander låret fra overflaten, er plassert i uforsvarlig nærhet av dykker uten at han er informert.

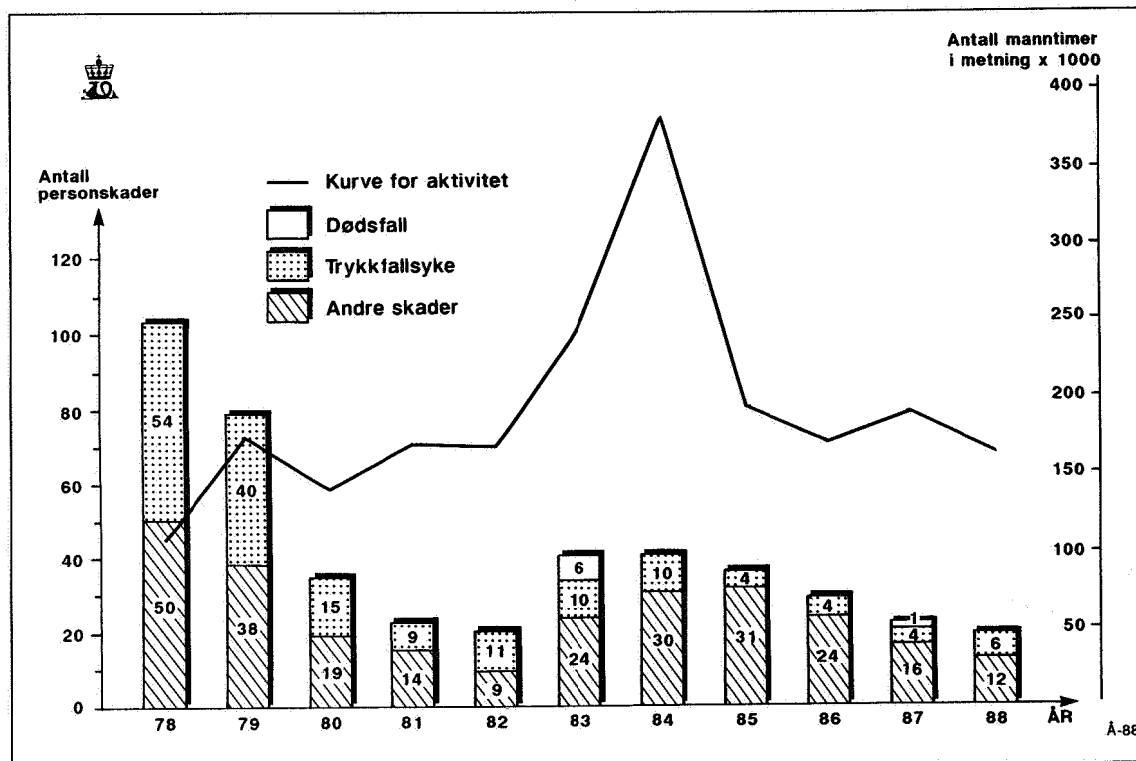
4.7.3 Skadeoversikt for produksjonsaktiviteten

Det er rapportert 635 personskader i forbindelse med produksjon av olje og gass i beretningsperioden, hvorav ingen med dødelig utgang. Det er 196 færre enn året før, altså en nedgang på rundt 23 prosent. Samtidig ble det rapportert 12 564 årsverk mot 13 753 året før; en reduksjon på rundt 9 prosent. Denne reduksjonen i årsverk har spesielt sammenheng med at oppjekkingsarbeidene på Ekofisk ble sluttført i 1987.

Skadefrekvensen varierer betydelig fra operatør til operatør. Det skyldes først og fremst store ulikheter i aktivitetsnivå, type innretninger og feltenes ulike faser.

Fig. 4.7.2

Totalt antall personskader i forbindelse med dykking på den norske kontinentalsokkelen i perioden 1978–88



Tabellene

Tabell 4.7.3.a viser blant annet en oversikt over personskader per 1 000 årsverk i perioden 1976–88 i produksjonsvirksomheten. Tallene for 1987 er korrigert for endret timetall per årsverk, noe som medfører at konklusjonen i forrige årsberetning må endres vesentlig. Den totale skadefrekvens i 1987 korrigeres til reduserte 60,4 skader per 1 000 årsverk. Skadefrekvensen i 1988 er beregnet til 50,5. Dette innebærer en betydelig reduksjon i den beregnede skadefrekvens, en endring som er statistisk signifikant.

Skader inntruffet på innretningene utenom arbeidstiden (fritidsskader), er ikke medregnet. I 1988 ble det innmeldt 32 slike skader, mot 24 året før. Fritidsskadene utgjøres hovedsakelig av forstuingskader i forbindelse med ferdsel i trapper og lignende og i forbindelse med fritidsaktiviteter, samt skader som følger av fall fra overkøy.

Tabell 4.7.3.b viser fordelingen av skadefrekvensene for de ulike hovedaktivitetene i perioden 1979–88. Med unntak av administrasjon/produksjon som har oppgang, viser oversikten en klar reduksjon av skadefrekvensen. Det er aktivitetene boring og konstruksjon og vedlikehold som representerer de mest risikoutsatte arbeidsplassene. Det er derfor gledelig å konstatere at nedgangen i skadefrekvensen for bore- og brønnoperasjoner fortsetter, og at utviklingen innen konstruksjon og vedlikehold nå synes å gå i positiv retning. Det har også vært en betydelig re-

duksjon av skadefrekvensen i forpleiningsvirksomheten i forhold til 1987.

Bore- og brønnoperasjonene stod i 1988 for 15 prosent av arbeidsmengden og 17,3 prosent av skadene, som hovedsakelig utgjøres av klem-, forstuings- og sårskader.

Konstruksjons- og vedlikeholdsaktivitetene stod i 1988 for 55,4 prosent av arbeidstidene og 65,2 prosent av skadene.

Konstruksjons- og vedlikeholdsarbeiderne er en uensartet gruppe. Det er derfor flere stillingskategorier som har en betydelig høyere skadefrekvens enn gjennomsnittet. Dette gjelder spesielt personell som driver med tyngre sveise- og vedlikeholdsarbeid. 48 prosent av skadene oppstod i forbindelse med feiltråkk, håndtering av verktøy og materialer, samt splinter og sprut fra slipe- og høytrykksvaskemaskiner. Det tilsvarende tall for 1987 var 45,6 prosent. Andelen av denne type skader synes å øke for hvert år, noe som er overraskende sett på bakgrunn av til dels klare årsakssammenhenger og mulighet for å treffe forebyggende tiltak, som for eksempel effektivt øyevern.

Tabell 4.7.3.c viser fordelingen av skader og årsverk fordelt på operatør- og entreprenørsatte i perioden 1985 til 1988. I 1988 bidro entreprenørselskapene med 61,6 prosent av de totale arbeidstidene på produksjonsinnretningene mot 69,3 prosent året før. 84 prosent av skadene skjedde innenfor denne gruppe i 1988, mot 88,2 prosent året før.

For operatøransatte var skadefrekvensen 21,1 i 1988, mot 23,2 i 1987.

Tabell 4.7.3.d-g viser fordelingen av personskadene innen de ulike variabler.

Tabell 4.7.3.h viser fordelingen av personskadene etter antatt alvorlighetsgrad. En skade defineres her som alvorlig dersom den har eller sannsynligvis vil resultere i varig mén (for eksempel amputasjon) eller langvarig arbeidsfravær. Vurderingen baseres kun på den informasjon som skademeldingsblanketten

gir og er derfor ikke basert på en medisinsk faglig vurdering i ettertid.

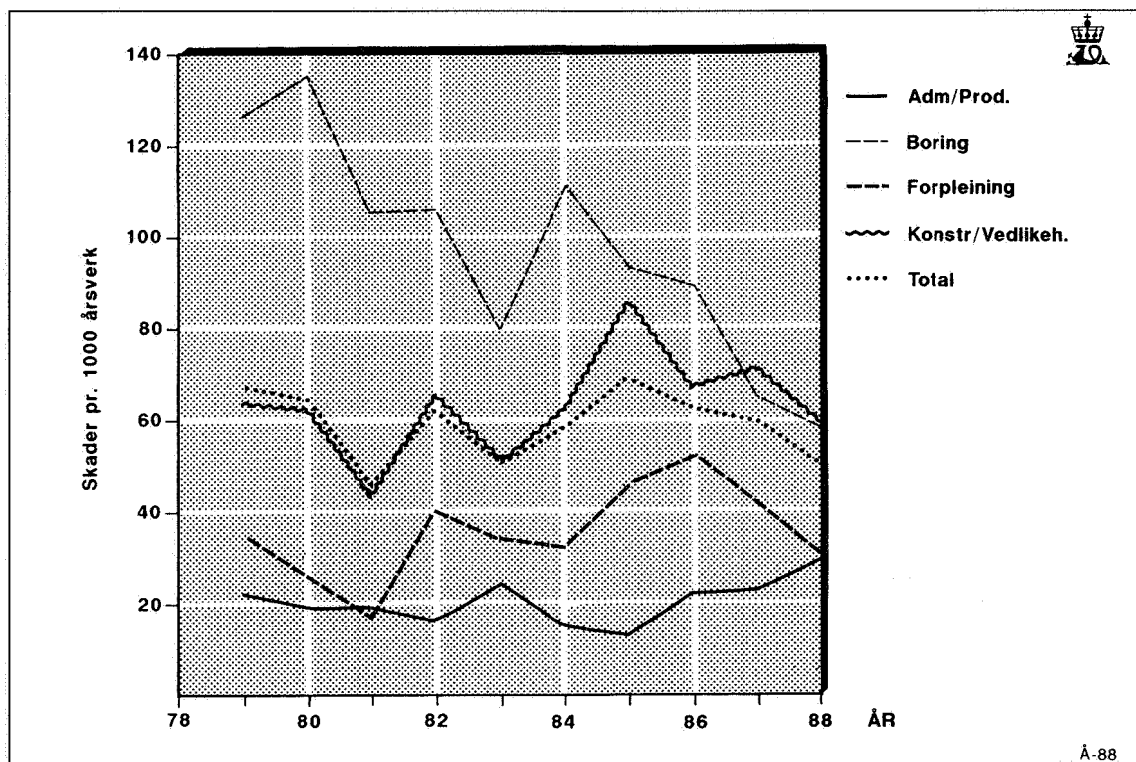
Figurene

Figur 4.7.3.a viser utviklingen av personskader i perioden 1979–1988.

Figur 4.7.3.b viser utviklingen av den beregnede skadefrekvens i perioden 1984–88 etter funksjon.

Figur 4.7.3.c viser skadefrekvensen fordelt på operatør- og entreprenøransatte og hovedaktiviteter i 1988

Fig. 4.7.3.a
Personskader i perioden 1979–88



Tabell 4.7.3.a
Skade/døde per 1000 årsverk (1976–88). Produksjonsinnretninger

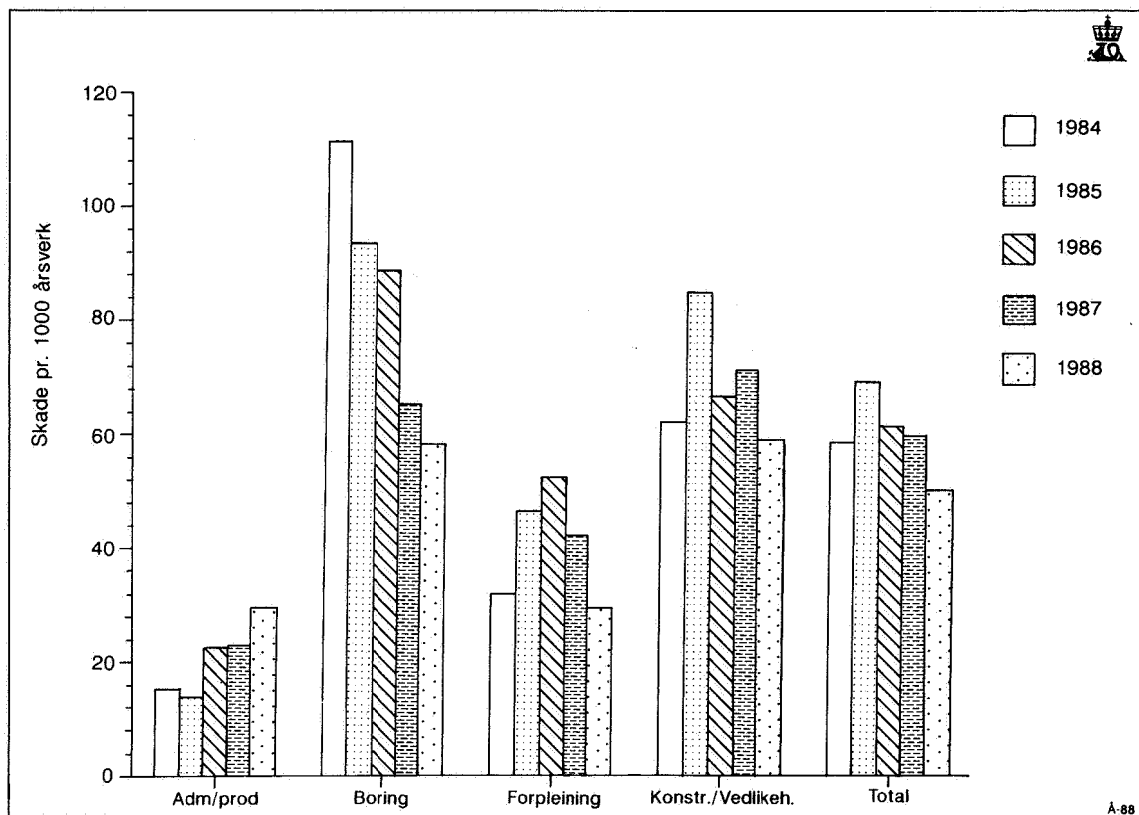
År	Arbeids-timer	Timer pr årsverk	Årsverk	Antall skadede (inkl døde)	Antall skadede pr 1000 årsverk	Antall døde	Antall døde pr 1000 årsverk
1976	4876316	1852	2633	213	80,9	2	0,76
1977	8146948	1852	4399	282	64,1	2	0,45
1978	14932296	1752	8523	624	73,2	6	0,70
1979	14986608	1752	8554	575	67,2	0	0,00
1980	12237720	1752	6985	451	64,6	0	0,00
1981	15612072	1752	8911	415	46,6	0	0,00
1982	14790384	1752	8442	528	62,5	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	598	69,8	1	0,12
1986	17108280	1752	9765	605	62,0	0	0,00
1987	22169458	1612	13753	831	60,4	0	0,00
1988	20253470	1612	12564	635	50,5	0	0,00
Totalt	186245256		108006	6582	60,9	12	0,11

4.7.4 Oversikt over personskader i forbindelse med lete- og produksjonsboring fra flyttbare innretninger

Dette er andre året direktoratet presenterer en oversikt over arbeidsulykker i forbindelse med leteboring. Rapporteringen foregår etter de samme kriterier som for produksjonsaktiviteten. I oversikten er kun de personskader med som har inntruffet mens innretning

gen var i petroleumsvirksomhet, altså i boreposisjon. Det er innmeldt 109 personskader i 1988 mot 130 året før. Kontrollen av rapporteringen av personskader fra leteaktiviteten har ikke vært så omfattende som for produksjonsaktiviteten. Det samme gjelder rapporteringen av arbeidstidene som presenteres for første gang. Det er derfor knyttet noe større usikkerhet til disse oppgavene.

Fig. 4.7.3.b
Skadefrekvens 1984–1988 etter funksjon



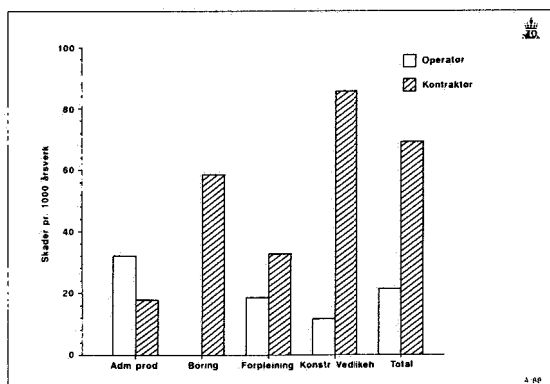
Tabell 4.7.3.b
Antall skadede pr 1000 årsverk fordelt på funksjon (1979–88). Produksjonsinnretninger mv.

FUNKSJON		1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Administrasjon/ produksjon	Årsverk	1098	1174	1144	1306	1182	1614	1656	1507	2295	2627
	Skader	25	23	22	21	29	25	23	34	53	78
	Skader/1000 årsverk	22,8	19,6	19,2	16,1	24,5	15,5	13,9	22,6	23,1	29,7
Boring	Årsverk	1467	1095	1098	1289	1300	1324	1384	1371	1567	1883
	Skader	186	148	116	137	104	148	130	122	103	110
	Skader/1000 årsverk	126,8	135,2	105,6	106,3	80,0	111,8	93,9	89,0	65,7	58,4
Forpleining	Årsverk	507	383	411	548	525	681	685	856	1167	1098
	Skader	18	10	7	22	18	22	32	45	50	33
	Skader/1000 årsverk	35,5	26,1	17,0	40,1	34,3	32,3	46,7	52,6	42,8	30,0
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	5482	4333	6258	5299	3542	4739	4845	6031	8724	6956
	Skader	346	270	270	348	183	296	413	404	625	414
	Skader/1000 årsverk	63,1	62,3	43,1	65,7	51,7	62,5	85,2	67,0	71,6	59,5
Totalt	Årsverk	8554	6985	8911	8442	6549	8358	8570	9765	13753	12564
	Skader	575	451	415	528	334	491	598	605	831	635
	Skader/1000 årsverk	67,2	64,6	46,6	62,5	51,0	58,7	69,8	62,0	60,4	50,5

Tabell 4.7.3.c
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og kontraktøransatte

FUNKSJON		1985	1986	1987	1988	
Adminstrasjon produksjon	Årsverk	1575	1293	1692	2173	o (operatør)
		80	213	603	454	k (kontraktør)
	Skader	19	34	44	70	o
		4	0	9	8	k
	Skader/1000 årsverk	12,0	26,3	26,0	32,2	o
		49,6	0	14,9	17,6	k
Boring	Årsverk	0	0	0	0	o (operatør)
		1384	1371	1567	1883	k (kontraktør)
	Skader	0	0	0	0	o
		1 30	122	103	110	k
	Skader/1000 årsverk	0	0	0	0	o
		93,9	89,0	65,7	58,4	k
Forpleining	Årsverk	0	39	94	217	o (operatør)
		685	817	1073	882	k (kontraktør)
	Skader	0	5	5	4	o
		32	40	45	29	k
	Skader/1000 årsverk	0	129,3	53,3	18,4	o
		46,7	49,0	41,9	32,8	k
Konstruksjon/ vedlikehold	Årsverk	1544	2063	2441	2436	o (operatør)
		3301	3969	6283	4520	k (kontraktør)
	Skader	61	51	49	78	o
		352	353	576	386	k
	Skader/1000 årsverk	39,5	24,7	20,1	11,5	o
		106,6	88,9	91,7	85,4	k
Totalt	Årsverk	3120	3394	4227	4825	o (operatør)
		5450	6370	9526	7739	k (kontraktør)
	Skader	80	90	98	102	o
		518	515	733	533	k
	Skader/1000 årsverk	25,6	26,5	23,2	21,1	o
		95,0	80,8	76,9	68,9	k

Fig. 4.7.3.c
Skadefrekvens 1988 operatør/kontraktøransatte



Det er ikke rapportert personskader med dødelig utgang. 14 flyttbare innretninger for lete- og produksjonsboring har vært i aktivitet på kontinental-sokkelen i 1988, som i fjor. Antall innretningsdøgn er i 1988 estimert til 3 544, mot 3 471 året før. Skadefrekvensen målt i antall personskader pr 1 000 innretningsdøgn, var 30,8 i 1988 mot 37,5 i 1987.

Basert på innsendte rapporter over arbeidstimer på disse innretningene i 1988, beregnes antall årsverk til 1 900, fordelt med 1 740 på entreprenør og 160 på operatør. Den totale skadefrekvens målt i personskader pr 1 000 årsverk (som for produksjonsinnretningene), ble i 1988 beregnet til 57,4.

Tabell 4.7.4.a viser fordelingen av skadehendelser på de ulike stillingsgrupper.

Tabell 4.7.4.b viser skadehendelsene fordelt på medvirkende faktorer.

Tabell 4.7.3.d
Arbeidsulykker 1987-88. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/Yrke

	Adminstrasjon	Boredrags- arbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelpearbeider	Instr. teknikker	Kranfører	Maler/ sandblaser	Mekaniker/ Motormann	Operatør	Platarbeider/ Isolatør	Rørlegger	Serviceknikker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Uspesifisert	Totalt	%	Ar
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	8	2	7	4	17	2	1	7	9	5	9	5	3	11	7	2	0	100	12.0	87
Brann	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76	12.0	88
Eksplasjon ol	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.1	87
Fall til lavere nivå	4	1	0	5	2	6	0	2	3	5	2	3	4	2	4	3	0	0	46	5.5	87
Fall til samme nivå	2	0	0	6	6	12	0	0	6	2	1	5	7	1	15	3	1	2	34	5.4	88
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	2	3	1	4	3	11	4	0	2	1	2	2	2	0	7	2	1	0	69	8.3	87
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	2	2	1	7	8	10	3	2	2	4	8	6	4	1	15	15	1	1	99	11.9	87
Fallende gjenstander	0	3	0	5	2	4	0	2	7	4	7	5	7	3	9	3	2	0	63	9.9	88
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	1	1	0	9	0	0	1	5	0	7	3	1	5	4	1	0	38	4.6	87
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	8	1	0	2	1	0	0	0	7	2	3	4	0	4	2	0	0	34	5.4	88
Håndteringsulykke	0	0	0	8	1	12	1	2	5	6	2	8	11	4	11	4	0	0	75	9.0	87
Kontakt med kjemisk fysikalske forbind	2	2	1	2	1	6	1	0	8	4	2	2	0	0	3	0	0	0	34	5.4	88
Overbelastning av kroppsdeler	3	8	0	10	16	23	1	1	4	20	6	14	13	6	14	12	0	0	151	18.2	87
Splinter, sprut	2	8	1	10	11	14	3	1	6	15	11	14	8	3	10	8	1	0	126	19.8	88
Elektrisk strøm	1	2	0	1	6	2	3	1	6	2	4	0	3	1	0	4	0	0	36	4.3	87
Ekstreme temperaturer	0	3	0	1	1	4	0	0	10	1	2	3	0	0	0	0	1	0	26	4.1	88
Fall i sjøen	0	4	1	4	2	11	0	3	1	3	3	4	10	3	15	3	2	0	69	8.3	87
Fall i sjøen	1	2	0	7	3	8	0	0	10	4	6	6	5	4	9	4	1	0	70	11.0	88
Elektrisk strøm	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0.4	87
Ekstreme temperaturer	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0.3	88
Fall i sjøen	1	0	0	0	3	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	4	0	0	11	1.3	87
Fall i sjøen	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	1	0	0	9	1.4	88
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	87
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	88
Annet	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4	0.5	87
Annet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	88
Totalt	14	25	5	57	51	116	10	12	54	64	34	86	75	22	96	99	7	4	831	100	87
Totalt	9	45	6	38	35	80	10	7	77	52	46	59	44	22	50	42	13	0	635	100	88
%	1.7	3.0	0.6	6.9	6.1	14.0	1.2	1.4	6.5	7.7	4.1	10.3	9.0	2.6	11.6	11.9	0.8	0.5	100		87
%	1.4	7.1	0.9	6.0	5.5	12.6	1.6	1.1	12.1	8.2	7.2	9.3	6.9	3.5	7.9	6.6	2.0	0.0	100		88

Tabell 4.7.3.e
Arbeidsulykker 1987-88. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/Skadet legemsdel

	Øye	Rygg	Tå/fot	Hofte/bein	Mage/bryst	Arm/skulder	Hode/ansikt	Tann	Hånd/finger	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	3 1	0 0	17 9	10 4	2 0	7 5	13 13	7 8	41 36	0 0	100 76	12.0 12.0	87 88
Fall til lavere nivå	0 0	9 7	3 5	4 5	2 4	11 3	10 6	0 1	3 3	4 0	46 34	5.5 5.4	87 88
Brann, eksplosjon ol	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 0	.1 .0	87 88
Fall til samme nivå	0 0	16 5	8 5	10 13	2 3	8 6	4 6	1 2	20 6	0 1	69 47	8.3 7.4	87 88
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	9 4	67 48	13 4	2 2	3 2	2 0	0 1	3 1	0 1	99 63	11.9 9.9	87 88
Fallende gjenstander	1 0	0 1	11 9	1 3	0 1	3 7	6 1	0 3	16 8	0 1	38 34	4.6 5.4	87 88
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 0	5 2	4 1	10 4	7 2	9 9	18 6	9 5	13 5	0 0	75 34	9.0 5.4	87 88
Håndteringsulykke	4 1	1 0	7 8	9 2	2 2	3 4	8 6	10 16	107 86	0 1	151 126	18.2 19.8	87 88
Kontakt med kjemisk fysikalske forbindelser	27 17	0 0	0 0	0 0	3 1	0 1	3 4	0 0	0 1	3 2	36 26	4.3 4.1	87 88
Overbelastning av kroppsdeler	0 0	35 36	4 1	6 9	5 8	12 8	0 0	1 4	6 4	0 0	69 70	8.3 11.0	87 88
Splinter, sprut	116 89	0 0	0 4	0 4	1 0	2 4	7 9	0 1	2 1	1 2	129 114	15.5 18.0	87 88
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	2 1	0 0	1 1	0 0	3 2	.4 .3	87 88
Ekstreme temperaturer	0 0	0 0	3 0	2 0	1 1	2 1	2 1	0 1	1 6	0 0	11 9	1.3 1.4	87 88
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	.0 .0	87 88
Annet	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 0	2 0	0 0	0 0	4 0	.5 .0	87 88
Totalt	151 108	75 55	125 90	65 48	27 24	60 50	77 53	30 41	213 158	8 8	831 635	100 100	87 88
%	18.2 17.0	9.0 8.7	15.0 14.2	7.8 7.6	3.2 3.8	7.2 7.9	9.3 8.3	3.6 6.5	25.6 24.9	1.0 1.3	100 100		87 88

Tabell 4.7.3.f

Arbeidsulykker 1987-88. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/medvirkende faktor

	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Kjøling, trykk varme, ventilasjon	Material, gods, emballasje	Elektrisk utrustning	Annen maskininnretning	Boretenger	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Løst/fast innretning på bygn.konstr.	Løfte/transport-anordning	Annet	Totalt	%	År
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	0 0	0 0	20 12	1 0	11 16	6 5	7 7	32 15	23 21	0 0	100 76	12.0 12.0	87 88
Fall til lavere nivå	0 0	0 0	1 3	0 0	1 0	0 0	0 0	42 30	2 1	0 0	46 34	5.5 5.4	87 88
Brann, eksplosjon ol	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0.1 0.0	87 88
Fall til samme nivå	0 4	0 1	11 7	0 0	0 0	0 0	2 0	52 34	2 0	2 1	69 47	8.3 7.4	87 88
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0 0	0 0	12 11	0 0	0 1	0 0	1 2	86 49	0 0	0 0	99 63	11.9 9.9	87 88
Fallende gjenstander	0 0	0 0	19 15	0 0	2 1	0 1	5 5	9 6	3 6	0 0	38 34	4.6 5.4	87 88
Annen kontakt med gjenstander i ro	0 0	1 0	4 5	0 0	2 2	0 0	1 1	63 26	3 0	1 0	75 34	9.0 5.4	87 88
Håndteringsulykke	1 0	0 0	39 25	0 2	6 1	3 2	88 74	9 13	5 9	0 0	151 126	18.2 19.8	87 88
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser	24 12	2 0	0 2	0 0	0 1	0 0	10 11	0 0	0 0	0 0	36 26	4.3 4.1	87 88
Overbelastning av kroppsdeler	0 0	0 1	20 29	1 1	6 4	1 1	9 7	20 19	10 0	2 8	69 70	8.3 11.0	87 88
Splinter, sprut	6 15	1 4	20 16	1 0	0 5	0 1	94 67	0 2	0 0	7 4	129 114	15.5 18.0	87 88
Elektrisk strøm	0 0	0 0	0 0	3 2	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	3 2	0.4 0.3	87 88
Ekstreme temperaturer	0 3	1 0	7 1	0 0	0 2	0 0	3 3	0 0	0 0	0 0	11 9	1.3 1.4	87 88
Fall i sjøen	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0.0 0.0	87 88
Annet	0 0	0 0	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	2 0	4 0	0.5 0.0	87 88
Totalt	31 34	5 6	155 126	6 5	28 33	10 10	221 177	313 194	48 37	14 13	831 635	100 100	87 88
%	3.7 5.4	0.6 0.9	18.7 19.8	0.7 0.8	3.4 5.2	1.2 1.6	26.6 27.9	37.7 30.6	5.8 5.8	1.7 2.0	100 100		87 88

Tabell 4.7.3.g
Arbeidsulykker 1979-88. Produksjonsinnretninger mv. Skadehendelse/yrke.

	Administrasjon	Boredeksarbeider	Borer	Elektriker	Forpleining	Hjelparbeider	Instrumenttekniker	Kranfører	Maler/sandblåser	Mekaniker	Operatør	Plastarbeider/Isolatør	Rørlegger	Service-tekniker	Stillasbygger	Sveiser	Tårnmann	Utspeisert	Totalt	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	23	198	19	40	37	243	15	12	29	70	29	48	49	40	56	25	73	1	1007	18.4
Fall til lavere nivå	15	21	9	33	7	83	17	8	36	35	16	25	33	15	27	30	18	1	429	7.9
Brann, eksplosjon ol	0	0	0	2	0	5	0	0	1	2	0	1	2	0	0	1	0	0	14	0.3
Fall til samme nivå	21	20	4	46	32	90	17	7	34	31	25	36	55	21	60	35	10	9	553	10.1
Trakk på ujevnheter, feiltråkk	17	14	2	51	21	67	13	10	36	23	28	25	44	16	45	47	12	3	474	8.7
Fallende gjenstander	7	26	8	6	4	45	3	1	6	25	4	29	30	13	33	16	5	0	261	4.8
Annen kontakt med gjenstander i ro	9	15	3	31	20	52	16	4	41	31	11	50	34	12	42	20	6	2	399	7.3
Håndteringsulykke	9	62	7	56	65	134	20	7	35	105	33	73	88	25	58	63	21	0	861	15.8
Kontakt med kjemisk fysikalske forbindelser	2	13	0	12	23	44	8	2	81	14	17	12	21	14	6	16	6	0	291	5.3
Overbelastning av kroppsdel	6	32	5	38	15	85	2	7	32	32	20	24	50	15	53	22	15	1	454	8.3
Splinter, sprut	8	11	4	19	7	51	2	1	68	39	13	79	89	6	14	144	4	1	560	10.3
Elektrisk strøm	0	1	0	25	0	1	1	1	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	32	0.6
Ekstreme temperaturer	1	0	0	2	25	5	1	0	0	4	4	6	8	1	1	14	0	0	72	1.3
Fall i sjøen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0.0
Annet	4	3	0	5	3	11	1	2	3	4	3	5	6	0	1	3	0	0	54	1.0
Totalt	122	416	61	366	259	916	116	62	402	416	203	415	509	178	396	436	170	19	5462	100
%	2.2	7.6	1.1	6.7	4.7	16.8	2.1	1.1	7.4	7.6	3.7	7.6	9.3	3.3	7.3	8.0	3.1	0.3	100	

Tabell 4.7.3.h

Fordeling av skader etter alvorlighetsgrad. Produksjonsinnretninger mv.

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	TOTAL
DØD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALVORLIG	0.13	0.07	0.04	0.09	0.04	0.05	0.03	0.04	0.04	0.02	0.05
MINDR ALV	0.63	0.69	0.69	0.68	0.70	0.70	0.86	0.92	0.93	0.96	0.80
USPES	0.24	0.24	0.27	0.22	0.26	0.24	0.10	0.04	0.03	0.02	0.15
TOTALT	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabell 4.7.4.a

Arbeidsulykker 1988. I forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Yrke

	Administrasjon	Boredekk-arbeider	Borer	Forpleining	Hjelparbeider	Kranfører	Mekaniker/Motormann	Operatør	Service teknikker	Sveiser	Tømmermann	Uspesifisert	%
Annen kontakt med gjenstander, maskindel i bevegelse	1	13	2	0	10	1	0	0	4	0	4	35	32.1
Brann, eksplosjon ol	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0.9
Fall til lavere nivå	0	3	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5	4.6
Fall til samme nivå	0	3	0	1	4	0	1	0	3	0	1	13	11.9
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	1	4	3.7
Fallende gjenstander	0	4	1	0	5	0	1	0	4	0	0	15	13.8
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	3	2.8
Håndteringsulykke	0	7	1	1	8	0	0	0	1	0	2	20	18.3
Kontakt med kjemisk fysikalske forbindelser	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	3	2.8
Overbelastning av kroppsdel	0	3	0	0	2	0	0	1	1	0	0	7	6.4
Splinter, sprut	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2	1.8
Temperatur	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0.9
Totalt	1	35	4	4	34	1	2	1	17	1	9	109	100
%	0.9	32.1	3.7	3.7	31.2	0.9	1.8	0.9	15.6	0.9	8.3	100	

Tabell 4.7.4.b
Arbeidsulykker 1988. I forbindelse med leteboring. Skadehendelse/Medvirkende faktor

	Håndverktøy, maskiner, redskaper	Annen maskininnretning	Boretenger	Material, gods, emballasje	Løs/fast innretning på bygn.konstr.	Løfte/transport- anordning	Elektrisk utrustning	Kjøling, trykk, varme, ventilasjon	Kjemiske, fysiske, biologiske faktorer	Totalt	%
Annen kontakt med gjenstander, maskin- del i bevegelse	3	5	3	5	6	13	0	0	0	35	32.1
Brann, eksplosjon ol	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.9
Fall til lavere nivå	0	0	0	0	3	2	0	0	0	5	4.6
Fall til samme nivå	0	0	0	2	11	0	0	0	0	13	11.9
Tråkk på ujevnheter, feiltråkk	0	0	0	2	2	0	0	0	0	4	3.7
Fallende gjenstander	2	1	1	5	2	3	1	0	0	15	13.8
Annen kontakt med gjenstander i ro	0	0	0	1	1	1	0	0	0	3	2.8
Håndterings- ulykke	9	2	4	1	2	2	0	0	0	20	18.3
Kontakt med kjemisk fysiske forbindelser	0	0	0	2	0	0	0	0	1	3	2.8
Overbelastning av kroppsdel	1	1	0	3	1	1	0	0	0	7	6.4
Splinter, sprut	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1.8
Temperatur	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.9
Totalt	18	9	8	21	28	22	1	1	1	109	100
%	16.5	8.3	7.3	19.3	25.7	20.2	0.9	0.9	0.9	100	

Konklusjon

Oversikten for samtlige aktiviteter på produksjonsinnretningene viser at det har skjedd en betydelig forbedring av skadefrekvensen i 1988 i forhold til året før, fra 60,4 til 50,5 skader pr 1 000 årsverk. Denne forbedring er større enn den antatte usikkerhet i tallmaterialet.

Reduksjonen har skjedd innen hovedaktivitetene boring, forpleining og konstruksjon og vedlikehold. Når det gjelder administrasjon/produksjon, har det vært en jevn stigning i skadefrekvensen i perioden 1979 – 1988. Nedgangen i skadefrekvensen for personell involvert i bore- og brønnoperasjoner, fortsetter – en utvikling som er tydelig fra 1985. Det har funnet sted en markant forbedring av skadefrekvensen innen konstruksjon og vedlikehold det siste år, men fremdeles er dette de mest risikoutsatte aktiviteter sammen med boring.

Selv om det tallmaterialet direktoratet benytter til statistikker over personskadene er beheftet med noe usikkerhet, mener direktoratet at utviklingen de senere år har gått i positiv retning.

Skadefrekvensen på flyttbare innretninger for lete- og produksjonsboring er redusert fra 37,5 personskader per 1 000 innretningsdøgn i 1987 til 30,8 i 1988.

Til tross for de begrensninger en må regne med i et så omfattende rapporteringssystem for personskader og arbeidstimer, mener direktoratet at de statistiske oversikter gir et rimelig korrekt bilde av situasjonen i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.

4.8 ARBEIDSMILJØ

4.8.1 Prosjektering av nye innretninger

Grunnlaget for et godt arbeidsmiljø i driftsfasen legges i konseptutviklings- og prosjekteringsfasen. Allerede i disse fasene må tverrfaglig kompetanse, driftserfaring og spesielle vurderinger vedrørende arbeidsmiljø i driftsfasen trekkes inn. Budsjettmessige forhold i driftsfasen legger ofte store begrensninger på mulighetene for senere endringer og modifikasjoner.

Selv om arbeidsmiljøforhold i hovedsak betraktes som et driftsansvar, ser Oljedirektoratet positivt på den økte bevissthet blant operatørene når det gjelder nødvendigheten av å sikre erfaringsoverføring fra drift til nye prosjekter. Men det gjenstår fremdeles svært mye før utnyttelse og integrering av driftserfaring og spesialistkompetanse i prosjektene kan sies å være fullgod.

Videre har Oljedirektoratet erfart at selskapene i liten utstrekning har spesifisert arbeidsmiljøkrav og integrert disse kravene i sine planleggings- og kvalitetssystemer ved oppstart av detaljprosjektering. Det er derfor behov for bedre styring med utforming og iverksettelse av arbeidsmiljøprogrammet i de ulike faser.

Overordnet, styrende dokumentasjon som skal ivareta innretningens arbeidsmiljø, har i enkelte til-

feller vist seg ikke å være dekkende ved endringer i kontraktspraksis; for eksempel ved overgang til kontraktsformer som omfatter «totalpakker» av tjenester (EPC-kontrakter).

4.8.2 Operatørselskapets hovedarbeidsgiveransvar – kontraktorselskapenes arbeidsgiveransvar

Oljedirektoratet har i beretningsperioden gjennomført flere tilsynsaktiviteter rettet mot operatørs ivaretagelse av hovedarbeidsgiveransvaret. Konklusjonen fra dette tilsynet er at oppfølgingen fra operatørs side varierer noe, avhengig av arbeidets omfang. De selskapene som ofte har oppdrag som krever mange ansatte, blir fulgt bedre opp av operatør enn de som bare har en til to personer per oppdrag. Generelt har Oljedirektoratet inntrykk av at informasjonsutvekslingen mellom operatør og kontraktorselskap i mange tilfeller kunne vært bedre.

Ved de samme tilsynsaktivitetene har det også vært vurdert hvordan de enkelte kontraktorselskap har ivare tatt sitt selvstendige arbeidsgiveransvar. Enkelte kontraktorselskap viste seg å ha lite kjennskap til arbeidsmiljølovgivningen, og iverksettelse av arbeidsmiljøtiltak var i stor grad preget av tilfældighet. Gjennom revisjonsvirksomheten har Oljedirektoratet ønsket å bevisstgjøre kontraktorselskapene om arbeidsmiljølovens bestemmelser.

4.8.3 Dokumentasjon av kjemisk helsefare – produktdatablad

Oljedirektoratet har gjennomført revisjoner for å klarlegge hvordan operatørene sikrer kvalitet på dokumentasjon av kjemisk helsefare, og hvilke kvalitetskrav som stilles. Dette er et område der internkontrollprinsippet har liten tradisjon, både i industrien og hos myndighetene.

Ved å knytte internkontrollprinsippet til arbeidsmiljøloven, har Oljedirektoratet kunnet følge produktene gjennom verifikasjoner i alle ledd tilbake til produsent, enten han produserer i Norge eller i utlandet.

Oljedirektoratets erfaringer fra disse revisjonene har hovedsaklig vært at kunden i for liten grad har definert behovene for dokumentasjon av kjemisk helsefare i forbindelse med kontraktsforhandlinger og kontraktsinngåelser.

Det ble også registrert at styring med endringer i og oppdatering av informasjon om kjemisk helsefare, var lite systematisert.

Ved å bruke internkontrollprinsippet trenger ikke myndigheter og industri kreve at produsenter skal gi fra seg informasjon, men vise til retten til innsyn ved for eksempel revisjoner av og besøk hos produsent. Dette innsynet har vist seg relativt uproblematisk å få i de revisjoner Oljedirektoratet har utført, også hos nasjonale og internasjonale produsenter av kjemikalier.

4.8.4 Asbest

Ved rivingsarbeider og lignende på eldre innretninger må operatør på forhånd bringe på det rene om

asbestholdige produkter har vært benyttet, og eventuelt sette i verk nødvendige vernetiltak.

Ved et større rivingsarbeid i 1988 ble det først etter at mesteparten av rivingsarbeidet var utført, konstatert at materialene inneholdt asbest. Forholdet ble politianmeldt av Oljedirektoratet, men senere henlagt av politiet etter en vurdering av operatørs utviste grad av uaktsomhet.

Når det gjelder pakninger og bremsebelegg, skal asbestfrie produkter benyttes når dette er teknisk mulig. Etter Oljedirektoratets vurdering finnes det nå asbestfrie pakninger og bremsebelegg for alle anvendelsesområder på kontinentalsokkelen. Oljedirektoratet har i beretningsperioden registrert en noe varierende praksis blant operatørene på dette området, og har ført intensivt tilsyn med at disse forhold blir ivarettatt.

4.8.5 Epoksybaserte malingsprodukter

Oljedirektoratet har i beretningsperioden sett på bruk av epoksyprodukter til vedlikehold av innretningene. Epoksybaserte malingsprodukter representerer en helsefare på grunn av organiske løsningsmidler og pigmenter, og fordi disse produktene inneholder stoffer som medfører fare for utvikling av allergisk kontakteksem. Løsningsmidlene og pigmentene finnes også ofte i andre malingsprodukter.

Det viser seg at opplæringen av personellet i bruk av epoksyprodukter, burde vært bedre. Enkelte synes imidlertid å ha god forståelse for bruken av personlig verneutstyr mot allergifaren, men er ikke på tilsvarende måte klar over løsningsmiddelfaren. Andre synes å ha fått mangelfull opplæring i hvilket verneutstyr som er påkrevd ved arbeid med epoksyprodukter. Den usikkerhet som har rådet i tilknytning til helsefare og påføringsprosedyrer ved bruk av epoksybaserte malingsprodukter, har vært uønskelig belastende for de berørte arbeidstakerne.

4.8.6 Kvikksølveksponering

Oljedirektoratet har siden 1979 vært sterkt opptatt av bruken av kvikksølv ved overføring av bunnhulls- og separatorprøver til transportable beholdere. Det arbeides med å styre utviklingen mot bruk av mindre helsefarlige stoffer og produkter; i dette tilfellet innføring av utstyr der overføring av formasjonsvæsker skjer uten bruk av kvikksølv.

Testing av nye typer kvikksølvfritt prøvetakingsutstyr har i beretningsperioden gitt positive resultater. Pålitelig og hensiktsmessig kvikksølvfritt utstyr for overføring av formasjonsvæske er, etter Oljedirektoratets vurdering, tilgjengelig i dag.

4.8.7 Hydrogensulfid

Hydrogensulfid (H_2S) kan dannes både i reservoaret og i utstyr på innretningene. Ved en lekkasje på Statfjord A fra en vannballasttank i utstyrskaftet, oppstod det H_2S -konsentrasjoner som irriterer øyne og luftveier. Med unntak av beredskapspersonell, ble besetningen evakuert til flotellet som lå inntil

Statfjord A. Det ble imidlertid ikke målt livstruende H_2S -konsentrasjoner i noen del av innretningen.

En arbeidsgruppe i Oljedirektoratet har i beretningsperioden sett nærmere på om det er en reservoarforsuring i gang på norsk sokkel, og hvilke konsekvenser dette kan få for arbeidsmiljø og sikkerhet. En rekke felt på britisk sokkel, felt som i utgangspunktet hadde svært lavt innhold av H_2S , har fått markant høyere H_2S -innhold. I alle disse feltene blir det injisert sjøvann. Den sannsynlige årsak til reservoarforsuring med dannelse av H_2S , er at sulfatreduserende bakterier bryter ned sulfat som finnes i injisert sjøvann, og danner sulfid. Det er grunnlag for å anta at biocidbehandling av injisert sjøvann reduserer risikoen for H_2S -utvikling i reservoaret, men slik vannbehandling er ikke noen garanti mot forsuring av reservoaret.

Statfjord er det feltet på norsk sokkel som først begynte med sjøvannsinjeksjon. Det har i løpet av det siste året vært en økning av H_2S i gass fra Statfjord, men det ser foreløpig ikke ut til å være noen reservoarforsuring i gang. Økningen ser ut til å ha sammenheng med H_2S -dannelse i prosessutstyret som følge av bakterieaktivitet, samt økning i produsert vann fra reservoaret. H_2S -nivået må på grunn av korrosjonsfaren holdes innenfor sikre grenser. Dette innebærer kjemikaliebehandling som kan medføre sikkerhets- og miljøproblemer.

4.8.8 Ubemannede innretninger

I løpet av beretningsperioden har Oljedirektoratet behandlet søknad fra operatøren om samtykke til planlegging, utbygging og drift av en ubemannet innretning på Hod-feltet. Det planlegges nå flere ubemannede innretninger på norsk sokkel.

Ubemannede innretninger er vanligvis periodisk bemannet. Oljedirektoratet forventer derfor at operatørene foretar nødvendige sikkerhets- og arbeidsmiljømessige vurderinger ved prosjektering av slike innretninger. Dette vil blant annet være vurderinger vedrørende overnattingsmuligheter og forpleinings-tjeneste, samt vedlikeholdsfunksjoner som må utføres i en driftsfase. Det tenkes her på forhold som utforming av innretningen, valg av utstyr og materialer, driftssikkerhet og vedlikeholdsvennlighet, samt personellkompetanse og organisering av arbeid.

4.8.9 Flerferdighet og flerfaglighet

Det foreligger planer om vesentlig lavere bemanning på nye innretninger i forhold til eldre innretninger. Flerferdighet og flerfaglighet hos personell blir vurdert som et virkemiddel for å oppnå lavere bemanning.

Flerferdighet og flerfaglighet blir også nevnt som et mulig virkemiddel for å effektivisere driften av eksisterende innretninger.

Både Oljedirektoratets tilsynsfilosofi og krav i arbeidsmiljøloven og i internkontrollforskriften innebærer at operatør har ansvaret for å se til at perso-

nell som settes til å ivareta arbeidsoppgaver, har de nødvendige faglige kvalifikasjoner.

Dette ansvaret innebærer at operatør gis mulighet å tilpasse kvalifikasjonskravene til det arbeidet som skal utføres, slik at det oppnås fleksibilitet i tilpasningen mellom kvalifikasjonskrav og teknologisk utvikling.

Oljedirektoratet ser med interesse på utviklingen som går i retning av større innslag av flerfaglig og/eller flerferdig personell på sokkelen. Det er imidlertid viktig å presisere betydningen av at operatørene fører en dialog med de ansattes organisasjoner og med myndigheter og utdanningsinstitusjoner under planlegging og gjennomføring av et slikt opplegg.

4.8.10 Arbeidstid

Tilsynsaktiviteter som Oljedirektoratet har gjennomført i beretningsperioden, har vist at de fleste operatørene har tilfredsstillende systemer for registrering av arbeidstid for egne ansatte. Når det gjelder ansatte i kontraktorfirma, er det registrert flere brudd på arbeidstidsbestemmelsene, og systemene for registrering av arbeidstid har i flere tilfeller vært mangelfulle.

4.8.11 Redusert arbeidstid

Oljedirektoratet mottok søknad fra to sykepleiere på Staffjordfeltet om redusert arbeidstid. De to sykepleierne søkte om å få dele en hel stilling for på den måten å ivareta omsorgen for sitt barn. Oljedirektoratet gav sykepleierne medhold i kravet om å få dele en stilling. Statoil påklaget saken til Kommunal- og arbeidsdepartementet, men departementet opprettholdt vedtaket om retten til redusert arbeidstid.

4.8.12 Arbeidsmiljøutvalg på sokkelen

Grenseflatene mellom de bedriftsinterne arbeidsmiljøutvalg og koordinerende arbeidsmiljøutvalg er blitt nærmere avklart i beretningsperioden. De bedriftsinterne arbeidsmiljøutvalgene vil ventelig fungere bedre ettersom de nå får mer erfaring med å utarbeide handlingsplan for verne- og miljøarbeidet, og skoleringen av verneombud og medlemmene i arbeidsmiljøutvalgene blir fulgt bedre opp. Når de bedriftsinterne arbeidsmiljøutvalgene fungerer bedre, og effekten av økt opplæring viser seg, vil dette også styrke de koordinerende arbeidsmiljøutvalgene.

4.8.13 Flyttbare innretninger

Oljedirektoratet har i beretningsperioden ført et begrenset tilsyn med arbeidsmiljøforhold på flyttbare innretninger, i tråd med de begrensninger regelverket setter. Arbeidsmiljøloven gjelder ikke for flyttbare innretninger. En konsekvens av dette er at Oljedirektoratets tilsyn med arbeidsmiljøforhold på flyttbare innretninger, baseres på en avveining av om et forhold kan sies å være av sikkerhetsmessig

betydning eller ikke. Arbeidsmiljølovens virkeområde vanskeliggjør således et rasjonelt tilsyn med arbeidsmiljøforhold fra myndighetenes side.

4.9 BEREDSKAP

4.9.1 Alternative evakueringsystemer

Oljedirektoratet har fra starten av fulgt utviklingen av en redningsstrømpe som skal være et supplement til eksisterende redningsmidler. I 1989 er det planlagt gjennomført et prosjekt som skal videreutvikle redningssystemet til et tørrevakueringsystem. Oljedirektoratet ser på utvikling av alternative evakueringsystemer som et vesentlig tilskudd til bedringen av den totale beredskapen på sokkelen.

4.9.2 Drivende gjenstander

Oljedirektoratet er representert i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), et organ som har representanter fra alle Nordsjølandene. NSOAF har nedsatt en gruppe som skal vurdere eventuelle tiltak mot drivende gjenstander som kan true petroleumsinnretninger. Gruppen er ledet av Oljedirektoratets sikkerhetsdirektør.

I første omgang skal gruppen se på forholdene omkring sleping av gjenstander som har tilknytning til petroleumsvirksomheten. Målet er å harmonisere og effektivisere regelverkene for slike slep, slik at slepene kan utføres sikrere. Gruppen skal avgi rapport til NSOAF i juni 1989.

4.9.3 Kollisjon mellom tysk ubåt og Oseberg B-innretningen

Under en tysk militærøvelse i Nordsjøen, kolliderte ubåt «U-27» med den faste innretningen på Oseberg B. Ubåten var på 30 meters dyp og gikk med 8,8 knops fart da den kolliderte.

Kollisjonen forårsaket en kraftig rystelse av innretningen, og inntil ubåten kom til overflaten var man usikker på årsaken. Aktivitetene på innretningen ble stanset, og personellet evakuert til flotellet «Polyconfidence».

Det viste seg at B-innretning og ubåt var påført betydelige skader: skadene på innretningen alene er anslått til 80–100 millioner kroner. Skadene ble utbedret høsten 1988, blant annet ved å skifte ut et skråsteg.

Sjøforklaring ble holdt i Kiel 1.12.1988. Det ble fastslått at skipssjefen om bord «U-27» hadde handlet uaktsomt idet han ikke hadde benyttet alle navigatoriske muligheter for sikker passering. Han hadde videre handlet klanderverdig ved ikke å ta hensyn til uoverensstemmelser i navigasjonen.

Av militære årsaker ble det ikke gitt noen nærmere utredning om bruk av sonar; bare at passiv sonar hadde vært benyttet, og at ingen signaler (støy) fra innretningen var blitt oppfanget.

Oljedirektoratet har foreløpig ikke trukket noen konklusjon med hensyn til iverksetting av eventuelle framtidige tiltak som kan bidra til å forhindre lignende ulykker.

4.9.4 Erfaring fra leteboring i Barentshavet – beredskapsmessige forhold

Som nevnt i Oljedirektoratets årsberetning for 1987, bad direktoratet operatørene rapportere erfaringer i beredskapssammenheng etter avslutning av hvert hull. Oljedirektoratet la særlig vekt på følgende områder:

- funksjonsdyktigheten av mekanisk beredskapsutstyr
- øvelser og opplæring
- operasjonelle begrensninger på innretning og beredskapsfartøy
- varslingssystemer
- kommunikasjon
- værvarslingstjeneste
- forsyningstjeneste
- helikoptertjeneste

Konklusjonen etter mottatte orienteringer så langt, er at aktiviteten i Barentshavet ikke har avdekket spesielle problemområder.

4.9.5 Helikoptre stasjonert i Hammerfest

I tillegg til ekstra drivstofftanker på de to Super Puma helikoptrene i Hammerfest, har de også blitt utstyrt med et avisingsystem.

4.9.6 Drivstoffoverføring fartøy – helikopter

I regi av Oljearbeidernes Fellessammenslutning pågår et prosjekt om drivstoffoverføring fra forsynings- eller beredskapsfartøy til helikopter, med tanke på både nasjonal redningstjeneste og sivil helikopterberedskap.

En slik drivstoffoverføring vil øke helikoptrenes operasjonstid i et område med store avstander og meget begrensede muligheter for etterfylling av drivstoff.

4.9.7 Overenskomst om redning i Barentshavet mellom Sovjetunionen – Norge

Som en videreføring av og erstatning for tidligere avtale av 19.10.1956 om samarbeid mellom Sovjetunionen og Norge; om redning av nødstedte og ettersøking av savnede mennesker i Barentshavet, ble det 15.1.1988 inngått ny overenskomst mellom de to landene.

Ansvar for organisering og koordinering av arbeidet med ettersøking av savnede og redning av nødstedte mennesker i Barentshavet påhviler:

- i Norge: Hovedredningssentralen (HRS) Nord-Norge i Bodø

- i Sovjetunionen: Murmansk Shipping Company i Murmansk

Oljedirektoratet anser overenskomsten som meget positiv fordi den betyr større hjelperessurser i tilknytning til aktiviteter i Barentshavet.

4.9.8 Forskning innen beredskap

Erfaringer fra tilsynsvirksomheten i beretningsperioden har vist at forskning og satsing på nyutvikling av beredskapsteknologi ikke er så stor som ønsket. Dette vil medføre en større aktivitet i 1989 fra Oljedirektoratets side for å få formidlet til operatør de forventninger direktoratet har om satsing på sikkerhet.

4.9.9 Sikkerhetssoner

Direktoratet har i beretningsperioden brukt til dels betydelige ressurser på å følge opp Forskrift om sikkerhetssoner mv, fastsatt 9.10.1987. Arbeidet har dreid seg om følgende momenter:

- generell orientering for å sikre felles forståelse av bestemmelsene i forskriften
- endring av forskriftens § 14 om oppbringelse av fartøy
- utdypning av forskriftens bestemmelser om særskilt område med begrensninger for undervannsproduksjonsinnretninger.

4.10 BORING

4.10.1 Leteboring i nordområdene

Oljedirektoratet har fulgt nøye opp den leteboringen i Barentshavet som begynte sommeren 1987, og som har fortsatt i 1988. Aktiviteten har vært noe lavere i 1988 enn i andre halvdel av 1987, da bare én innretning («Ross Rig») har operert i området i årets 10 siste måneder. Det er påbegynt fire letehull i Barentshavet i 1988, og seks hull er avsluttet.

4.10.2 Samordning av boreaktivitetene

To innretninger har vært i aktivitet i Barentshavet i beretningsperioden. «Polar Pioneer» brukte årets første måneder på å avslutte letehull 7219/9-1 for Norsk Hydro. «Polar Pioneer» gikk deretter sørover til nye oppdrag for Norsk Hydro. «Ross Rig» opererte for Statoil i Barentshavet i første halvår av 1988. Mobil benyttet deretter innretningen i fire måneder og avsluttet med det samordningssekvens 1 for «Ross Rig». En ny samordningsavtale ble inngått mellom operatørene Norsk Hydro, Saga, Shell og Statoil om bruk av «Ross Rig» til boring av 3 nye letehull. Per 31.12.1988 hadde en gjort ferdig eller påbegynt følgende letehull i 1988:

OPERATØR	UTVINN. - TILL.	LETEHULL	PÅ- BEGYNT	AV- SLUTTET	INN- RETNING
HYDRO	136	7219/9-1	11/87	2/88	«POLAR PIONEER»
HYDRO	141	7321/9-1	10/88	11/88	«ROSS RIG»
MOBIL	140	7321/7-1	6/88	10/88	«ROSS RIG»
SAGA	135	7125/1-1	11/88	12/88	«ROSS RIG»
STATOIL	139	7226/11-1	10/87	4/88	«ROSS RIG»
STATOIL	137	7224/7-1	4/88	6/88	«ROSS RIG»

4.10.3 Konsekvensutredningen for åpning av Barentshavet Syd, Troms II, Troms III og sydlige deler av Finnmark Vest for petroleumsvirksomhet

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet ble en konsekvensutredning for åpning av Barentshavet Syd, Troms II, Troms III og sydlige deler av Finnmark Vest for petroleumsvirksomhet lagt ut til høring sommeren 1988.

Av sikkerhetsmessige sider ved boreoperasjoner behandler konsekvensutredningen blant annet sannsynligheter for å få en utblåsing som resulterer i oljesøl. Utredningen konkluderer med at denne sannsynligheten er liten, og ikke større enn for boring i allerede åpnete områder. Dette er i tråd med Oljedirektoratets rapport «Sannsynlighet for oljeutblåsing» fra 1985.

4.10.4 Utvikling av sikringsventil for boring av topphullseksjoner

Sannsynligheten for at en kikk kan utvikle seg til en utblåsing i forbindelse med boring av topphullseksjoner, kan ikke ses bort fra. Menneskeliv, brønner og boreutstyr har gått tapt og resultert i store tap for operatør og samfunnet for øvrig ved denne type utblåsinger.

Etter ulykken på «West Vanguard» har Oljedirektoratet identifisert områder der ressurser må settes inn for å redusere risikoen for en gassutstrømming. Ett av disse områdene er barriereproblematikken.

Boring av topphull har fram til i dag stort sett vært utført med boreslammet som eneste barriere. Den resterende del av brønnen bores alltid med to barrierer.

Under visse forutsetninger kan det være mulig å introdusere en ekstra barriere ved boring av topphull, i form av en ringromsventil over brønnehodet.

En annen mulighet ligger i en videreutvikling av nedihulls-UBIS. En slik sikringsventil, utviklet av Smedvig med finansiell støtte av Statoil, har vært testet. Oljedirektoratet har ment at ventilen kan utvikles til en måte å stenge ringrommet nede i hullet på, ved boring av topphullseksjoner.

Norges Teknisk Naturvitenskapelige Forskningsråd (NTNF) bevilget penger til et forprosjekt der Oljedirektoratet, i samarbeid med Smedvig, skulle utrede bruksegenskapene til nedihulls-sikringsventiler ved boring av topphullseksjoner. Med bakgrunn i forprosjektet igangsatte Oljedirektoratet et

industriprosjekt sammen med næringen, der hensikten var å fastslå om denne sikringsventilen var egnet til barriere.

Ventilen er nå bygget og testet i fabrikk, samt funksjons testet hos Rogalandsforskning med overbevisende resultat. I de første ukene av 1989 vil ventilen gjennomgå mer omfattende tester ved Rogalandsforskning, før den vil være klar til testing og bruk på feltet.

4.10.5 Boredatabasen – DDRS

Sikkerhetsdivisjonens oppgaver innen bore- og brønnteknologi medfører faglige vurderinger innen følgende områder:

- borestedundersøkelse
- borefase
- testefase
- kompletteringsfase
- produksjonsfase
- brønnvedlikehold
- tilbakeplugging
- konseptevaluering

Behovet for et egnet analyseverktøy innen arbeidsområdet er stort.

For å møte dette behovet, ble Oljedirektoratets database DDRS (Daily Drilling Report System) etablert i 1984. Siktemålet med databasen er at all informasjon om boreaktiviteter skal systematiseres, slik at den er tilgjengelig og anvendbar i direktoratets tilsynsvirksomhet.

Bruken av boredatabasen så langt synes å vise at den også er nyttig for operatørene, som har tilgang til data de selv har rapportert.

Operatørene benytter et felles format for den daglige rapportering. Rapporteringen skjer på én av to mulige måter:

- direkte terminaltilknytning til Oljedirektoratets dataanlegg for manuell registrering
- «automatisk» overføring av borerapporter etter uttak av spesifiserte DDRS-data fra egne databaser.

Daglig blir alle nye borerapporter lagt inn i den sentrale DDRS-databasen. Denne inneholder informasjon fra alle brønner som er påbegynt etter 1.4.84. Totalt omfatter DDRS nå informasjon fra:

- a) ca 600 brønner
- b) ca 33 000 daglige statusrapporter
- c) ca 207 000 operasjoner

I DDRS er dette omfattende datagrunnlaget bygget opp på en strukturert form med høy grad av konsistens. Dette gjør at DDRS har et stort potensiale for videre bruk. Systemet kan benyttes i flere sammenhenger der det er aktuelt å gjøre bruk av erfaringsdata.

For bruk av DDRS er det utviklet flere programmer eller rutiner som kan deles inn i 3 hovedgrupper:

- a) daglig oppfølging av brønn, operatør mv
- b) grafisk presentasjon (figur 4.10.5 viser hovedoperasjoner i 1988)
- c) videre analyser

I tillegg til dette er det utviklet programmer som gjør det mulig å hente eller tilbakeføre data fra DDRS til interesserte operatører og partnere. Flere eksterne brukere benytter seg i dag av denne muligheten til å oppdatere egne databaser.

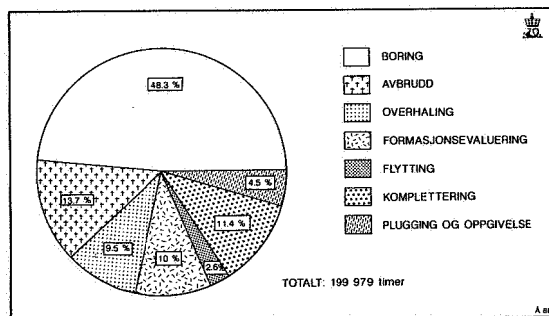
Det er utviklet et eget driftsopplegg for DDRS, som inkluderer flere programmer for daglig drift, feilretting, distribusjon av data mv. Som et resultat av dette, har direktoratet kunnet redusere ressursbruken til den daglige drift av boredatabasen betydelig fra starten i 1984 og fram til i dag, på tross av hurtig økende datamengde.

Boredatabasen har vist seg å ha et meget stort potensiale som analyseverktøy. Ved å sammenlikne og sortere tilnærmet identiske operasjoner (værparametre, utstyr, litologi mv), er det enkelt se hvilke operatører på norsk sokkel som har suksess og hvem som har problemer.

Oljedirektoratet har i denne basen fått et redskap til å styre tilsynsaktivitetene innenfor området boring. Det kan videre foretas en styrt erfaringsoverføring som kan heve sikkerhetsnivået ved boreoperasjoner på sokkelen.

Systemet, eller deler av systemet, kan/bør i framtida gjøres tilgjengelig for aktørene i Nordsjøen.

Fig. 4.10.5
Daglig borerapporteringssystem 1988.
Hovedoperasjoner:



Det kan gi en god basis for en nyttig diskusjon i næringen og i neste omgang føre til en sikkerhetsmessig og økonomisk optimalisering av boreoperasjoner.

På kort sikt vil det være av stor betydning at det blir etablert et så bredt sammensatt brukermiljø som overhodet mulig, også internasjonalt.

Direktoratet har igangsatt arbeid med å utvikle en prosedyre for bedre systematisering av utstysfeil i boresammenheng, blant annet på bakgrunn av utvist interesse fra operatører og institusjoner.

Ved å knytte informasjon om utstysfeil til annen informasjon i databasen, kan det framstilles beslutningsgrunnlag som kan bidra til å heve sikkerhetsnivået i forbindelse med bruk av de forskjellige typer utstyr.

4.11 NATURMILJØ

4.11.1 Innsamling av naturdata

Innsamlingen av naturdata (strøm, vind, bølger, osv) fra Ekofisk, Frigg og Statfjord har fungert tilfredsstillende i beretningsperioden. Med bistand fra Det norske meteorologiske institutt (DNMI) har direktoratet utført tilsyn med innsamlingen på disse tre feltene. Ved å bruke DNMI har direktoratet fått større faglig tyngde i tilsynet, og bistandsordningen har fungert meget tilfredsstillende.

I 1988 har Oljedirektoratet gitt pålegg om innsamling av meteorologiske data under leteboring i Barentshavet, for varslingsjtenesten i Barentshavet er mindre pålitelig enn i Nordsjøen. For boring på Bjørnøya Sør har direktoratet pålagt operatørene å ha varslingsystem for eventuelle isfjellbevegelser.

Oljedirektoratet har drevet innsamling av naturdata i Barentshavet i samarbeid med Oceanographic Data Acquisiting Project (ODAP). Oljedirektoratets økonomiske bidrag utgjorde i 1988 4,5 millioner kroner. Den totale økonomiske ramme for prosjektet var 14,5 millioner kroner. Det er samlet inn data om bølgehøyde- og retning, strøm, samt meteorologi, tidevann og ising. Kontrakten med forskningsfartøyet M/S «Endre Dyrøy» ble sagt opp med virkning fra 1.5.1988. Fra denne dato og ut året ble det gjennomført fire tokt av fartøy på korttidsleie, for å utføre vedlikehold og ettersyn av bøyene.

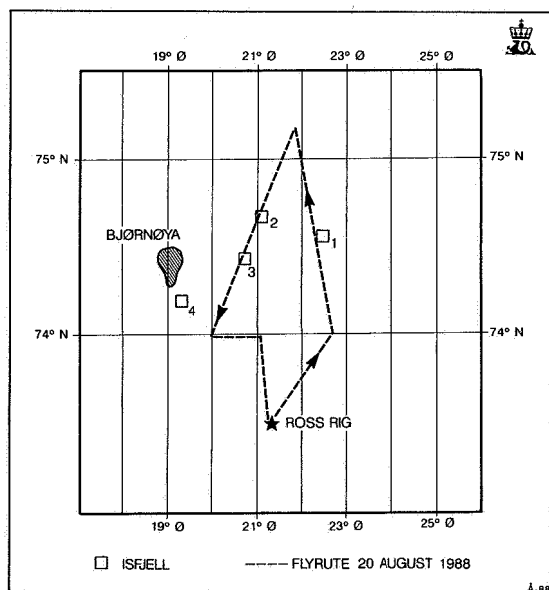
Måleprogrammet er blitt gjennomført ved kjøp av tjenester fra Oceanor i Trondheim.

4.11.2 Isfjell og sjøis

Under Mobils boreoperasjoner med «Ross Rig» i august 1988, ble det oppdaget isfjell 90–130 km nord for borelokaliteten, se figur 4.11.2. Mobil har siden holdt oppsikt med isfjellene for å se om isfjellene skulle bevege seg, slik at farlige situasjoner kunne oppstå. I november 1988 ble det oppdaget et lite isfjell på blokk 7321/9, mens Norsk Hydro var i ferd med å avslutte boringen.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden fått foretatt en sammenstilling av alle kjente isfjellobservasjoner i Barentshavet sør for 74°N. Sammenstil-

Fig. 4.11.2



lingen viser at isfjell forekommer regelmessig i området sør for Bjørnøya og lengre øst, ved Sentralbanken. I mai-juni 1929 kom det en rekke isfjell inn til kysten av Øst-Finnmark og Kolahalvøya. Den vestlige avgrensingen var ved Porsangerfjorden og i øst ved Kvitesjøen. Denne sammenstillingen viser at en innenfor et stort område i Barentshavet må ta hensyn til isfjell ved prosjektering av innretninger.

Utbredelsen av sjøis i Barentshavet viser seg å ha store sesongmessige og årlige variasjoner. Den største kjente utbredelsen var i 1870–71, da sjøisen strakte seg helt inn til kysten av Berlevåg og Båtsfjord.

4.12 STRUKTURER OG RØRLEDNINGER

4.12.1 Database for skader og avvik på innretninger, stigerør og rørledninger

I databasen er det registrert skader siden 1981. I alt er det registrert 2 026 skader og avvik på faste innretninger, 1 231 på stigerør og 101 på rørledninger. Det arbeides med å få lagt inn alle tidligere rapporterte skader, fra installasjonsdato.

Databasen er under omarbeiding for bedre å kunne utnytte de registrerte data. Standardiserte rapporteringsskjemaer er under utprøving hos enkelte operatører, slik at en kan få en ensartet rapportering.

Dette er første skritt mot en EDB-overføring av denne type skader og avvik.

4.12.2 Konstruksjonsstål

Gjennom blant annet oppfølging av utbyggingsprosjekter, regelverksarbeid, deltakelse i forsknings-

prosjekter og komitéarbeid, følger Oljedirektoratet utviklingen og de erfaringer som gjøres innen det materialtekniske området.

Oljedirektoratet gjennomfører et fast undersøkelsesprogram for stål som benyttes i utbyggingsprosjekt på sokkelen. En velger da stål som blir benyttet i de mest belastede deler av den bærende konstruksjonen. Undersøkelsen gjør bruk av to prøvingsmetoder: sveiseteknisk simulering og såkalt CTOD (Crack Tip Opening Displacement)-prøving med overflateskår. Disse metodene gir grunnlag for en enkel evaluering av stålets mikrostruktur i forbindelse med sveising og bruddseighetsegenskapene i sveisens varmpåvirkede sone. Innen utgangen av 1988 er til sammen 17 stål fra forskjellige utbyggingsprosjekter undersøkt. Prøvemethodikken er utviklet av SINTEF, som også utfører prøvingen for Oljedirektoratet.

Interessen for å ta i bruk høyfast stål i konstruksjonene, er økende. Flere utbyggingsprosjekter som er påbegynt eller som er under prosjektering, vil benytte en viss mengde høyfast stål. Imidlertid synes det som om det er høyfast stål med en fasthet opp til 500 MPa som er mest aktuelt. Det er ennå en viss usikkerhet forbundet med bruk av stål med høyere fasthet, spesielt når det er tale om utmattingspåkente sveiseforbindelser.

Bruk av støpe- og smigods til bærende konstruksjoner har også økt i de senere år. For eksempel har flere stålunderstell som nå er under bygging, en del støpte knutepunkter. Fordelen med å bruke disse sammenlignet med en sveist konstruksjon, vil være at fabrikasjonen forenkles og at utmattingslevetiden øker.

4.12.2.1 Rørledninger og stigerør

De nye utbyggingskonseptene på norsk sokkel har stilt nye krav til rørledninger og stigerør.

Transport av uprosesserte hydrokarboner fra undervannsinnetninger har ført til at konvensjonelle rørledningsmaterialer ikke har kunnet tas i bruk i en del prosjekter, blant annet på grunn av det korrosive miljø materialet utsettes for. I rørledningene mellom Tommeliten og Edda-innretningen er det for eksempel tatt i bruk stål i rustfri kvalitet (dupleksstål).

Fleksible rørledninger er tatt i bruk i økende grad de siste år. Disse rørledningene er av tekniske og økonomiske årsaker ofte bedre egnet enn konvensjonelle stålørledninger ved tilknytning av undervannsinnetninger til faste produksjonsinnetninger. For flytende produksjonsinnetninger er fleksible stigerør en forutsetning. Denne type stigerør vil sannsynligvis bli tatt i bruk i økende grad på norsk sokkel.

Strekstagninnetninger vil medføre at ny teknologi må tas i bruk for stigerør. På Snorre-innretningen vil for eksempel eksportstigerørene bestå av sammenskrudde stigerør.

4.13 ELEKTRISKE ANLEGG OG SIKRINGSSYSTEMER

4.13.1 Elektriske anlegg og utstyr

Det vises til årsberetningen for 1987 angående arbeidet med å få redusert kortslutningsstrømmen. En ser i dag resultater av arbeidet.

I løpet av de siste to årene har Oljedirektoratet fått melding om tre totale utkoplinger av de elektriske anlegg på tre forskjellige innretninger i Nord-sjøen. I alle tilfellene har det vist seg at UPS-systemene (Uninterrupted Power Supplies) ikke har vært patente. En har derfor forsøkt å finne måter å forbedre disse systemene på. En anbefaling går ut på å benytte mer likestrøm.

4.13.2 Gasslekkasjer gjennom dreneringssystemer

Etter flere gasslekkasjer sommeren 1988 ble det satt ned en arbeidsgruppe i Oljedirektoratet. Gruppen skulle arbeide med problematikken omkring gass som unnslipper gjennom dreneringssystemene, og arbeidet tok sikte på å:

- a) analysere kjente hendelser der gass har unsluppet gjennom dreneringssystemene.
- b) foreslå tiltak om prosedyrer og/eller forskrifter eller tiltak av teknisk art for å unngå liknende hendelser.

Gruppen har utarbeidet to delrapporter som dannet utgangspunkt for et møte med operatørene. Møte-deltakerne diskuterte de anbefalinger og synspunkter gruppen har presentert, og nyttige erfaringer omkring dreneringssystemene ble utvekslet mellom operatørene. En endelig rapport vil nå bli utarbeidet, og brev sendt alle norske operatører.

4.13.3 Branner

Branner på flyttbare og faste produksjonsinnretninger, rapportert av operatørene i beretningsperioden, er gitt i tabell 4.13.3. Tabellen viser skade, antall branner og brannårsak. Branner på flyttbare innretninger er ikke tidligere registrert av Oljedirektoratet.

Tabell 4.13.3

Skade	Konstruksjonsfasen	Faste produksjonsinnretninger Driftsfasen			Flyttbare produksjonsinnretninger Driftsfasen		
		A	B	C	A	B	C
Personskader og materielle skader							
Personskader og mindre eller ingen materielle skader		2				1	
Ingen personskade, men større materielle skader		1					
Ingen personskade og mindre eller ingen materielle skader		13	9	5		4	
Totalt 35 branner	0	16	9	5		5	

Brannårsak:

- A: Som følge av teknisk svikt under drift.
 B: Sveising, sliping o l, som blir definert som varmt arbeid.
 C: Andre årsaker.

Oljedirektoratet har registrert totalt 35 branner i 1988, mot 43 branner i 1987.

3 av brannene som er nevnt under andre årsaker (C), ble forårsaket av lynnedslag.

4.13.4 Gasslekkasjer

Gasslekkasjer på faste innretninger, rapportert av operatørene i beretningsperioden, er gitt i tabell

4.13.4. Tabellen viser skade, antall lekkasjer og lekkasjeårsak.

Det er første gang Oljedirektoratet offentliggjør gasslekkasjer på faste innretninger.

4.14 DYKKING

I løpet av beretningsperioden ble det foretatt 1767 overflateorienterte dykk og 163 560 manntimer i

Tabell 4.13.4

SKADE	GENERELLE GASSLEKKASJER			GASSLEKKASJER VIA DRENERINGSSYSTEMER		
	A	B	C	A	B	C
Personskader og større gasslekkasjer	1					
Ingen personskade, men større gasslekkasjer	2	1	1	5		
Ingen personskade, men mindre gasslekkasjer	1	6	2	1	2	3
Totalt 24 gasslekkasjer	4	7	3	6	2	3

Årsak gasslekkasjer

A: Som følge av mangelfulle (og manglende) prosedyrer

B: Som følge av feil som blir gjort under kontrollrutiner

C: Som følge av manglende vedlikehold, korrosjon ol

metning på norsk kontinentalsokkel, noe som innebærer en reduksjon i dykkeaktiviteten i forhold til 1987.

4.14.1 Forskning innenfor dykking

Ved hjelp av ekstern konsulentbistand knyttet til prosjektene «Dyptykking» og «Arbeidsmiljø for dykkere», er det foretatt en rekke studier som angår dykkere og deres arbeidsforhold. Rapporter som omhandler toksikologi og evaluering av anvendte desinfeksjonsmidler, er positivt mottatt av industrien og vil komme til nytte i metodeutvikling og tekniske løsninger. Oppfølging, i første rekke av mikrobiell forurensing og mekaniske hudskader, foregår og vil fortsette i 1989.

Oljedirektoratet har avholdt en todagers konferanse over emnene «Helseundersøkelse av dykkere» og «Dekompresjon – bruk av oksygen». Konferansen samlet ca 70 deltagere fra Europa og USA. Videre er det i samarbeid med Statoil arrangert en todagers konferanse med tittel «Hyperbar kommunikasjon». Deltagerne kom fra Sverige, Storbritannia og Norge.

Ved installering av Gullfaks C-innretningen i 1989, vil det foregå bemannede undervannsoperasjoner på 218 meters dyp. Utvikling av prosedyrer og materiell som skal nyttes ved operasjonene, har vært gjenstand for grundig oppfølging fra Oljedirektoratets side, da kontinuerlig dykking til dette dypet representerer en ny utfordring på norsk kontinentalsokkel.

4.14.2 Felles bruk av dykketjenester

Statoil, Norsk Hydro og Phillips Petroleum Company Norway, som har langtidskontrakter for bruk av dykketjenester, har inngått avtale om felles utnyttelse av dykketjenester etter behov. Dette vil skje på grunnlag av gjensidig godkjenning av det enkelte selskaps kvalitetssystem, og er således et skritt i riktig retning i forhold til tidligere praksis. Da ble et

omfattende godtakingsprogram iverksatt hver gang et dykketjenestet ble tildelt kontrakt for levering av dykketjenester til en operatør.

Oljedirektoratets syn er at denne ordningen kan bidra til økt effektivitet (med tilsvarende økonomisk gevinst) og gi bredere erfaringsgrunnlag (som medfører bedre kvalifikasjoner), samt føre til økt standardisering innen bemannede undervannsoperasjoner. Dette vil videre være et naturlig og nødvendig skritt i forbindelse med feltutbygging som krever plassering av utstyr på større vanddyb. Det er ønskelig at operatørene utarbeider planer for effektiv løsning av problemer som kan oppstå i forbindelse med uventede situasjoner ved dykking til store dyp.

4.14.3 Verneombudsordning

Oljedirektoratet ser meget positivt på at verneombudsordning og etablering av tillitsmannsapparat synes å ha blitt akseptert innen dykkeindustrien. Ved samtlige dykkeoperasjoner på norsk kontinentalsokkel har personell som deltar i operasjonen, nå sine valgte representanter som ivaretar deres interesser.

4.15 MEKANISK UTSTYR

4.15.1 Ubemannede brønnhodeinnretninger

Hod-feltet er vedtatt utbygget. Dette er et marginalt felt som har ført til nytenkning ved valg av konseptløsning. For første gang vil en nytte ubemannet brønnhodeinnretning på den norske kontinentalsokkel. Innretningen er planlagt fjernkontrollert fra Valhall-feltet.

Operatøren har videre valgt å utføre brønnboringen ved hjelp av en oppjekkbar innretning, slik at boreoperasjonen foregår direkte over brønnhodeinnretningen fra en utkraget bjelke (cantilevered jacket). Denne operasjonsmåten har heller ikke vært nyttig på norsk sokkel tidligere.

4.15.2 Komposittmaterialer

Oljedirektoratet har i flere år fulgt utviklingen av komposittmaterialer (plast) brukt i rørsystemer på produksjonsanlegg. «West Vision», som skal brukes som flytende produksjonsinnretning på Veslefrikk-feltet, er planlagt med begrenset bruk av rørsystemer av plast for blant annet å redusere vekt og begrense vedlikehold. I den forbindelse er det foretatt spesielle vurderinger om brannbelastninger og røyk-utvikling.

På Veslefrikk-feltet er det videre planlagt nyttet fleksible rør (slanger) mellom brønnhodeinnretning og produksjonsinnretningen «West Vision».

4.16 OLJEDIREKTORATETS OPPFØLGING AV ULYKKER UTENFOR NORGE

4.16.1 «Piper Alpha»

Ekspløsjonen på den britiske produksjonsinnretningen «Piper Alpha» 6. juli 1988 førte til en kjede av branner og eksplosjoner som ødela innretningen totalt. Av 226 personer om bord mistet 165 livet, i tillegg omkom 2 redningsmenn.

Som en følge av katastrofen, nedsatte Oljedirektoratet en gruppe med representanter fra alle berørte fagmiljøer i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø. Gruppen skulle søke klarhet i ulykkens årsak, samt foreslå eventuelle tiltak på norsk sokkel på grunnlag av erfaringer fra katastrofen.

Oljedirektoratet har pålagt operatørene å revurdere alle utførte konsept sikkerhetsstudier på bakgrunn av denne ulykken og eventuelle andre erfaringer. For eldre innretninger, der slike studier ikke er utført, er operatørene pålagt å utføre studier.

I tillegg til pålegget om å utføre konsept sikkerhetsstudier, forventes det at operatørselskapene identifiserer forhold der heller enkle tiltak vil forbedre sikkerheten på innretningene uten store kostnader.

Foreløpig har ikke Oljedirektoratet sett behov for umiddelbare tiltak ut over dette. Oppfølging av problemstillinger reist med bakgrunn i «Piper Alpha», blir ett av hovedinnsatsområdene for sikkerhetsdivisjonens tilsynsaktivitet i 1989. Innsatsområdet omfatter faglige problemstillinger som avstengnings-

muligheter for rørledninger, separate boligkvarter, arrangement generelt, designkrav, brann- og eksplosjonsbeskyttelse, bruk av beredskapsfartøyer, evakueringsutstyr, samtidige aktiviteter, brønnsikring, plattformorganisasjon og system for arbeidsordre.

4.16.2 «Viking Explorer»

Boreskipet «Viking Explorer» boret en brønn for Total på 77 meter vanddyb øst for Borneo da en grunn gasslomme ble påtruffet.

Ved boring av 12 1/4" pilothull på 560 meter strømmet gass under trykk inn i hullet og videre opp rundt skipet. Stor gasskonsentrasjon i kjølevannsinntaket til luftkompressor er sannsynlig årsak til at det under utblåsing ble full stans i kraftforsyningen. Bremsene på de fire ankervinsjene kunne ikke frigjøres for å forflytte skipet, og i løpet av kort tid kantret det og sank. En av mannskapet omkom.

Selv om ulykker i forbindelse med grunn gass er unngått på norsk sokkel i beretningsperioden, ble grunn gass påtruffet i flere brønner. Sider ved ulykken på «Viking Explorer» har således paralleller til norske forhold, og Oljedirektoratet har viet ulykken stor oppmerksomhet for bedre å kunne håndtere problemer med grunn gass på norsk sokkel.

4.16.3 «Ocean Odyssey»

Innretningen «Ocean Odyssey» boret en brønn for Arco på lokalitet 22/30 b-3 på britisk sokkel da det oppstod en lekkasje under utsirkuleringen, slik at gass strømmet opp under innretningen og ble antent. Innretningen ble evakuert og alle unntatt én ble reddet. Tre av ankerkjettingene ble senere sprengt av, og innretningen drev bort fra brønnen. Gassutstrømningen fra brønnen stoppet etter en tid av seg selv.

Department of Energy har lagt ned forbud mot bruk av fleksible slanger i UBIS-systemet ved boring av brønner med forventet brønntrykk høyere enn 69 MPa (690 bar/10 000 psi).

Oljedirektoratet har nedsatt en arbeidsgruppe som skal innhente detaljinformasjon om hendelsesforløpet og vurdere eventuelle tiltak på norsk sokkel. Rapport fra gruppen forventes ferdig i første halvdel av 1989.

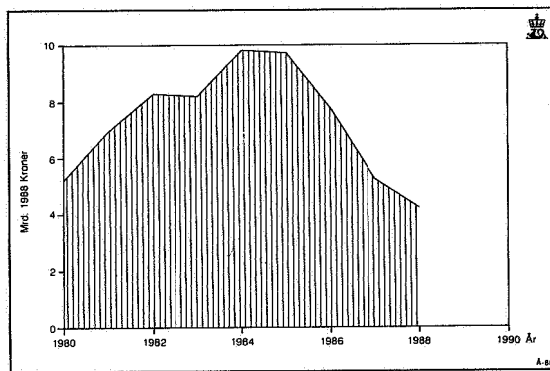
5 Petroleumsøkonomi

5.1 LETEVIRKSOMHET, VARE- OG TJENESTELEVERANSER

Leteboringsaktiviteten har siden 1966 vært relativt jevnt stigende fram til 1985, da det ble påbegynt i alt 50 nye letehull. Fra 1986 har det vært en nedgang i aktiviteten, med 36 letehull i 1986 og 1987 og 29 letehull i 1988.

Figur 5.1.a viser utgiftene til letevirksomhet fra og med 1980. Utgiftene omfatter leteboring, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

Fig. 5.1.a
Årlige utgifter til letevirksomhet 1980–1988. Mrd. 1988-kroner



Nedenfor vises letekostnadene for 1988 fordelt på varetjenestegrupper. Beløpene representerer foreløpige anslag basert på data innrapportert fra operatørene. De samme tallene ligger til grunn for figur 5.1.b som viser den prosentvise fordelingen mellom utgiftstypene.

Letekostnader	Mill kr	Mill kr
- Leteboring		2 370
- Boreinnretning	730	
- Transport	280	
- Varer	410	
- Tjenester	950	
- Generelle undersøkelser		550
- Feltevalueringer		720
- Administrasjon ¹⁾		560
Totalt		4 200

1) Administrasjonskostnadene inkluderer arealavgift.

Figur 5.1.c viser gjennomsnittlige borekostnader per letehull, det vil si undersøkelses- og avgrensingshull.

Fig. 5.1.b
Kostnader til leting etter olje og gass i 1988 fordelt på vare- og tjenestegrupper

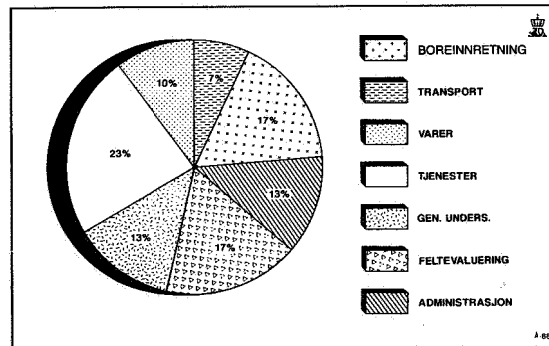
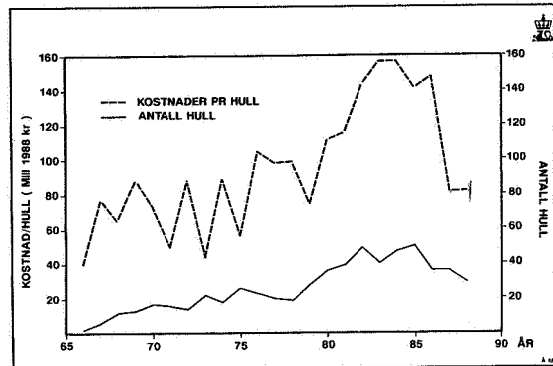


Fig. 5.1.c
Antall letehull og borekostnader pr hull



5.2 KOSTNADER FORBUNDET MED UTBYGGING OG DRIFT PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet har beregnet årlige kostnader forbundet med utvikling av felt inkludert produksjonsboring, for perioden 1970–2010. Kostnadene gjelder felt i produksjon, felt under utbygging og felt som det foreligger godkjente utbyggingsplaner for per 31.12.1988. 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
- Albuskjell
- Ekofiskfeltet
- Nordøst-Frigg

- Øst-Frigg
- Gullfaks
- Heimdal
- Murchison
- Odin
- Oseberg Transport
- Oseberg
- Statfjord
- Tommeliten
- Tor
- Ula
- Valhall
- Norpipe
- Statpipe
- Ula Rør
- Veslefrikk
- Troll-Oseberg Gassinjeksjon
- Gyda
- Troll fase 1
- Sleipner Øst
- Zeepipe
- Snorre
- Hod
- Draugen
- Gamma Nord

Det forelå ingen vedtak om tidligproduksjon på Heidrun-feltet ved utgangen av 1988, og Heidrun er derfor ikke tatt med i beregningene. Alle beløp er regnet om til faste 1988-kroner.

Historiske og vedtatte investeringer for feltutbygging og transportanlegg for petroleum framgår av figur 5.2.a. Investeringene økte jevnt til 1976 da de nådde en foreløpig topp. Nedgang i investeringene de følgende årene ble avløst av ny stigning fra og med 1984, og i 1984 ble det investert for ca 28.8 mrd 1988-kroner på norsk sokkel. Tidlig på 90-tallet vil vi igjen få investeringer opp mot 30 mrd 1988-kroner, men hvis det ikke vedtas flere utbygginger, vil vi få et bratt fall i investeringsnivået fremover mot år 2000. Allerede i 1996 vil investeringsnivået bli så lavt som ca 2.5 mrd 1988-kroner.

Fig. 5.2.a
Investeringer i felt og rør på norsk sokkel 1970–2010.
Faste 1988-kr

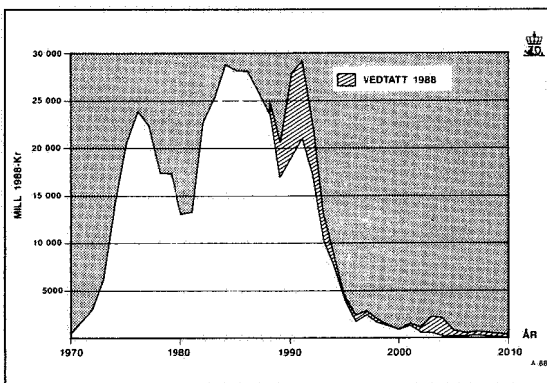
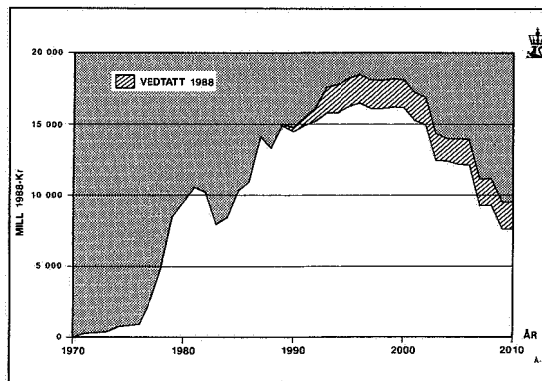


Fig. 5.2.6
Driftskostnader for felt og rør på norsk sokkel 1970–2010. Faste 1988-kr



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 å redusere disse i tiden som kommer.

5.3 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet er tillagt ansvaret for innkreving av produksjonsavgift.

Produksjonsavgift beregnes etter bestemmelsene i Lov om petroleumsvirksomhet som trådte i kraft 1.7.1985. Beregningsgrunnlaget for avgift er verdien av produserte petroleumsmengder på det enkelte utvinningsområdes avskipningspunkt.

Den 26.5.1988 vedtok Stortinget en endring av petroleumsløven i form av ny § 67 nr. 3b som sier at departementet kan fravike reglene i § 15 første ledd om utvinningsområdets avskipningspunkt overfor utvinningstillatelse som er gitt i medhold av 1965-resolusjonen.

I praksis vil beregningsgrunnlaget for avgift være differansen mellom brutto salgsverdi og kostnader som påløper mellom avgiftspunktet og salgspunktet.

På noen felt er kostnadsfradragene høyere enn tilhørende brutto salgsverdi for vedkommende petroleumprodukt (gjelder spesielt gass). I disse tilfellene betales det ikke produksjonsavgift.

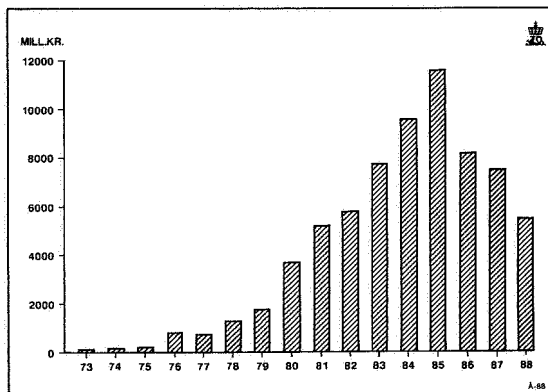
Ved Ot prp nr 64 (1986–87) om lov om endringer i petroleumsløven, er det vedtatt at det ikke skal betales produksjonsavgift produsert fra forekomster der utbyggingsplan er godkjent etter 1.1.1986.

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 1988 innbetalt kr 5 480 914 764,- i produksjonsavgift. Tabell 5.3.1 viser produksjonsavgiften fordelt på de ulike petroleumprodukt for 1987 og 1988.

Fig. 5.3.1.a
Innbetalt produksjonsavgift 1973–1988



Figur 5.3.1.a viser innbetalt produksjonsavgift 1973 – 1988

5.3.2 Produksjonsavgift olje

Oljedirektoratet har i 1988 mottatt kr 4 550 311 347,- i produksjonsavgift for olje fra Murchison, Ekofisk, Valhall, Ula, Statfjord, 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 fra 1987 månedvis. Avregningen foregår delvis etter normpris fastsatt av Petroleumspris-rådet og delvis etter avregningspris fastsatt av Olje- og energidepartementet (Oseberg.)

5.3.3 Produksjonsavgift gass og NGL

Oljedirektoratet har i 1988 mottatt kr 930 603 417,- i produksjonsavgift for gass og NGL. Tabell 5.3.3 viser innbetalingen fordelt halvårlig på selskap/gruppe.

Ved kgl res 27.5.1988 ble betalingsterminreglene for produksjonsavgift som betales i kontanter endret til halvårsvis innbetaling med 3 måneders betalingsfrist. Dette medfører at det i 2. halvår bare er innbetaling for ett kvartal (2. kvartal 1988), mot tidligere to kvartal. På Statfjord, Gullfaks og Ula er det ikke innbetalt produksjonsavgift for gass pga at kostnadsfradragene er større enn bruttoavgift i alle kvartalene.

Tabell 5.3.1
Innbetalt produksjonsavgift i 1987 og 1988 (mill.kr.)

		1987	1988
OLJE	EKOFISK/VALHALL/ULA	1 190.8	1 029.1
«	STATFJORD	4 832.6	3 321.9
«	MURCHISON	14.5	21.5
«	HEIMDAL	-12.4	-0.3
«	OSEBERG	33.0	12.9
«	GULLFAKS	82.5	165.2
GASS/NGL	EKOFISK-FELTENE	545.3	415.7
»	VALHALL	14.7	0.4
»	ULA	-2.6	-1.2
»	FRIGG,NØ-FRIGG,ODIN	785.0	521.4
»	STATFJORD	5.6	0.0
»	MURCHISON	-0.3	0.2
»	HEIMDAL	27.8	-6.0
»	GULLFAKS	0.0	0.0
SUM ALLE FELT		7 516.7	5 480.9

Tabell 5.3.2
Innbetalt produksjonsavgift for olje

OMRÅDE/FELT	1. halvår	2. halvår	Totalt 1988
EKOFISK,ULA OG VALHALL	565 901 142	463 226 982	1 029 128 124
STATFJORD	1 896 925 508	1 424 941 346	3 321 866 854
MURCHISON	7 538 895	14 002 022	21 540 917
HEIMDAL	-115 484	-198 375	-313 859
OSEBERG	13 294 624	-400 181	12 894 443
GULLFAKS	61 533 598	103 661 270	165 194 868
SUM	2 545 078 283	2 005 233 064	4 550 311 347

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspris som varierer for de enkelte gruppene.

Leveranse 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 5.3.3.

Innbetalt produksjonsavgift for gass og NGL

	1. halvår	2. halvår	Totalt 1988
EKOFISK-OMRÅDET			
Phillips-gruppen	226 177 056	181 294 875	407 471 931
Amoco-gruppen (Tor)	2 469 443	0	2 469 443
Shell (Albuskjell)	5 759 854	38 283	5 798 137
Dyno/Methanor	398 971	-463 018	-64 047
Sum Ekofisk-området	234 805 324	180 870 140	415 675 464
FRIGG-OMRÅDET			
Petronord-gruppen	315 209 281	118 201 404	433 410 685
Esso (NØ-Frigg)	21 153 459	7 351 272	28 504 731
Esso (Odin)	43 391 866	16 119 572	59 511 438
Sum Frigg-området	379 754 606	141 672 248	521 426 854
VALHALL	108 296	309 800	418 096
ULA	*) -1 172 107	0	-1 172 107
STATFJORD	0	0	0
MURCHISON	248 059	**)-15 480	232 579
HEIMDAL	**)-5 977 469	0	-5 977 469
GULLFAKS	0	0	0
SUM ALLE FELT	607 766 709	322 836 708	930 603 417

*) Beløpet gjelder kontant refusjon av for mye uttatt avgiftsolje

***) Tilbakebetaling av for mye innbetalt avgift i tidligere oppgjør.

5.4 AREALAVGIFT PÅ

UTVINNINGSTILLATELSER

Oljedirektoratet har i 1988 innkassert kr 183 756 652,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utv till meddelt i 1965:	kr 108 220 000
Utv till meddelt i 1969:	kr 56 763 000
Utv till meddelt i 1971:	kr 5 502 000
Utv till meddelt i 1975:	kr 8 037 739
Utv till meddelt i 1977:	kr 5 672 440
Utv till meddelt i 1979:	kr 15 053 072
Utv till meddelt i 1980:	kr 809 885
Utv till meddelt i 1981:	kr 6 166 124
Utv till meddelt i 1982:	kr 4 058 124
Utv till meddelt i 1988:	kr 14 106 000
	kr 224 388 384

Oljedirektoratet har refundert kr 40 631 732,- i arealavgift i 1988.

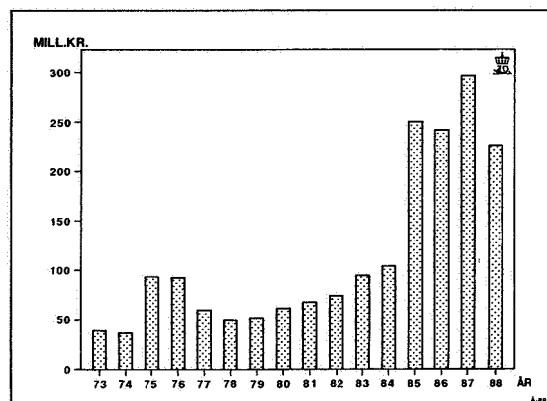
Dette representerer den fradragsberettigede delen av arealavgiften i produksjonsoppkjøret for utvinningstillatelsene 006, 018, 019a, 033, 037, 050 og 053.

For en del utvinningstillatelser blir arealavgiften trukket fra direkte i produksjonsoppkjøret. Dette beløpet er ikke inkludert i de ovennevnte kr 40 631 732,-.

Figur 5.4 viser innbetalt arealavgift 1973-1988.

Fig. 5.4

Innbetalt arealavgift 1973-1988



5.5 PETROLEUMSMARKEDET

5.5.1 Råoljemarkedet

Fallet i prisen på råolje i 1988 har igjen vist hvor vanskelig det er å forutsi forløpet av oljeprisene på kort sikt. På bakgrunn av det store prisfallet i 1986 og de virkninger det fikk for OPEC-landenes økonomier, ventet en ved inngangen av 1988 at OPEC-landene ville sette mye inn på å forsvare en pris opp mot 18 USD per fat. På denne tiden kunne det se ut som om de ville greie dette.

Det var imidlertid betydelige usikkerhetsmomenter. Flere av OPEC-landene hadde behov for raske inntekter blant annet på grunn av stor utenlandsgjeld som skulle betjenes. Krigen mellom Iran og Irak syntes å gå mot en avslutning, noe som på kort sikt både var ventet å kunne gi lavere og høyere tilbud av olje. Land utenfor OPEC økte sin produksjonskapasitet, noe som ville gå ut over OPECs markedsandel om OPEC selv begrenset produksjonen for mye.

Alt i alt førte usikkerheten til at produksjonen ble økt hos de fleste av OPEC-landene. For noens vedkommende helt opp mot kapasitetsgrensen. Saudi Arabia var heller ikke lenger villig til å spille svingproduzentens rolle og økte sin produksjon.

Dette har vært bildet i det meste av 1988. Et lite oppsving i prisene til rundt 16 USD per fat kom i mars-mai og skyldtes økt etterspørsel som følge av reduserte lager tidlig på året. Deretter falt prisene jevnt fram mot OPEC-møtet i november.

Prisfallet, som følge av økt produksjon, har gjennomgående vært så stort at de totale inntektene har økt i meget beskjeden grad. OPEC er mot slutten av 1988 derfor igjen kommet fram til en kvoteavtale med en totalramme på ca 18 mill fat per dag. Dette nivået håper en skal bringe oljeprisen opp på et nivå rundt eller over 15 USD per fat i løpet av 1989. Dermed vil de fleste OPEC-medlemmene kunne bedre sin finansielle stilling. De individuelle kvotene ligger på et høyere nivå enn tidligere. Dette er en følge av at det har vært vanskelig å få istand en avtale som innebærer at alle parter skjærer betydelig ned på egen produksjon pluss forventning om høyere forbruk.

Fallet i oljeprisene har også hatt konsekvenser for norsk økonomi. I forhold til inntektene en hadde kalkulert ut fra beregningsgrunnlaget i nasjonalbudsjettet for 1988, kan tapet til nå beløpe seg til så mye som 2 mrd kr.

Prisfallet synes derimot ikke å ha hatt vesentlig virkning på selskapenes leteaktivitet på norsk sokkel. Utlysningen av konsesjonsrunde 12B med blokker i Nordsjøen, på Møre og i Barentshavet førte til et stort antall søknader og det har vært betydelig interesse for blokker i alle disse områdene.

5.5.2 Gassmarkedet

Gassforbruket i Vest-Europa steg med 6.6 % eller fra 218.1 til 232.4 mrd Sm³ fra 1986 til 1987. Prosentvis var økningen størst i Sverige, Finland og Danmark, men volummessig var det Vest-Tyskland, Italia og Nederland som økte mest. Alle disse landene økte sin import og denne økningen ble dekket av Nederland, Sovjet, Algerie og Norge i nevnte rekkefølge.

Det norske salget til gassmarkedene på kontinentet har økt ut over dette i 1988. I april 1988 ble det undertegnet en avtale med det spanske Enagas om leveranser av mellom 1.5 og 2.1 mrd Sm³ per år fra 1996 til 2025. Gassen skal leveres gjennom Frank-

rike. Forhandlinger med aktuelle transportører er ennå ikke avsluttet og rørtrase gjennom Pyreneene er heller ikke fastlagt. Avtalen er spesielt interessant fordi Spania er et marked med utviklingspotensial og også fordi det på sikt kan åpne for leveranser til Portugal.

Med Nederland ble det i løpet av 1988 inngått en intensjonsavtale om levering av 2 mrd Sm³ per år mellom 1995 og 2015. Denne avtalen er banebrytende idet den ble inngått direkte med to hollandske kraftprodusenter og ikke med det statlige gasselskapet. Spesielt er det også at prisen på gassen knyttes til kull som indeks-energibærer og ikke til olje, fordi det er kull som er alternativt brennstoff i nederlandske kraftverk.

Det foregår stadig forhandlinger mellom Norge og Sverige om salg av norsk gass, men Sverige forhandler samtidig med Sovjet. Fra norsk side er det viktig å selge et kvantum som er tilstrekkelig stort til at det vil lønne seg å bygge et transportsystem.

Også med potensielle norske gasskjøpere pågår det forhandlinger. Det samlede markedspotensialet Norge betraktes imidlertid på det nåværende tidspunkt som for lite til at en særskilt rørledning vil bli regningssvarende. Kun en fellesløsning der Sverige avtar et betydelig kvantum ansees idag som økonomisk forsvarlig.

Etter at den britiske regjeringen i 1986 ikke kunne godkjenne salg av norsk gass til British Gas (BG) til erstatning for de reduserte leveransene fra Frigg, var det lenge uaktuelt å ta nye initiativ fra norsk side. Inneværende år er det imidlertid igjen åpnet forhandlinger med britiske kjøpere. Omorganiseringene på det britiske gassmarkedet har ført til at «common carrier»-prinsippet (at eier av ledningssystemene må transportere gass for andre) er blitt innført. Det blir idag forhandlet både med BG og direkte med storforbrukere, som kraftverk. Også på andre måter er BGs monopolstilling brutt slik at dette markedet nå framstår med nye muligheter, men også mer komplekst sett fra selgerhold.

«Common carrier»-prinsippet synes å vinne tilslutning også innen andre EF-nasjoner. Et lettere tilgjengelig transportsystem for gass i Europa kan by på fordeler for Norge som gasselger gjennom forenklete kontraktsforhold. I dag er det vanlig at transportør i tredjeland eier gassen mens den passerer gjennom deres rørsystem. «Common carrier»-prinsippet kan imidlertid også innebære større konkurranse for eksempel ved at sovjetisk gass lettere vil slippe fram til for eksempel Spania og Storbritannia og ved at LNG fra Algerie og Nigeria kan losses og lagres i land som lettere enn andre aksepterer den sikkerhetsrisiko og forurensningsfare slike anlegg representerer, for senere videretransport til andre markeder. Større oljeselskaper har idag sterk tro på at EF-kommisjonen vil gå inn for at prinsippet blir innført og at det også vil innebære at det ganske snart blir lagt en gassledning over den engelske kanal.

Inntil nylig har sovjetisk gass hatt en betydelig plass i energiforsyningen i mange europeiske land. Av politiske grunner har imidlertid andelen gass i det enkelte lands forsyningssystem vært begrenset, typisk til ca 30 %. Den økte tiltroen til den nye avspenningspolitikken og det behovet Sovjet har for valuta for å gjennomføre sine økonomiske reformer, kan imidlertid endre dette. Konkurransen med sovjetisk gass med dens lave produksjonskostnader vil representere en betydelig utfordring for norsk offshoreteknologi. Behovet de fleste land følger for å diversifisere sine gassleveranser vil imidlertid kunne innebære en stor markedsandel for norsk gass.

LNG kan under forhold som er nevnt ovenfor, komme til å bli en viktig konkurrent til norsk gass levert i rør fra Nordsjøen. I første rekke er det Algerie som stadig har store gassreserver og ledig kapasitet til å levere. Også Nigeria vil om kort tid komme inn i bildet. Blant andre Storbritannia kan føle en forpliktelse til å avta større kvanta gass fra

samveldelandet Nigeria, samtidig som dette vil bidra til økt diversifisering på leverandørsiden.

Også når en vurderer norsk LNG-eksport til oversjøiske markeder, vil en måtte ta hensyn til de relativt lave kostnadene disse to konkurrentlandene er i stand til å produsere til.

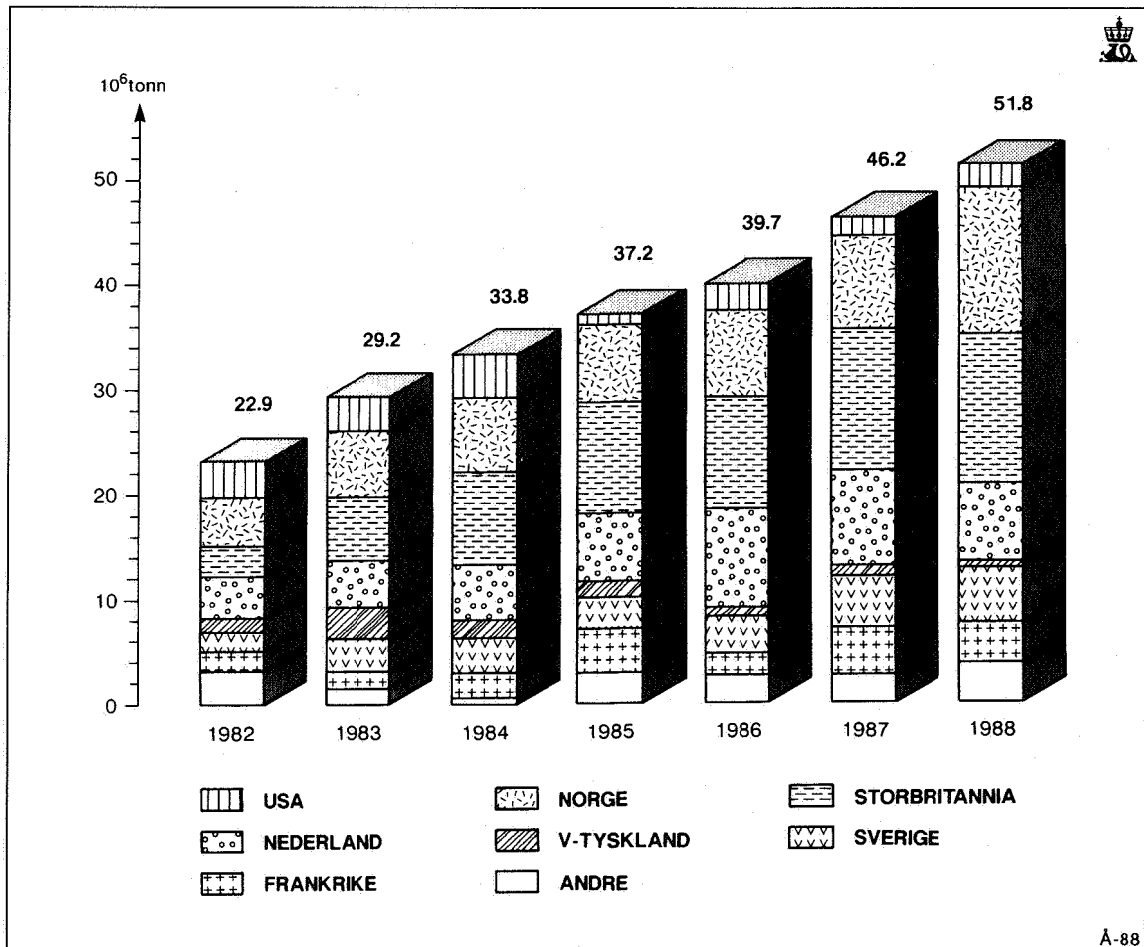
5.5.3 Salg av petroleum fra norsk kontinentalsokkel

Det ble i 1988 solgt 51.8×10^6 tonn råolje fra norsk kontinentalsokkel. Dette representerer en økning på 12.10 % i forhold til 1987. Storbritannia var i 1988 som i de siste årene, største mottaker, med 28 % av skipningene. Nederland mottok 14 % og Norge 26 %. I 1987 mottok Norge 18.5 %, så det har vært en forholdsvis stor økning i 1988.

Figur 5.5.3.a viser råoljesalget fordelt på land i perioden 1982–1988.

Salg av NGL fra norsk sokkel nådde i 1988 opp i 2.4×10^6 tonn. Dette var en økning på ca 24 % i forhold til 1987.

Fig. 5.5.3.a
Salg av råolje fra norsk kontinentalsokkel



Figur 5.5.3.c viser salget av råolje og NGL i 1988 fordelt på rettighetshavere.

Norge eksporterte $27.7 \times 10^9 \text{Sm}^3$ gass i 1988. Dette er en liten nedgang i forhold til 1987. Det ble solgt $7.6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Vest-Tyskland, $10.6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Storbritannia, $2.3 \times 10^9 \text{Sm}^3$ til Nederland, $5.1 \times$

10^9Sm^3 til Frankrike og $2.1 \times 10^9 \text{Sm}^3$ 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.b
Salg av gass fordelt på land

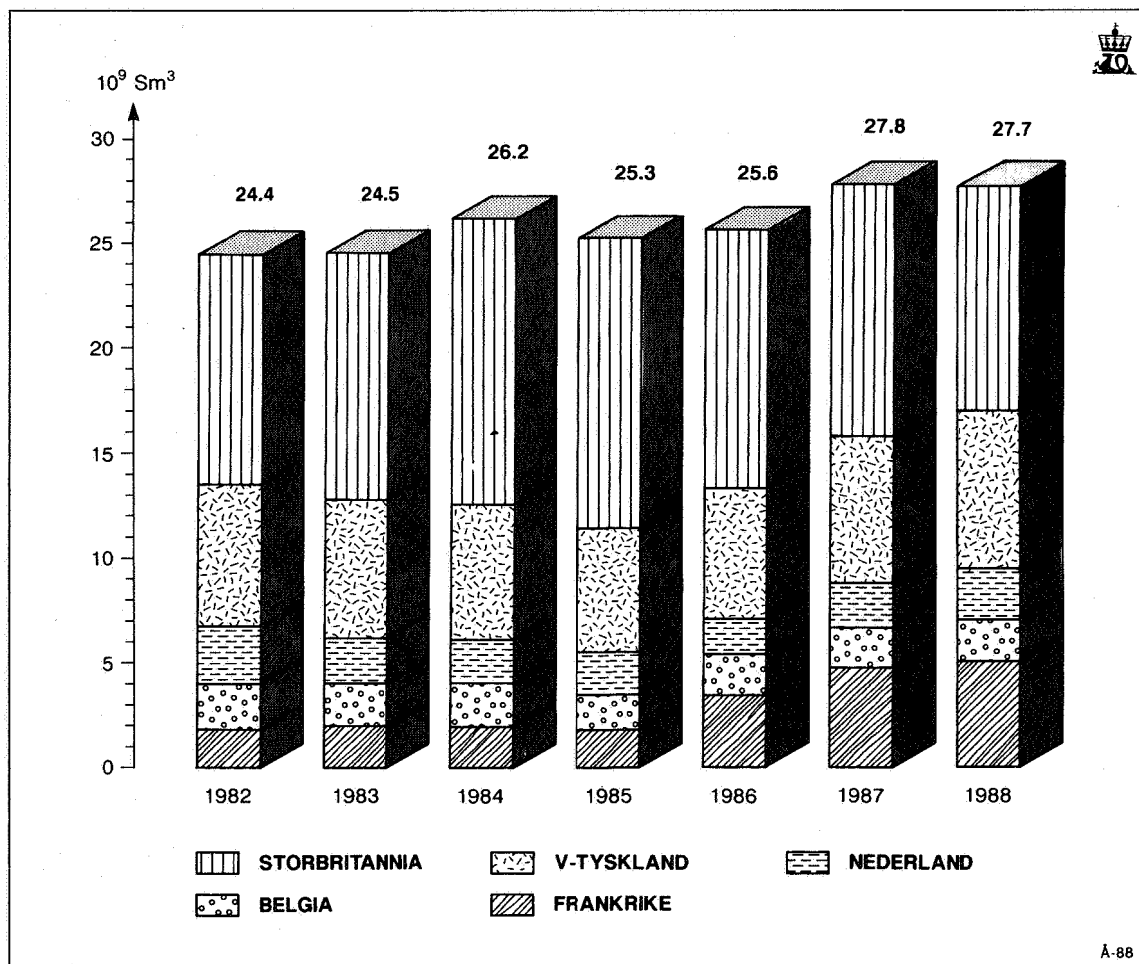


Fig. 5.5.3.c
Solgt råolje/NGL per rettighetshaver i 1988

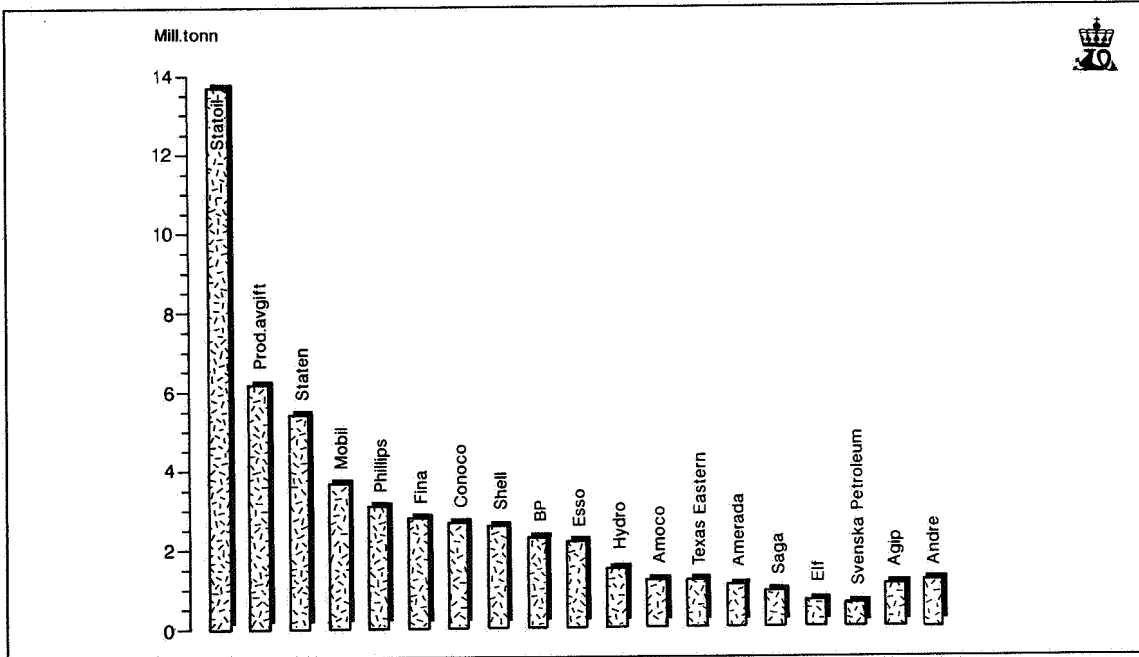
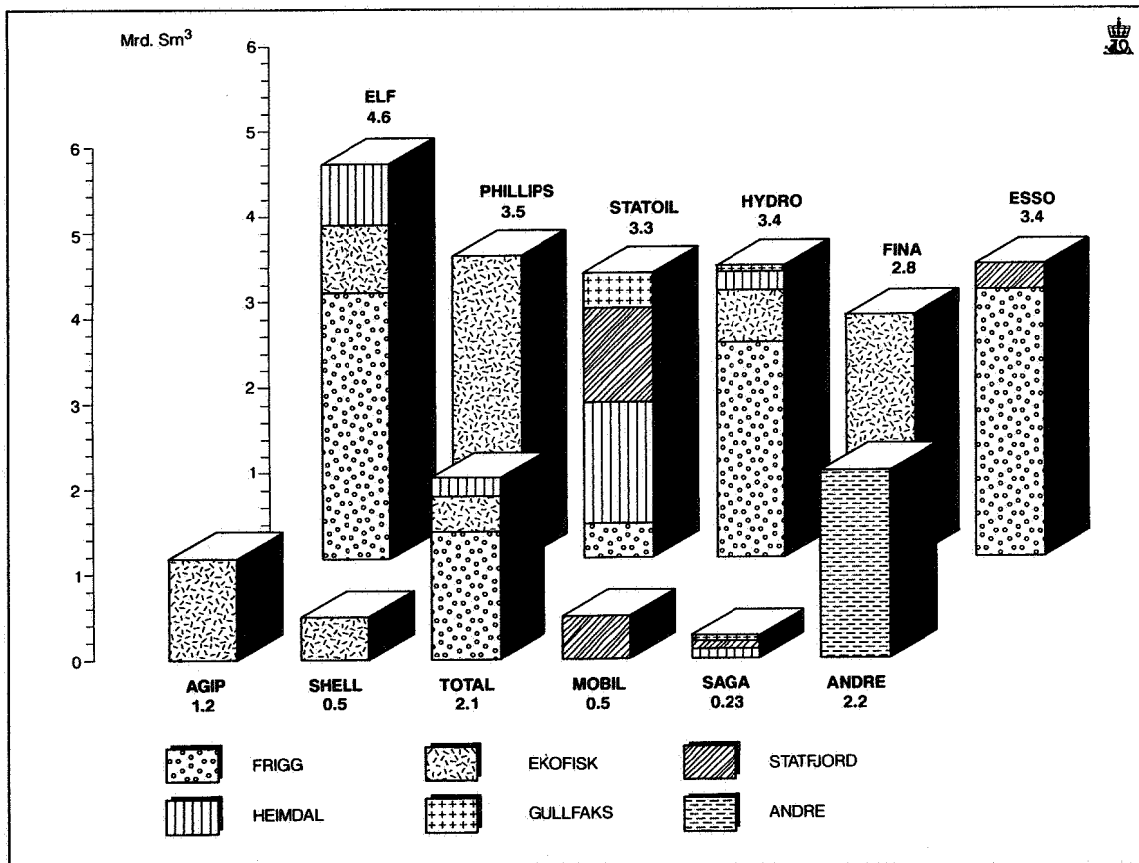


Fig. 5.5.3.d
Solgt gass per rettighetshaver 1988



6 Spesielle utredninger og prosjekter

Oljedirektoratet har i 1988 disponert totalt kr 16 203 413 til spesielle prosjekter. Dette fordeler seg med kr 3 930 082 til prosjekter for Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø, og kr 11 549 938 til Divisjon for ressursforvaltning.

Videre ble det disponert kr 4 396 155 til prosjektet opprydding på havbunnen i Nordsjøen. Til vær-

skipprosjektet i Barentshavet, som administreres av Oljedirektoratet, ble det disponert kr 11 960 882. SPOR-programmet har i tillegg forvaltet 17.7 mill kr i 1988.

Prosjekttitlene, med utførende institusjoner, er ført opp nedenfor.

6.1 DIVISJON FOR RESSURSFORVALTNING

6.1.1 Leteavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Publisering av litostratigrafisk nomenklatur nord for 62°N	Oljedirektoratet
Publisering av regionalgeologiske kart i området 56–69°N	NGU/Oljedirektoratet
Well Data Summary Sheets	Oljedirektoratet
Analyse av pore- og sprekkegeometri i heterogene reservoarer	Frakton
Innkjøp av petrofysisk programvare til bruk i loggtolkning	IPEC
Usikkerhetsbestemmelse knyttet til loggtolkning	Schlumberger
Studie av ulike forkastninger for å bestemme om de er forseglende eller ikke	Universitetet i Leeds og Rogalandsforskning
Porøsitet og migrasjonshistorie i sandsteiner i Gullfaks-feltet	Universitetet i Oslo
Detaljert sedimentologisk tolkning av induksjonsdipmeter på brønnene 34/10-bl og 34/10-al4 på Gullfaks-feltet	Z og S Geologi A/S
Petrofysisk mineralanalyse og studie av poregeometri på Smørbukk-feltet	IKU, Rogalandsforskning og Norsk Regnesentral
2D-forkastningsmodellering	Rogalandsforskning
Videreutvikling av Oljedirektoratets programpakke for bassengmodellering	Rogalandsforskning
Videreutvikling av programpakke for ressursberegning	Christian Michelsens Institutt

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Utvikling av det sydvestlige Barentshav gjennom tertiær tid basert på foraminiferstratigrafi	Universitetet i Tromsø
En biostratigrafisk analyse av tertiære sedimenter i vestlige Barentshavet	IFE
Dybdekonvertering i Hammerfestbassenget	Read
Post-kaledonisk tektonikk på Svalbard	Universitetet i Tromsø
Publisering av litostratigrafisk nomenklatur nord for 62°N Arbeidet med en ensartet litostratigrafisk nomenklatur nord for Stad er et samarbeidsprosjekt mellom Hydro, Saga, Statoil og Oljedirektoratet. Resultatet av dette arbeidet er publisert og til salgs som NPD-Bulletin no 4.	flatemønstre av avsetningsmiljøer. Det er derfor overveiende sannsynlig at den romlige fordelingen av skiferlagene er fraktal. En sedimentologisk prosessresponsmodell som kan forklare dette, er laget. En analyse av por-perm målinger fra kjernen er under utførelse, og vil bli knyttet til skiferfordelingen.
Publisering av regionalgeologiske kart i området 56–69°N Oljedirektoratet har i samarbeid med NGU sammenstilt et kart over bunnkrittflaten i Nordsjøen og Midt-Norge. Dette sammenfatter flere års arbeid og er et vesentlig bidrag til den generelle geologiske kartlegging av sokkelen. Kartet vil bli publisert av OD.	Prosjektet har videre vist at stylolitter og sannsynligvis forkastninger følger et fraktalt mønster i tre dimensjoner.
Well Data Summary Sheets Oljedirektoratet frigir utolkede data fra kontinentalsokkelen når disse er eldre enn fem år. Utolkede logger og loggtaper er frigitt for salg når borehullet er presentert i «Well Data Summary Sheets». Formålet med WDSS er å vise hvilke borehull som er frigitt, og hvilke kjerne- og boreprøver og logg/tape materiale som finnes fra de forskjellige borehull. Videre gis en del tekniske data, borehullshistorie, grunnmassinformasjon og testresultater, samt Oljedirektoratets sammenstillingslogg for hvert borehull.	Innkjøp av petrofysisk programvare til bruk i loggtolkning For å kunne gjøre selvstendige petrofysiske loggtolkninger, har Oljedirektoratet i løpet av 1988 innkjøpt EDB-programmet EPIC. Dette programmet muliggjør også lagring av rådata og resultater. Programmet er installert på Nord datamaskin både ved Stavanger- og Harstad-kontoret.
Analyse av pore- og sprekkegeometri i heterogene reservoarer Nåværende geologiske reservoarbeskrivelse er ofte lite kompatibel med den modellen av reservoaret som brukes i simulering. Dette innebærer at geologisk informasjon utnyttes lite effektivt. Dette prosjektet har utviklet en metode som kan øke relevansen av geologisk informasjon for simuleringsformål. Det er utført en kvantitativ studie av kjerner fra det komplekse Tilje-reservoaret på Heidrun-feltet. Denne studien har vist at skiferfordelingen i reservoaret følger en fraktal fordeling i en dimensjon. Studier av flyfoto og satellittbilder fra resente avsetningssystemer av samme type viser et fraktalt over-	Usikkerhetsbestemmelse knyttet til loggtolkning Tolkning av borehullslogger er forbundet med usikkerhet i måleinstrument, invasjonseffekt, mineralmodell og empiriske metningsligninger. Dette prosjektet har kartlagt disse usikkerhetene og kombinert disse i en modell slik at de kan kvantifiseres.
	Studie av ulike forkastninger for å bestemme om de er forseglende eller ikke Gjennom dette prosjektet er det under utvikling metoder som mulig gjør bestemmelse av om forkastninger er forseglende eller ikke. Resultatene vil få stor betydning for en rekke felt på norsk sokkel.
	Porøsitet og migrasjonshistorie i sandsteiner på Gullfaks-feltet Prosjektet har resultert i øket forståelse av reservoaret og hvordan dette er fylt. Ved hjelp av kjernemateriale er ulike petroleumspopulasjoner beskrevet og karakterisert. Analysene omfatter geokjemiske, sedimentologiske og diagenetiske undersøkelser. På denne måten er faktorer som muligens kontrollerer fylling av et reservoar med hydrokarboner, identifisert. Korrelasjoner mellom kjernemateriale og borehullslogger kan gi muligheter for ekstrapolering til områder uten kjernemateriale.

Detaljert sedimentologisk tolkning av induksjonsdipmeter på brønnene 34/10-bl og 34/10-al4 på Gullfaks-feltet

Prosjektet har resultert i øket forståelse av enkelte reservoarsoner på Gullfaks-feltet. Ved hjelp av tolkning av induksjonsdipmeterlogger i to av brønnene på feltet, sammenstilt med tilsvarende analyse av en tidligere brønn, har en fått bedre forståelse av reservoarsonenes utstrekning, geometri og reservoaregenskaper.

Petrofysisk mineralanalyse og studie av poregeometri på Smørbukk-feltet

Det har i enkelte reservoarer på norsk sokkel vist seg at konvensjonell logging ikke muliggjør en tolkning som skiller oljesonen fra vannsonen, blant annet gjelder dette et av reservoarene på Smørbukk-feltet. Gjennom dette prosjektet er det utviklet nye metoder som muliggjør en slik differensiering.

Sannsynlig effektiv mikroporøsitet utgjør ofte 15–20 % av total porøsitet. Dersom vannet i mikroporene danner et nettverk, noe som er fullt mulig med slike verdier, vil bergarten kunne få en «falsk» resistivitet, der loggutslaget tilsynelatende viser vann, selv om makroporene inneholder olje.

2D-forkastningsmodellering

Det er laget et dataprogram som modellerer forkastninger med utgangspunkt i tolkede seismiske snitt. Årets prosjekt har bygget videre på de rutineene som ble utviklet av Rogalandforskning i fjor. Programmet gir viktige inngangsdata til Oljedirektoratets bassengmodelleringprogram og knyttes opp mot dette. Det foreligger nå en første versjon tilpasset kjøring på arbeidsstasjon.

Videreutvikling av Oljedirektoratets programpakke for bassengmodellering

Oljedirektoratet arbeider med å bygge opp kompetanse innen fagfeltet bassengmodellering. Det er utviklet en programpakke for bassengmodellering internt i Oljedirektoratet, som gjør direktoratet i stand til å vurdere kvantitativt hvilke volumer hydrokarboner som dannes ved innsynkning og modning av kildebergarter i sedimentbassenget.

Dette prosjektet har utviklet og forbedret denne pakken, særlig i retning av å utvikle en modell for profiler (2D) og i å få bedre kontroll med bruk av temperaturdata.

Videreutvikling av programpakke for ressursberegning

Prosjektet har ført til at Oljedirektoratet nå har fått et godt program for beregning av sannsynlighetsfordeling av ressurser i reservoar som består av flere lag.

Utvikling av det sydvestlige Barentshav gjennom tertiær tid basert på foraminiferstratigrafi

Prosjektet har bidratt til en bedre forståelse av Barentshavets utvikling gjennom tertiær tid. Dette er viktig med hensyn på å bestemme ressursgrunnlaget i Barentshavet. Arbeidet har omfattet studier av kronologi, sedimentolgi, paleøkologi, havnivå og paleoseanografi.

En biostratigrafisk analyse av tertiære sedimenter i vestlige Barentshav

Prosjektet har gitt en mer nøyaktig datering av sedimentene i tre borehull som penetrerer den proksimale delen av en enormt stor sedimentvifte som danner kontinentalskråningen mellom Barentshavet og Norske-bassenget. Dette er viktig for forståelsen av sandutviklingen i området.

Dybdekonvertering i Hammerfest-bassenget

Dybdekonvertering er et stort problem i Barentshavet. Gjennom dette prosjektet er en ny og forbedret metode for dybdekonvertering i Hammerfest-bassenget utarbeidet.

Post-kaledonsk tektonikk på Svalbard

Oljedirektoratet har i 1988 foretatt sammenstilling av borehullsdata fra letehullene på Svalbard, og del tatt i Mobils ekspedisjon til øygruppen for å kunne foreta profilbeskrivelser og tolkninger av ulike deler av stratigrafien.

Dette har ført til ny innsikt og forståelse av den geologiske utviklingen på Svalbard og sokkelområdet utenfor. Prosjektet er viktig for Oljedirektoratets tilsynsoppgaver på Svalbard.

6.1.2 Utbyggingsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Transport av komprimert naturgass	Kværner Engineering A.S
Havbunnsinstallasjoner	NovaTech A/S
«Offshore Process Technology Study»	The Ralph M. Parsons Company Limited
Kostnadsdatabank	Kværner Engineering A.S

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Områdevurdering av Sleipner-området	Kværner Engineering A.S
OLE, prospektevalueringsmodell	Christian Michelsens Institutt
Gasstransportstudie	SINTEF
Reservoarstudie av Heidrun	Restek
Gassinjeksjon	Restek/D Waldren

Transport av komprimert naturgass

Hensikten med prosjektet var å få vurdert om transport av gass i komprimert form om bord på skip er et alternativ til utnyttelse av gass fra mindre oljefelt eller små marginale gassfelt. Konsulenten dokumenterte at metoden er mulig. Det er foretatt foreløpige økonomiberegninger ut fra kostnadstall i rapporten som viser at konseptet kan være interessant.

Havbunninstallasjoner

Utbygginger under vann på norsk sokkel har vist seg å være dyrere enn tilsvarende anlegg i andre land. I prosjektet har en kartlagt og systematisert tekniske og kostnadsmessige data for undersjøiske havbunninstallasjoner på norsk sokkel. Resultatene vil bli benyttet ved framtidige kostnadsanalyser med tanke på å kartlegge potensialer for kostnadsreduksjoner.

«Offshore Process Technology Study»

Løsning av problemområder innen prosess-teknologi vil kunne resultere i vekt og kostnadsbesparelser på en produksjonsinnretning. I prosjektet ble det fokusert på konsekvenser for vekt og kostnader av størrelse på utstyr, reservefilosofi og regularitet, og av produksjon ved forskjellig vannkutt og gass/oljeforhold.

Kostnadsdatabank

Det er utarbeidet en ny databank for vekt og kostnadsdata knyttet til utbyggingsprosjekter. Hensikten er å legge forholdene til rette for analysearbeid, samt å forenkle faktaoppslag.

Områdevurdering for Sleipner-området

Det er kartlagt aktuelle utbyggingsmønster for Sleipner-området ved ulike nivåer for gassavtak fra

området. Resultatene vil bli benyttet i forbindelse med evaluering av aktuelle gasskilder ved eventuelle nye gass-salg.

OLE – prospektevalueringsmodell

Oljedirektoratet har utviklet et verktøy for økonomisk prospektevaluering, OLE-modellen, som blant annet benyttes ved økonomiske vurderinger i forbindelse med tildelingsrundene. Prosjektet vurderer muligheten av å omgjøre OLE-modellen til en modell som kan håndtere flere prospekter samtidig og ikke kun enkeltprospekter som nå.

Gasstransport-studie

I forbindelse med Oljedirektoratets arbeid vedrørende kildevalg og transportløsninger til det nordiske og europeiske gassmarked, er det utført en større analyse ved hjelp av økonomisk innfasingsmodell/«porteføljemodell».

Reservoarstudie av Heidrun

Det ble etablert en fullfelt-modell for å gjøre separate reservoarvurderinger av Heidrun-feltet. Modellen er basert på 3D-seismikk. Modellen vil være nyttig for tolkning av de første produksjonserfaringene. Dessuten har den gitt en del informasjon om de usikre forholdene ved tolkning av feltet. Stort sett er målsettingen med prosjektet oppfylt.

Gassinjeksjon

Målet med prosjektet er å få uavhengige ekspertmeninger og vurderinger av de reservoarmålinger og evalueringsmetoder som bør anvendes for på best mulig grunnlag å ta beslutninger om gassinjeksjon/-lagring.

6.1.3 Driftsavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
<i>Seksjon for utvinningsteknikk</i>	
Lopap	CAP-GEMINI
Eclipse – vedlikehold	ECL
WIPER og RADPACK	IPEC
RDRS-IFE	IFE
SCORPIO	ERC
UNIRAS	UNIRAS
SIOS	IFE
RDRS videreutvikling	CAP-GEMINI
FRAGOR/GENISYS prøveinstallasjon	FRANLAB
Blow-out videreutvikling	Ole Vignes
RDRS – innlegging	CAP-GEMINI
Vannanalyser Ringtest	Aquateam
Krav til reservoarovervåkning	READ
Blokkdiskretisering	Norsk Regnesentral
Retn for bergmek tester	SDF
<i>Seksjon for driftsøkonomi</i>	
Teknisk/økonomiske aspekter ved fjerning	Opcon
System for produksjons-avgiftsberegning	Rogalandsforskning
Insentiver i driftsfasen – Overheadsyste­met	Furset Consulting
<i>Seksjon for drifts- og måleteknikk</i>	
Programutvikling og vedlikehold PPRS-2	Rogalandsforskning
Faglig støtte innen mikrokomputerteknologi	Cresttec
Designkriterier for testseparatorer	MB og R
Fabrikasjonskrav til blendeplater	NEL

LOPAP

Programsystemet brukes til utarbeidelse av nasjonalbudsjett­rapporten i juni og desember. CAP-GEMINI har utført en del vedlikeholdsarbeid og tilpasninger til nye plottere, flere felt samt gjort systemet mer brukervennlig.

ECLIPSE – vedlikehold

Det er inngått vedlikeholdskontrakt med det engelske firmaet ECL (Exploration Consultants Limited). I tillegg er det utført en del tilpasninger til Oljedirektoratets nye plottere og maskiner. Det er også inngått en tilleggsavtale for i en overgangsperiode å ha programmet på to datamaskiner samtidig.

WIPER, RADPAC

Wiper og Radpack er to programsystemer som Oljedirektoratet har kjøpt fra det engelske selskapet IPEC. Wiper er et system for tolkning av trykkoppbyggingstester og Radpack er et delvis analytisk reservoaranalyse-system spesielt tilpasset situasjoner med lite reservoarinformasjon. Det har vært avholdt interne kurs om bruken av disse systemene, og kontinuerlig vedlikehold/oppdatering og tilpassninger. Det er forhandlet fram en vedlikeholdskontrakt for de to systemene under ett som er rimeligere enn to tidligere enkeltkontrakter.

SIOS

Dette er et lite prosjekt hvor Oljedirektoratet kjøper seg retten til å benytte eksisterende program-

vare til videreutvikling i egen regi innen RDRS-applikasjonsprogrammet. (Reservoir Data Reporting System)

IFE-RDRS

Oljedirektoratet hadde i en periode vedlikeholdsavtale med IFE (Institutt for Energiteknikk) for arbeid i forbindelse med endringer og tilpasninger av RDRS-applikasjonsprogram. Denne avtalen opphørte i juni 1988.

SCORPIO

Scorpio er en EOR-simuleringsmodell som Oljedirektoratet har kjøpt fra det engelske firma ERC i 1987. Modellen ble utviklet av Department of Energy og brukes blant annet av SPOR (statlig program for økt utvinning og reservoarteknikk). Oljedirektoratet har vedlikeholdsavtale med ERC med tanke på oppdateringer og tilpasninger på fastprisbasis.

RDRS videreutvikling

RDRS (Reservoir Data Reporting System) er et omfattende system. Det ivaretar både tilsyn med innsamling og rapportering av reservoardata og en kontroll av selskapenes kvalitetskontroll av måleresultatene. Systemet er svært godt egnet til framhenting av data for intern og ekstern analyse ved hjelp av andre programvarer. Programmet er videreutviklet av konsulenter fra firmaet CAP-GEMINI, først og fremst ved å øke brukervennligheten på presentasjonssiden. Systemet er nå meget effektivt for korrelering og validitetskontroll av data.

Blow-out videreutvikling

Konsulenten har gjort følgende arbeid i 1988:

1. Innlegging av SPE-foretrukne SI-enheter
2. Plotting av diverse informasjon
3. Ny integrasjon av trykktap og automatisk bestemmelse. Beregningslengde gjennom bruk av 3-ordens og 2-ordens Runge-Kutta teknikker.
4. Gassproduktivitet er beskrevet på to nye måter
5. Uttesting av programmet.

FRAGOR/GENISYS Prøveinstallasjon

Oljedirektoratet har gjennomført en studie for å finne programsystem som er egnet for reservoarsimulering av oppsprukne reservoarer samt felt med kompliserte væske-egenskaper. Konklusjon ble at en ønsket å teste ut programmet FRAGOR fra firmaet FRANLAB. Det er inngått en avtale om 60 dagers bruk på Oljedirektoratets datamaskin, og det er betalt installasjonskostnader for slik prøvekjøring.

RDRS innlegging

Det er nødvendig med konsulenthjelp for å holde databasen i RDRS (Reservoir Data Reporting System) operativ og legge inn de data som selskapene

oversender på magnetbånd. Data må kvalitetssjekkes og omstendelige prosedyrer må følges slik at databasen ikke inneholder feil.

Vannanalyser – ringtest

Tidligere vannanalyse-prosjekter har vist mulige feilkilder ved prøvetaking og analyse av formasjonsvann. Dette prosjektets mål var å evaluere metodikken som benyttes offshore og onshore for analysing av formasjonsvann og sjøvann, samt oppnå større viten om nøyaktighet og usikkerheter ved bruk av forskjellige analyseteknikker.

Identiske sett med vannprøver ble sendt til 10 laboratorier for omfattende analyse. Analyseresultatene med opplysninger ble databehandlet og evaluert av Aquateam for å bestemme eventuelle typer av feil og årsakene til disse. Metoder og laboratorier ble sammenlignet og nøyaktigheten vurdert. Resultatene av testen ble presentert på et møte med deltakerne den 28. september, og rapport ble utarbeidet før årsskiftet.

Prosjektet ble gjennomført uten vesentlige problemer. Testen avslørte ingen store uoverensstemmelser i analyseresultatene, men det ble avklart hvilke parametre og metoder som kan by på problemer. Nødvendigheten av en slik test med påfølgende diskusjon var klart til stede.

Krav til reservoar overvåking

Det er brukt en ekstern konsulent til å gå gjennom alle reservoardata som er samlet inn på tre utvalgte felt. Dette er sammenlignet med det reservoar-overvåkingsprogram som er pålagt operatørene. Kvaliteten av målingene er vurdert, samt hvor godt kravene fra myndighetene er fulgt med hensyn til reservoarovervåking.

Retningslinjer for bergmekaniske tester

For å følge opp det arbeidet som er gjort med hensyn til å etablere en database over selskapenes resultater fra bergmekaniske tester, utarbeidelse av retningslinjer for utførelse av slike tester, samt rapportering, har Oljedirektoratet knyttet til seg ekstern konsulent. Denne konsulenten har også gjort undersøkelser og eksperimentelle studier for å finne ut hvilken sammenheng det er mellom påtrykkshastighet og kompaksjon, og hvordan kunnskapene om kalkreservoarene kan benyttes for sandsteinsreservoarene.

Tekniske og økonomiske aspekt ved fjerning av innretninger på norsk sokkel

Hensikten med dette prosjektet er å vurdere de tekniske muligheter og begrensninger som fins med dagens teknologi, samt den økonomiske siden, når det gjelder fjerning av betonginnretninger. Mer konkret har prosjektet fokusert på følgende aspekt: – Identifisering av parametre som må tas hensyn til ved fullstendig eller delvis fjerning av betonginnretninger

- Utredning av aktuelle metoder ved fjerning
- Vurdering av kostnadene ved ulike typer fjerningsopp-gaver

I tillegg har man vurdert de tiltak som må iverksettes dersom en innretning skal bli stående etter at produksjonen er opphørt. Prosjektet inngår i det arbeid Oljedirektoratets «slutfasegruppe» utfører. Arbeidet planlegges avsluttet i 1989.

System for produksjonsavgiftsberegning

Formålet med dette prosjektet er å få en gjennomgang av nåværende rutiner for produksjonsavgiftsberegning og kontroll. Siktemålet er å få organisert arbeidet på en bedre måte ut ifra effektivitets- og kontrollhensyn, blant annet ved å få etablert i større grad EDB-messig behandling av avgiftsrutinene.

Det er i løpet av 1. halvår 1988 utført et forprosjekt som har kartlagt de nåværende rutiner innenfor de nevnte områder. Rogalandsforskning ble benyttet i forprosjektet.

En videreføring av prosjektet forberedes innenfor lagring og rapportering av historiske data samt automatisering ved hjelp av EDB.

Insentiver i driftsfasen – Overheadsystemet

Hensikten med dette prosjektet var å se på hvilke insentivvirkninger overheadsystemet har for operatøren. Det er blant annet gitt en beskrivelse av hvordan overheadsystemet kan påvirke operatørens insentiver i ulike beslutningssituasjoner.

Kostnadene ved utbygging og drift av petroleumsfelt inkluderer «overhead» til operatøren. Overhead er dekning av kostnader til administrasjon o.l.

Prosjektet har også belyst hvorvidt overheadsystemet bidrar til avvik fra partnernes, statens og samfunnets økonomiske tilpasning.

6.1.4 Planavdelingen

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Innfasing av utbyggingsprosjekt under usikkerhet	SINTEF
Markedspotensiale for norsk LNG i USA	ECON
Det britiske gassmarked i lys av institusjonelle endringer	Coopers & Lybrand
Leveransemønster i forbindelse med offshorevirksomheten	Novatech A/S
Makroøkonomiske konsekvenser i forbindelse med endret leveransemønster i forbindelse med offshorevirksomheten	Asplan Stavanger A/S/ Asplan Analyse A/S
World Hydrocarbon Resource Project	Nopec A/S
Kostnadsdata for globale ressurser	Christian Michelsens Institutt

Programutvikling og vedlikehold av PPRS-2

Det er utviklet et nytt menysystem i databasen for petroleum produksjonsrapport-systemet (PPRS) for å øke systemets brukervennlighet.

Faglig støtte innen mikrokomputerteknologi

I forbindelse med revisjon av forskrifter for fiskalmåling var det behov for støtte innen området mikrokomputerteknologi. Da forskriftene er et viktig arbeidsverktøy i forbindelse med tilsynsvirksomheten, ble det trukket inn ekstern konsulent med spesialkompetanse. Prosjektet har svart til forventningene.

Designkriterier for testseparatorer

I forbindelse med utbygging av mindre felt i tilknytning til eldre installasjoner, er det lagt fram forslag basert på fiskalmåling over testseparator (Hod, Statfjord-satellitter). Oljedirektoratet har funnet det nødvendig å utvikle retningslinjer for denne type måling. Dette for å sikre enhetlig saksbehandling i framtiden. Prosjektet er utført for å brukes som underlag ved utvikling av slike retningslinjer. Resultatene har svart til forventningene.

En prosjektrapport er utarbeidet.

Fabrikasjonskrav til blendeplater

Dette er et multi-klientprosjekt i National Engineering Laboratory i Skottland, i forbindelse med fabrikasjonskrav til blendeplater. Prosjektet har hatt følgende elementer:

- Undersøkelse av kantskarphet oppstrøms- og nedstrøms
- Undersøkelse av spor i oppstrømsflate
- Undersøkelse av effekt av lokale skader i oppstrømskant

Sluttrapporten er ennå ikke mottatt.

Innfasing av utbyggingsprosjekter under usikkerhet
Virksomheten på norsk sokkel må planlegges under usikkerhet ved mange av rammebetingelsene. Slike forhold krever gjennomtenkning av selve planleggingsbegrepet, fokusering på målformuleringsproblemet og utnytting av at beslutningene i praksis vil bli tatt etter hverandre i tid. Prosjektet går ut på å lage et beslutningsstøtteverktøy for slik planlegging – en modell som i stedet for å generere sett av beslutninger for hele planperioden, gir anvisninger om hvilke valg som bør treffes på senere tidspunkter i lys av informasjon som ikke foreligger nå, men som vil være tilgjengelig da. Utviklingen av modellen kan beskrives som dynamisk programmering med stokastiske tilstandsvariable. Arbeidet vil avsluttes i 1989.

Markedspotensialet for norsk LNG i USA

I 1987 ble det innledet et arbeid med å kartlegge mulighetene for eksport av LNG til USA. Arbeidet ble gjennomført ved å knytte en norsk forsker til den studien som gjennomføres i regi av Energy modelling Forum ved Stanford University (EMF9) for å kartlegge det amerikanske gassmarkedet.

Studien har dekket institusjonelle forhold og analyser av tilbuds- og etterspørselssituasjonen for naturgass. Fra norsk side var det av særlig interesse å belyse kostnadssituasjonen for norsk LNG i forhold til konkurrenter i markedet. Studien ble utført i nært samarbeid med Olje- og energidepartementet.

Det britiske gassmarked i lys av institusjonelle endringer

Formålet med studien var å kartlegge betydningen

for framtidig gassavsetning av sentrale institusjonelle endringer som har funnet sted, og som planlegges i Storbritannia. Dette gjelder privatisering av British Gas (BG), planlagt privatisering av kraftverkssektoren og visse endringer i rammebetingelsene for BG. Studien ble utført i nært samarbeid med Olje- og energidepartementet.

Leveransemønster i forbindelse med offshore-virksomheten

Formålet med studien var å vurdere hvilken etterspørsel etter hovedkomponenter framtidige utbyggingsbaner kan gi. Det ble lagt vekt på å vurdere dette ut fra forventet teknologisk og kostnadmessig utvikling.

Studien viste blant annet at en kan forvente overgang fra dagens tradisjonelle moduler til store moduler og integrerte dekk. Flytende plattformunderstell kan ta en betydelig del av understellmarkedet framover på bekostning av faste plattformunderstell av betong eller stål.

World Hydrocarbon Resource Project

Målsettingen med prosjektet er å få oversikt over oljeressursene i de ulike geografiske regioner i verden og da spesielt kostnadsklassifisering for framtidige oljefelt. Ut fra en slik oversikt vil det være mulig å trekke visse konklusjoner om det potensielle langsiktige oljetilbudet ved ulike oljeprisutviklinger. Analysen vil også gi en indikasjon på den framtidige kostnadmessige konkurransesituasjon for nye norske oljefunn. Denne kunnskap vil være et nyttig bidrag ved utformingen av en framtidig letestategi for norsk sokkel.

6.1.5 SPOR

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Vanninjeksjon (SPOR-VANN)	Rogalandsforskning
Gassinjeksjon (SPOR-GASS)	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleums-teknologi (IKU)
Optimalisering av reservoardata (SPOR-OPT)	Institutt for energiteknikk (IFE)

Det ble i 1988 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.

Programmet har til nå totalt brukt 60 mill kr. Midlene bevilges over Olje- og energidepartementets budsjett. Fra Oljedirektoratet og andre berørte instanser ble det i 1988 foreslått å utvide programperioden fra 5 til 7 år slik at innsats og resultater

kan nå det nivå som var forutsatt ved programmets igangsetting.

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, for eksempel International Energy Agency (IEA), og for samarbeidet med enkeltland, for eksempel USA.

6.2 DIVISJON FOR SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Norsk elektroteknisk komité (NEK) – medlemskap	Norsk elektroteknisk komité
CIRIA/UEG – medlemskap	CIRIA/UEG
Metodisk regelverksutvikling	Oljedirektoratet
WOAD – Worldwide offshore accident data bank	Det norske Veritas
Totale sikkerhetsvurderinger	SikteC a/s
Welding Institute – medlemskap	Welding Institute
Arktisk landboring	Oljedirektoratet
Dypdykking	Oljedirektoratet
Bemannede undervannsoperasjoner – internasjonalt samarbeid	Oljedirektoratet
Arbeidsmiljø for dykkere	Oljedirektoratet
Analyse og oppfølging av skadedata	Oljedirektoratet
Forbedring av pålitelighet av instrumentering for påvisning av gass i slam	Rogalandsforskning
Konsekvenser ved grunn gass utslipp i sjø	Veritec
Evaluering av nytt utstyr/ny teknologi innen boring og brønnrelaterte aktiviteter	Oljedirektoratet
Virkning av sveising på material-egenskaper offshore	Cranfield Institute
Fiberoptiske systemer	Veritas/SINTEF
Krav til bruddseighet i offshore stålkonstruksjoner	Oljedirektoratet/ Dept of Energy/ Netherlands Ind Coun- cil for Oceanology
Ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko ved konstruksjoner av rørledninger	Cranfield Institute
Akseptkriterier for dokumentasjon av kjemisk helsefare	Nordcal
Framtidige boligkvarter	Norwegian Rig Consultants

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Administrative normer for 12-timers skift	SINTEF
Kriterier for opprettelse av sikkerhetssoner	SINTEF
Materialteknologi offshore	SINTEF/NTH
Automatisering av boreoperasjoner	Rogalandsforskning
Opplevd risiko og sikkerhet	Oljedirektoratet
Oversikt over orkaner på kontinentalsokkelen	Oljedirektoratet
Pålitelighet av konstruksjoner	NGI, Veritas
Database for funksjonssvikt i sikringssystemer	SINTEF
Designkriterier for kollisjonsrisiko	SINTEF/SikteC a/s
Internkontroll og kvalitets-sikring	Oljedirektoratet
Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer	SINTEF
Nye materialer i rørledninger	Oljedirektoratet
Høyfast stål – egenskaper ved sveising	SINTEF
Presisering av bruddmekaniske prøvingsmetoder	SINTEF/ Nordtest
Dataimport – dataanalyse – kunnskapseksport	Oljedirektoratet
Videreutvikling av fagavdelingen	Oljedirektoratet
Retningslinjer for beredskap	Scandpower

Norsk elektroteknisk komité (NEK) – medlemskap
Oljedirektoratets medlemskap i NEK skal blant annet sikre at forskriftene på dette området løpende videreutvikles i takt med den tekniske utviklingen og internasjonal praksis og erfaring. Viktigheten av dette understrekes av de norske bestrebelsene på å etterkomme forpliktelsene etter avtalen om tekniske handelshindringer innen EFTA.

CIRIA/UEG

Construction Industry Research and Information Association (CIRIA) er en britisk industriforening for konsulenter, entreprenører, selskaper i byggeindustrien og offentlige myndigheter. Foreningen har

som formål å fremme forskning, formidle informasjon og gi råd til medlemmene og innen byggebransjen generelt.

Oljedirektoratet har siden 1980 vært medlem av undergruppen Offshore and Underwater Engineering Group (UEG). De prosjekter som UEG administrerer, er meget relevante for Oljedirektoratets arbeidsoppgaver på dette fagområdet. Det faglige samarbeid som er etablert og den informasjonsskildene som CIRIA representerer, har vært til stor hjelp blant annet i sikkerhetsutredninger og forskriftsarbeid. Oljedirektoratet deltar i et prosjekt om driftsinspeksjon for konstruksjoner og installasjoner under vann.

Metodisk regelverksutvikling

Prosjektet er omtalt under 4.2.2.

WOAD – Worldwide offshore accident data bank

Oljedirektoratet er abonnent på denne databasen som drives av Veritec a/s. Bakgrunnsdata fra denne basen vil ha stor verdi i forbindelse med evaluering av sikkerhetsstudier og lignende som operatørselskapene gjennomfører i de forskjellige prosjektfaser, for prioritering av tilsynsområder og for regelverksarbeid.

Totale sikkerhetsvurderinger

Hensikten med prosjektet er å utrede systemer og metoder for saksbehandling og styring av de totale sikkerhetsvurderinger Oljedirektoratet er delegert myndighet å foreta, slik at hensynet til kvalitet, ressursbruk og måloppnåelse ivaretas i dette arbeidet. I første omgang har prosjektet sett på saksbehandlingen av enkeltvedtak overfor rettighetshavere og tilrådinger til myndighetene i de forskjellige faser av virksomheten, samt utvikling av hjelpemidler i denne sammenheng.

Welding Institute

Oljedirektoratet har vært medlem av Welding Institute i Storbritannia siden 1981. Dette sveiseinstituttet er ledende på offshoreområder og er meget aktivt innen forskning, undervisning og konsulent-tjenester. Medlemskap gir adgang til konsulentbistand, prosjektdeltakelse og løpende informasjon om det nyeste innen material- og sveiseteknikk.

Arktisk landboring

Prosjektet skal kartlegge og systematisere vunnet erfaring med arktisk landboring. Resultatene skal brukes til å ivareta Oljedirektoratets tilsynsansvar i forbindelse med boreoperasjoner på Svalbard.

Dypdykking

Prosjektet omfatter vurdering av helseundersøkelser i forbindelse med dypdykking og langtidseffekter, samt kriterier for utvelgning av dykkere. Prosjektet skal også følge opp utvikling av ny teknologi på området, i første rekke bruk av hydrogen som inertgass i pustegass.

Bemannede undervannsoperasjoner – internasjonalt samarbeid

Prosjektet viderefører arbeidet med standardisering; i første rekke av kvalifikasjonskrav, prosedyrer og tekniske løsninger for bedring av den totale sikkerheten ved gjennomføring av bemannede undervannsoperasjoner.

Arbeidsmiljø for dykkere

Prosjektet videreføres nå med sikte på å innhente og utarbeide forslag eller retningslinjer for hvordan de viktigste stressfaktorene for dykkere i metning kan reduseres eller elimineres.

Analyse og oppfølging av skadedata

Det skal etableres et system for aktiv bruk av det eksisterende skaderegistreringssystemet, både internt i Oljedirektoratet og eksternt mot næringen og forskningsmiljøene.

Forbedring av pålitelighet av instrumentering for påvisning av gass i slam

Prosjektet sikter mot en generell forbedring av påliteligheten av instrumentering for påvisning av gass i slam, og omfatter mengdemåling av slamretur, måling av gasskonsentrasjon i slamretur, forbedring av datapresentasjon, samt utvikling av ekspertsystem for boreprosessen og slamsystemet.

Konsekvenser ved grunn gass utslipp i sjø

Prosjektet viderefører Oljedirektoratets grunn gass program. Det tas sikte på å utrede om grunn gass i sjøen kan frigjøres og føre til gasskonsentrasjoner på innretninger, og dermed representere brann- og eksplosjonsrisiko.

Evaluering av nytt utstyr/ny teknologi innen boring og brønnrelaterte aktiviteter

Gjennom prosjektet tar Oljedirektoratet sikte på videreutvikling innen områder der det foregår rask teknologisk utvikling, som brønnkontroll, brønnvedlikehold, høyavviksboring, horisontal boring, «hot tapping», samt undervannskomplettering, vedlikehold og oppgivelse.

Virkning av sveising på materialeegenskaper offshore

Oljedirektoratet deltar i prosjektet «The Influence of Welding on materials performance Offshore», fase 2, som ledes av Cranfield Institute i England. Fase 2 vil undersøke sveisbarhet og liknende egenskaper hos nye høyfaste lavlegerte stål, HSLA-stål, stål med akselerert avkjøling, kombinasjoner mellom disse og støpte så vel som smidde komponenter. Det fokuseres på muligheter for forbedring av sveisbarhet og kostnadsreduksjoner.

Fiberoptiske systemer

Prosjektet sikter mot etablering av retningslinjer for bruk av fiberoptikk i sensorer og kommunikasjonssystemer offshore, og omfatter blant annet kartlegging av miljøbetingelser, prinsipper for konstruksjon, systemarrangement, instrumenteringssystem, installasjon, vedlikehold og reparasjon. Gjennomføringen av prosjektet skjer i samarbeid med næringen og med bred finansiell støtte fra den.

Krav til bruddseighet i offshore stålkonstruksjoner

Prosjektet er et samarbeid mellom Oljedirektoratet, Department of Energy, Netherlands Industrial Council for Oceanology samt 7 oljeselskap. Gjennom innsamling og bearbeiding av data fra bruddseighets- eller bruddmekanisk prøving, er målet å komme fram til de best egnede prøvemetoder og til hvilke verdier fra prøvingen som har konstruksjons-

messig betydning. Dette skal igjen lede fram til et grunnlag for enklere, enhetlige og generelt aksepterte bruddseighetskrav.

Ekspertsystem for vurdering av korrosjonsrisiko ved konstruksjoner av rørledninger

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 driftsfase. Gjennom prosjektet regner direktoratet også med å øke egen kompetanse på et område der avansert bruk av EDB er i sterk vekst.

Akseptkriterier for dokumentasjon av kjemisk helsefare

Prosjektet skal kartlegge systemer og praksis for utvikling og distribusjon av toksikologisk kunnskap om kjemikalier som brukes offshore. Dette skal danne grunnlag for fastsettelse av kvalitetskrav til informasjon om kjemisk helsefare, og vil inngå som grunnlag for regelverksutvikling innen dette området.

Framtidige boligkvarter

Oljedirektoratets midlertidige forskrifter for boligkvarter er fra 1979. Næringen har tatt i bruk nye metoder og høster erfaring med innkvarteringsløsninger der nye faggrupper er blitt involvert i planløsninger og erfaringsoverføring. Prosjektet skal kartlegge nivå og utvikling innen boligkvarter på innretninger til havs.

Administrative normer for 12-timers skift

Prosjektet tar sikte på å komme fram til retningslinjer for hvordan 12-timers skift skal vurderes i forhold til 8-timers normer med hensyn til kjemisk eksponering.

Kriterier for opprettelse av sikkerhetssoner

Prosjektet sikter mot etablering av et beslutningsverktøy for fastsettelse av sikkerhetssoner ved ukontrollert utblåsing. Målet er at rednings- og bergingsressurser skal kunne operere mest mulig effektivt, samtidig som vanlig ferdsel og aktivitet ikke hemmes på grunn av unødig størrelse på sikkerhetssonen.

Materialteknologi offshore

Oljedirektoratet deltar i forprosjektet til SINTEF/NTH-prosjektet «MATOFF 2000», som sikter mot en samordning og effektivisering av alle pågående og framtidige forskningsaktiviteter i Norge om alle typer materialer til bruk i petroleumsaktivitet til havs.

Automatisering av boreoperasjoner

Mekanisering av boreoperasjoner har hittil ikke ledet til de ønskede effekter med hensyn til skadereduksjon. En virkelig nedgang i borerelaterte ulykker kan bare oppnås ved at metoder og utstyr i boreaktiviteter bringes i samsvar med moderne teknologi. Prosjektet vil ta sikte på utvikling av en automatisk boreinnretning som kan danne modell for framtidens boremaskiner.

Opplevd risiko og sikkerhet

Prosjektet skal kartlegge risikoen knyttet til den opplevde risiko, ved å undersøke om det er sammenheng mellom risiko og skader eller feilhandlinger. Resultatene forventes å sette igang en prosess hos operatørene for å få tiltak innen de problemområder som avdekkes. Videre vil Oljedirektoratet styrke egen kompetanse på området.

Oversikt over orkaner på kontinentalsokkelen

Prosjektet skal utvide dokumentasjonsunderlaget for bølgemålinger på sokkelen fra det nåværende underlag som i tid er begrenset til 5–10 år, til å omfatte annen dokumentasjon gjennom det siste hundreåret, blant annet ved observasjoner fra fyr-tjenesten. Målet er å framskaffe et bedre grunnlag for fastsettelse av «hundreårs-bølgen», som er et viktig konstruksjonskriterium på sokkelen.

Pålitelighet av konstruksjoner

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av Norges geotekniske institutt (NGI) og Veritas Research, som sikter mot å utvikle et regneverktøy til beregning av pålitelighet av ulike konstruksjoner, samt å «kalibrere» last- og materialfaktoren i direktoratets forskrifter for bærende konstruksjoner.

Database for funksjonssvikt i sikringssystemer

Prosjektet tar sikte på å etablere en database for svikt av komponenter, systemer og operative feil ved sikringssystemene som har ført til skade, fare for skade, stans i eller reduksjon av produksjonen. Databasen forventes å bli et verdifullt verktøy både for interne og eksterne brukere i den sikkerhetsmessige analyse av produksjonsanlegg til havs.

Designkriterier for kollisjonsrisiko

Designkriterier for kollisjonsrisiko er ikke tilfredsstillende ivaretatt gjennom eksisterende forskrifter. Målet er å komme fram til en modell som vil gi en akseptabel sannsynlighet av riktighet for kollisjonsrisiko på norsk sokkel.

Internkontroll og kvalitetssikring

Formålet med prosjektet er videreutvikling av Oljedirektoratets egen kompetanse innenfor fagfeltet. Det skal etableres kontakt med forskningsmiljøer på området, drives litteratursøk og litteraturstudier

i internasjonale databaser, samt gjennomføres studiebesøk ved svensk og fransk kjernekräftindustri.

Designkurve for utmatting av katodisk beskyttede strukturer

Oljedirektoratet deltar i et prosjekt i regi av SINTEF med støtte fra oljeindustrien. Målet er å bestemme effekten av katodisk beskyttelse på utmattingslevetiden til sveisede rørknutepunkter. Designkurven for katodisk beskyttede konstruksjoner i Forskrift for bærende konstruksjoner mv, vil bli vurdert revidert på bakgrunn av resultatene fra prosjektet.

Nye materialer i rørledninger

Prosjektet skal framskaffe kjennskap til nye rørledningsmaterialers begrensninger vedrørende inspeksjonsmuligheter, utmattingsmotstand, varmemotstand, strekkfasthet mv. Slik kunnskap vil være en forutsetning for en fullverdig saksbehandling av nye prosjekter som legges fram for direktoratet.

Høyfast stål – egenskaper ved sveising

Oljedirektoratet bidrar til et SINTEF-prosjekt som tar sikte på å klargjøre mulighetene for redusert bruk av forvarming ved sveising av lavlegerte høyfaste stål, samt å etablere anbefalinger for valg av tilsettmaterialer ved sveising av høyfaste stål. Samtidig vil Oljedirektoratet ta kontakt med andre lands myndigheter og andre institusjoner for å kartlegge erfaringer og anbefalinger som kan brukes i regelverksarbeidet.

6.3 ADMINISTRASJONSAVDELINGEN

PROSJEKTTITTEL	UTFØRENDE INSTITUSJON
Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	Oljedirektoratet

Opprydding av havbunnen

Oljedirektoratets opprydding av havbunnen foregikk i 1988 nordøst av Vikingbanken. Området ligger sørøst av Gullfaks-feltet og grenser i sør til det området der det ble foretatt opprydding i 1986. Området 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 et effektivt fiske i området.

Etter at den planlagte oppryddingen var avsluttet, ble den resterende del av årets bevilgninger brukt til å fortsette det påbegynte arbeid med opptak av rør fra Egersundbanken. Dette dreier seg om en ansam-

Presisering av bruddmekaniske prøvingsmetoder

Oljedirektoratet bidrar til SINTEFs/Nordtests prosjekt som sikter mot å utdype svakhetene ved dagens bruddmekaniske prøvemethoder og gi forslag til forbedringer. Resultatet vil ha betydning for Oljedirektoratets regelverk innen bærende konstruksjoner.

Dataimport – dataanalyse – kunnskapsekspert

Prosjektet skal bidra til etableringen av et samstemt system for datainnhenting, analyse av data, samt bruk av data internt og eksternt innenfor rammene av Oljedirektoratets tilsyn med sikkerhet og arbeidsmiljø på sokkelen.

Videreutvikling av fagavdelingen

Prosjektet skal avdekke om fagavdelingens organisering, ressurser, samordning og kompetanse på en fullverdig måte dekker de tildelte oppgaver. Dette er en naturlig videreføring og oppfølging av den omorganisering som ble foretatt i 1986 i Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø. Resultatet skal brukes til videreutvikling av personell og organisasjon.

Retningslinjer for beredskap

Prosjektet ble fullført i slutten av 1987. Rapporten ble presentert for de berørte parter og andre interesserte på et endags seminar i direktoratet i januar 88. Seminaret var så godt besøkt at begrensninger i deltakerantallet ble nødvendig.

ling stålrør av store dimensjoner, sannsynligvis en dekkslast som er tapt i dårlig vær. Rørene ble funnet ved den statlige oppryddingen i 1985, da 21 rør ble tatt opp. I 1986 ble 55 rør fjernet, i 1987 127 rør og i 1988 75 rør. Et systematisk søk i området avdekket ikke flere rør.

Rørene er på samme måte som i 1987 vederlagsfritt blitt gitt til Statens Vegvesen i Rogaland. Tidligere har Statens Vegvesen fått over 120 rør og størstedelen av disse rørene er brukt av vegvesenet til forskjellige formål som vegbygging, stikkrenner m m.

En større jernkonstruksjon som tidligere var lokalisert på Egersundbanken, på 290 meters dyp, ble i 1988 fjernet ved hjelp av innleiet supplybåt.

En ytterligere styrking av samarbeidet med Norges sjøkartverk har skjedd ved at en i 1988 har be-

nyttet sjøkartverkets fartøy M/S «Lance» ved sonarkartlegging av havbunnen. Ryddeoppdraget ble gitt til Bergen Underwater Services A/S, Bergen.

Styringskomiteen for oppryddingsaksjonen har bestått av representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Norges sjøkartverk, Norges Fiskerilag og Norsk Industriforening for Oljeselskap.

Den statlige oppryddingen av havbunnen blir fortsatt omfattet med stor interesse fra fiskerihold og fra massemedia. I britisk fiskerifagpresse er oppryddingen blitt omtalt, noe som igjen har ført til henvendelser fra britiske organisasjoner. Kanadiske myndigheter har under besøk i Norge blitt orientert om oppryddingsarbeidet.

7 Internasjonalt samarbeid

7.1 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

Oljedirektoratet var i 1988 engasjert gjennom NORAD i følgende land: Tanzania, Mosambik, Bangladesh, Nicaragua, Costa Rica, Angola og Seychellene.

I disse landene har Oljedirektoratet vært beskjeftiget med (1) generell databehandling, (2) behandling og lagring av seismiske databånd, (3) datatolkning, (4) veiledning til konsulentfirma som utfører tolkningsoppdrag/seismisk prosessering, (5) hjelp til oppbygging av biostratigrafisk laboratorium (Tanzania), (6) støtte til oppfølging av borevirksomhet (Mosambik), (7) veiledning til NORAD-støttede rådgivere i Mosambik og Tanzania.

Oljedirektoratet har videreført arbeidet med opprettelsen av et opplæringstilbud for mellomledere i utviklingsland. Prøveperioden for prosjektet som administrativt vil bli liggende i Oljedirektoratet, vil starte i begynnelsen av 1989.

Hovedinnsatsen til Oljedirektoratet har i 1988 vært i følgende land:

a) Tanzania

Hjelp til TPDC til planlegging og innsamling av seismiske data på land. Oppbygging av biostratigrafisk laboratorium, samt styrking av leteavdelingen i TPDC ved aktiv deltakelse i evaluering av de ulike sedimentasjonsbassengene i landet. En har videre fortsatt oppfølgingen av arkivsystemet for geofysiske data i TPDC.

b) Bangladesh

Som et ledd i oppbyggingen av Bangladesh Petroleum Institute (BPI), har Oljedirektoratet aktivt bidratt til organisering av potensielle prosjekter som BPI vil bli engasjert i, og har bidratt til at kurs i geokjemi ble avholdt i Dacca i høsten 1988.

c) Mellom-Amerika

Oljedirektoratet har deltatt i vurderinger av prosjekter innen petroleumssektoren i Costa Rica og Nicaragua. En foreløpig evaluering av eksisterende data fra vestkysten av Nicaragua er utarbeidet med henblikk på framtidig engasjement.

7.2 SIKKERHET OG ARBEIDSMILJØ

7.2.1 Innledning

Oljedirektoratet har et omfattende samarbeid med internasjonale faglige institusjoner og politisk/fag-

lige organer, enten direkte eller indirekte gjennom andre norske myndigheter.

Formålet med dette samarbeidet er å:

- bidra til å sikre at sikkerheten og arbeidsmiljøforholdene i petroleumsvirksomheten minimum tilfredsstillende anerkjent internasjonal standard
- sikre tilgang på relevant informasjon til kompetanseoppbygging og regelverksutvikling
- bidra med vår innsikt og erfaring i internasjonal sammenheng og kunne påvirke sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold i positiv retning.

I hovedsak har samarbeidet bestått i deltakelse i internasjonalt myndighetssamarbeid i Europa og i FN-sammenheng, samt mer direkte samarbeid med forskjellige typer internasjonale og regionale faginstitusjoner. De viktigste samarbeidsparter har hittil vært:

- EF-kommisjonen, i samarbeid med KAD om sikkerhet og arbeidsmiljø
- FN-organisasjonene IMO og ILO om henholdsvis sikkerhet til sjøs og arbeidsmiljø; fra 1979/80
- EDTC og AODC om sikkerhet ved dykking; fra 1983
- CIRIA/UEG (UK) om inspeksjon og vedlikehold av innretninger; fra 1980
- Welding Institute (UK) om forskning og utvikling av materialer og sveising; fra 1981
- API (USA), deltakelse i årlige konferanser om petroleumsfaglige emner samt standardisering; fra 1979
- NACE (USA), deltakelse i årlige konferanser om korrosjon og overflatebehandling; fra 1984
- CENELEC, samarbeid om elektroteknisk standardisering i Europa gjennom Norsk Elektroteknisk Komite (NEK).
- CCOP/ASCOPE/NECOR, deltakelse i FN-samarbeid om sikkerhetsspørsmål for en gruppe øst-asiatiske land; fra 1985.

Nærmere beskrivelse av institusjonene og samarbeidet finnes også i tidligere årsberetninger fra Oljedirektoratet.

Det er spesielt innenfor områdene dykking, boring, produksjon, elektro, materialteknologi og driftsinpeksjon at Divisjon for sikkerhet og arbeidsmiljø (S-divisjonen) har hatt et betydelig faglig samarbeid

med utenlandske institusjoner. Men også innenfor andre av S-divisjonens faglige ansvarsområder har det vært betydelige internasjonale kontakter med utveksling og overføring av erfaringer og drøftinger av problemer.

7.2.2 EF – Det europeiske fellesskap

Fra 1982 har Norge hatt status som observatør innen en organisert konferansevirksomhet i EFs regi, med hovedemne «Safety and Health in the Oil and Gas Extraction Industries». Oljedirektoratet har deltatt i den norske delegasjonen og har spesielt fulgt arbeidet med harmonisering av sikkerhetskrav mv relatert til petroleumsvirksomheten til havs. Deltakerne har diskutert og utvekslet erfaringer med hensyn til yrkesskadestatistikk, opplæringskrav mv. Denne virksomheten i EF-regi omfatter også en del saker som tidligere ble behandlet innenfor det nordvest-europeiske samarbeidet.

Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD) inngikk i 1987 et formelt samarbeid med EF-kommisjonen om arbeidsmiljø- og sikkerhetsproblemer. Samarbeidet omfatter utveksling av erfaringer med sikte på eventuell harmonisering av bestemmelser i forskrifter og standarder. Oljedirektoratet deltar som observatør i de årlige møter mellom partene, men kan for øvrig ta opp aktuelle saker som ledd i det løpende samarbeid innenfor avtalen mellom KAD og EF-kommisjonen.

I EFs nye system for regelverksharmonisering, som ble iverksatt i 1987, inngår et formalisert samarbeid med EFTA-landene, som sannsynligvis også vil omfatte petroleumssektoren. Det formaliserte samarbeidet med EF-kommisjonen gjennom Kommunal- og arbeidsdepartementet vil derfor være av betydning for Oljedirektoratets egen regelverksutvikling.

7.2.3 IMO – International Maritime Organization

IMO er en særorganisasjon i FN-systemet. Organisasjonens primære oppgave er å arbeide for bedre sikkerhet og tiltak mot forurensning til sjøs. Hovedtyngden av IMOs aktiviteter er rettet mot fartøyer og skipsfart, men en del av aktivitetene har også relevans for petroleumsvirksomheten til havs.

Den petroleumsrelaterte del av IMOs virksomhet foregår for det meste i Sjø sikkerhetskomiteen og underliggende fagkomiteer. Oljedirektoratet har, som medlem av de norske delegasjonene til IMO, deltatt i komitéarbeidet til tre av fagkomiteene innenfor områdene opplæring av personell, dykking, konstruksjon av flyttbare innretninger, sikkerhetssoner og fjerning av faste innretninger.

I 1988 har Oljedirektoratet deltatt i arbeidet med revisjon av IMOs standard for flyttbare boreinnretninger og i en fagkomité som har diskutert fjerning av faste innretninger.

Oljedirektoratet deltar også i arbeidet med utviklingen av en IMO-standard for opplæring av mari-

timt nøkkelpersonell på flyttbare innretninger. Arbeidet skal avsluttes i 1989.

Direktoratet har videre deltatt i arbeidet med å trekke opp internasjonale retningslinjer for sikkerhetssoner rundt innretninger for petroleumsvirksomhet til havs. Det er opprettet en egen arbeidsgruppe, og arbeidet forventes sluttført i løpet av 1989.

7.2.4 CCOP/ASCOPE/NECOR

Oljedirektoratet deltar i et program for utvikling av sikkerhet innen petroleumsvirksomheten, i regi av FNs særorganisasjonssystem. Programmet er rettet mot de øst-asiatiske landene Thailand, Malaysia, Indonesia, Filippinene og Kina og administreres av CCOP/ASCOPE/NECOR.

NECOR er den norske avdelingen av ECOR (Engineering Committee on Oceanic Resources) som er en rådgivende underkomité i FN når det gjelder utnyttelse av ressurser under havbunnen. Norske myndigheter har bidratt med rundt 1 million kroner til programmet i 1988.

Det er laget et arbeidsprogram som går over 5 år fra 1985, der de enkelte land skal utvikle lover og forskrifter og forestå opplæring innen de områder som har høyest prioritet. Oljedirektoratet deltar i dette arbeidet med spesialister på det enkelte felt, for å være behjelpelig med gjennomføringen av programmet.

7.2.5 EDTC – European Diving Technology Committee

Oljedirektoratet arbeider aktivt i denne gruppen der de fleste land i Europa er med. Organisasjonens formål er å gi anbefalinger til medlemslandene i spørsmål som angår dykkernes sikkerhet. Det arbeides for større harmonisering og standardisering for å bedre sikkerheten i dykkeoperasjoner.

7.2.6 Elektrotekniske normer og forskrifter

Oljedirektoratet deltar i arbeidet med å fastsette nytt regelverk for installasjon av elektrisk utstyr i eksplosjonsfarlige områder. Arbeidet foregår i regi av CENELEC – Comité Européen de Normalisation Electrotechnique.

7.3 ISO – DEN INTERNASJONALE STANDARDISERINGSORGANISASJONEN

Oljedirektoratet deltar i det måletekniske standardiseringsarbeidet som drives av den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO. Internasjonale standarder legges til grunn for måling og analyse av olje og gass. For å bidra til videre utvikling av internasjonale standarder, deltar Oljedirektoratet i de tekniske komiteene som arbeider med måling av olje og gass.

For å effektivisere det nasjonale arbeidet på dette området, er det dannet et nasjonalt måleteknisk forum der Oljedirektoratet deltar.

8 Statistikk og oversikter

8.1 MÅLENHETER

Oljedirektoratet vil normalt benytte enhetene fra det internasjonale enhetssystem, SI. Dette systemet anbefales også av oljeselskapene som opererer på sokkelen. Imidlertid er det tradisjonelt slik at andre enheter enn de som tillates brukt i SI, har en sterk posisjon i petroleumsindustrien.

En del begreper og uttrykk for forkortelser forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og har tilknytning til målenhetene. Noen av disse er kort omtalt nedenfor.

Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til, omtales som volumets referansebetingelse. De to vanligste referansebetingelser er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «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 fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet lik for betingelse (a), (b) og (c), og at volumet av mengden er 5 % lavere for betingelse (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller 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:

$$\text{API-Gravity ved } 60^{\circ}\text{F} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

(c) Densitet ved 15°C:

Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested.

Gass:

(a) «Specific Gravity»

Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykkreferanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen for de vanligst brukte referansebetingelser er liten.

Angivelse av olje og gass i oljeenheter

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 oljers 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 oljeenheter (t.o.e.) tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm³ gass.

8.2 STATISTIKK OVER LETEBORINGS-AKTIVITETEN

Det er påbegynt i alt 598 letehull på norsk kontinentalsokkel siden boring av letehull startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen. 594 letehull var avsluttet per 1.1.1988. Av dette er 429 undersøkelseshull og 169 avgrensningshull. 27 hull er suspendert av forskjellige grunner. Noen er suspendert med henblikk på senere testing, mulig komplettering som produksjonsbrønn, samt videre boring eller senere plugging. Ved årsskiftet var 4 letehull under boring. Det nordligste letehullet på norsk sokkel er 7321/7-1 som ble boret i 1988 med Mobil som operatør.

Letehullene er boret av 18 forskjellige operatørselskaper. Fordelingen av antall letehull per operatør er vist i figur 8.2.a. Figur 8.2.b viser norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Sesongsvingninger i boreaktiviteten er vist i figur 8.2.c.

Det var per 1.1.1989 boret 1 903 503 meter i 598 letehull. I 1988 ble det boret 110 324 meter. Dette gir et gjennomsnittlig totaldyp på 3 335 meter for de 29 letehullene som ble avsluttet i år. 30/4-1, som ble avsluttet i 1979, er det dypeste letehullet som er boret på norsk sokkel. BP var operatør, og totaldypet for dette hullet var var 5 455 meter. En oversikt over gjennomsnittlig totaldyp for brønner boret i tidsrommet 1966-1988, er vist i figur 8.2.d.

Det gjennomsnittlige vanddyp for letebrønner boret i 1988, var 200 meter. Det største vanddyp det er boret på hittil er 468 meter. Letehullet var 7321/8-1 og ble boret i 1987 med Norsk Hydro som operatør.

Fig. 8.2.a

Operatører på den norske kontinentalsokkel. 598 letehull påbegynt per 01.01.89.

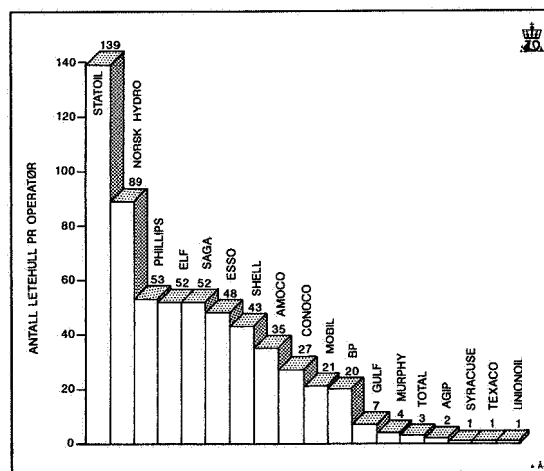


Fig. 8.2.b

Norske operatørselskapers andel av borevirksomheten. Prosent av operasjonsdager per år 1975-1988 (01.01.89).

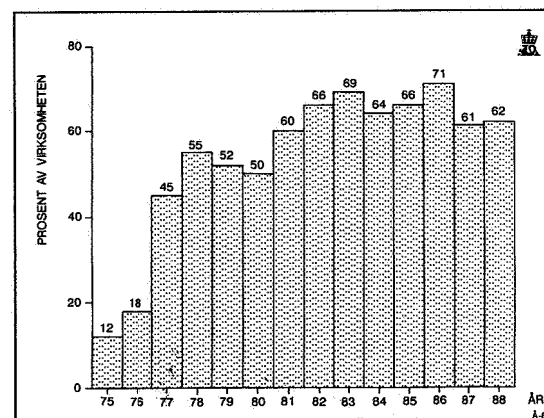


Fig. 8.2.c

Sesongsvingninger i boreaktiviteten. Letehull påbegynt 1966-1988.

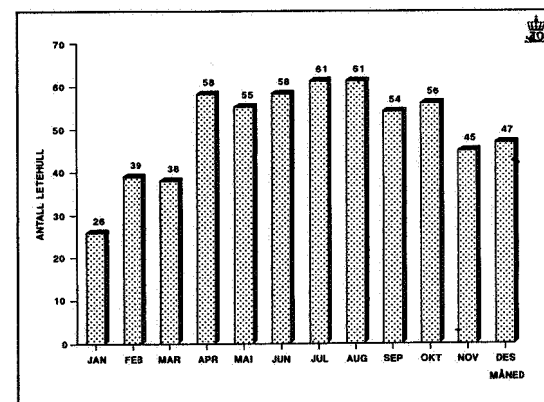


Fig. 8.2.d
Gjennomsnitt total dyp per år. Leteboring 1966–1988.

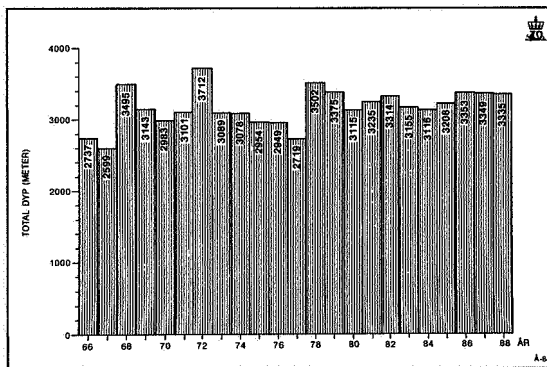
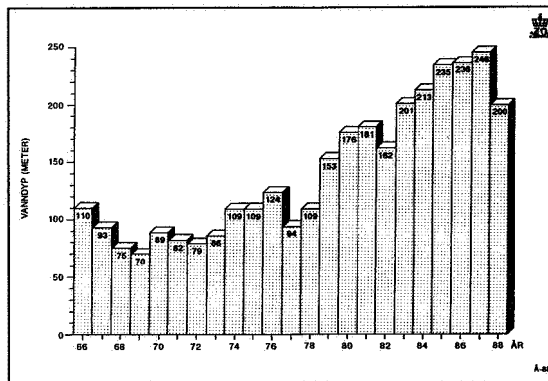


Fig. 8.2.e
Gjennomsnitt vanddyp per år. 1966–1988 (597 letehull) per 01.01.89



Figur 8.2.e viser det gjennomsnittlige vanddypet for letehull boret i tidsrommet 1966–1988.

For boring på norsk sokkel er det benyttet 63 forskjellige boreinnretninger, 6 under to forskjellige

navn. Av disse er 45 av typen halvt nedsenkbare, 11 oppjekkbar, 5 boreskip og 2 faste innretninger.

Tabell 8.2.a til 8.2.e viser statistikker over leteboring på norsk kontinentalsokkel.

Tabell 8.2.a
Letehull påbegynt per 1.1.1989

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	Total
Undersøkelse	2	6	10	12	11	11	11	17	13	17	20	12	14	18	26	26	36	33	35	30	26	25	18	429
Avgrensning				2	1	6	5	3	5	9	3	8	5	10	10	13	13	7	12	20	10	11	11	169
Sum	2	6	12	13	17	16	14	22	18	26	23	20	19	28	36	39	49	40	47	50	36	36	29	598
Produksjon								1	18	24	7	34	50	36	28	16	22	23	33	47	46	48	55	488
Total	2	6	12	13	17	16	14	23	36	50	30	54	69	64	64	55	71	63	80	97	82	84	84	1086

Tabell 8.2.b
Letehull fordelt på operatørselskaper per 1.1.1989

Statoil	139	letehull
Norsk Hydro	89	»
Phillips	53	»
Saga	52	»
Elf	52	»
Esso	48	»
Shell	43	»
Amoco	35	»
Conoco	27	»
Mobil	21	»
BP	20	»
Gulf	7	»
Murphy	4	»
Total	3	»
Agip	2	»
Syracuse	1	»
Texaco	1	»
Unocal	1	»
	598	letehull

Tabell 8.2.c
Letehull påbegynt per 1.1. 1989

Statoil	7	letehull
Norsk Hydro	6	»
Saga	5	»
Elf	3	»
Conoco	1	»
Mobil	1	»
Shell	1	»
Amoco	2	»
Gulf/Chevron	1	»
BP	2	»
	29	letehull

Tabell 8.2.d
Gjennomsnitt vandyp og boredyp

År	Gjennomsnitt vandyp (m)	Gjennomsnitt totaldyp (m)
1966	110	2 737
1967	93	2 599
1968	75	3 495
1969	70	3 143
1970	89	2 983
1971	82	3 101
1972	79	3 712
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949
1977	94	2 719
1978	109	3 502
1979	153	3 375
1980	176	3 115
1981	181	3 235
1982	162	3 314
1983	201	3 155
1984	213	3 116
1985	235	3 208
1986	236	3 353
1987	246	3 349
1988	200	3 335

8.3 STATISTIKK FOR PRODUKSJONSBORING

Det er siden 1973 påbegynt i alt 488 produksjonshull i norsk sektor av Nordsjøen. 313 av hullene er produksjonsbrønner (olje, gass og kondensat), 53 er vann- eller gassinjeksjons-hull, 4 er observasjons-/produksjonshull, 1 er observasjons-/injeksjonshull. 80 er midlertidig ute av drift, suspendert for senere komplettering eller av andre grunner, og 23 har aldri produsert. 10 produksjonshull var under boring ved årsskiftet. En oversikt over produksjonshullene er satt opp i tabell 8.3.a.

Det produseres/injiseres per 1.1.1989 fra 18 felt med 27 innretninger; av disse er tre undervannsinnetninger (Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Tommeliten). Det ble satt i gang produksjon fra 3 nye felt i 1988 (Oseberg, Øst-Frigg og Tommeliten).

Det ble påbegynt 55 produksjonshull i 1988. Opplysninger om produksjonshullene er satt opp i tabell 8.3.b.

Tabell 8.2.e
Boreinnretninger som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel per 1.1.1989

Boreinnretning	Antall letehull	Antall gjenåpninger	Type boreinnretning
Aladdin	1		Halvt nedsenkbar
Borgny Dolphin (før Fernstar)	25	7	«
Borgsten Dolphin (før Haakon Magnus)	6		«
Bucentaur		1	Boreskip
Byford Dolphin (før Deepsea Driller)	15		Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	2		«
Deepsea Bergen	14	2	«
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8		«
Deepsea Saga	17	3	«
Drillmaster	6	1	«
Drillship	1		Boreskip
Dyvi Alpha	17	2	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	7	1	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1		«
Dyvi Delta (Nå West Delta)	20	1	Halvt nedsenkbar
Dyvi Stena	9		«
Endeavour	2		Oppjekkbar
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3		Halvt nedsenkbar
Gulftide	3		Oppjekkbar
Glomar Biscay II (før Norskald)	12	1	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	3	Boreskip
Glomar Moray Firth I	2		Oppjekkbar
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2		Halvt nedsenkbar
Henry Goodrich	2		«
Maersk Explorer	7		Oppjekkbar
Neddrill Trigon	3		«
Neptune 7 (før Pentagone 81)	12		Halvt nedsenkbar
Nordraug	10		«
Norjarl	3		«
Norskald (nå Glomar Biscay II)	26		«
Nortrym	33	3	«
Ocean Tide	5		Oppjekkbar
Ocean Traveler	9		Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1		«

Boreinnretning	Antall letehull	Antall gjenåpninger	Type boreinnretning
Ocean Viking	29	1	«
Ocean Voyager	2		«
Odin Drill	3		«
Orion	7		Oppjekkbar
Pelerin	1		Boreskip
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1		Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	3	1	«
Polar Pioneer	16		«
Polyglomar Driller	11		«
Ross Isle	16	3	«
Ross Rig	34		«
Saipem II	1		Boreskip
Sedco H	2		Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2		«
Sedco 135 g	1		«
Sedco 703	3	1	«
Sedco 704	3		«
Sedco 707	6		Halvt nedsenkbar
Sedneth I	3		«
Transworld Rig 61	2		«
Treasure Hunter	5	3	«
Treasure Saga	29	1	«
Treasure Scout	23		«
Treasure Seeker	27	4	«
Vildkat	7		«
Vinni	4		«
Waage Drill I	2		«
West Delta (Før Dyvi Delta)	5		«
West Vanguard	18	4	«
West Venture	11	2	«
West Vision	1		«
Zapata Explorer	13		Oppjekkbar
Zapata Nordic	5		«
Zapata Uglan	5	1	Halvt nedsenkbar
	596	44	
I tillegg er 2 letehull boret fra faste instalasjoner			
Cod Plattform	1	1	
Ekofisk B	1		
	598	45	

Tabell 8.3.a
Produksjonsboring

FELT	TOTALT BORET	PÅBEGYNT 1988	PRODU- SERER	INJEK- SJON/ (OBSERV.)	BORER	SUSPEND./ PLUGGET/ KOMPL.
ALBUSKJELL A +	11		8			3
ALBUSKJELL F +	13		7			6
COD +	9		6			3
EDDA +	10		7			3
EKOFISK A +	18		15			3
EKOFISK B +	26	2	17	(1)*		8
EKOFISK C +	17	4	7	4**	1	5
EKOFISK K +	17	6		10	2	5
ELDFISK A +	31	2	18		1	12
ELDFISK B +	24	3	16			8
FRIGG (UK) +	24		22			2
FRIGG +	26		21	(3)*		2
GULLFAKS A +	21	7	14	5	1	1
GULLFAKS B	5	4	4		1	
GYDA	6	5				6
HEIMDAL +	11		9	(1)***		1
N.Ø.FRIGG +	7		6			1
ODIN +	11		11			
OSEBERG B +	13	2	1			12
OSEBERG C	2	2			1	1
STATFJORD A +	38		22	13		3
STATFJORD B +	30	1	20	10		
STATFJORD C +	25	1	15	9		1
TOMMELITEN +	7	1	6			1
TOR +	15	1	10			5
ULA +	10	4	6	2(1)*	1	
VALHALL +	34	5	23		1	10
V. EKOFISK +	16	2	13			3
VESLEFRIKK	6	2			1	5
ØST FRIGG +	5	1	5			
	488	55	309	49	10	110

+ FELTET PRODUSERER

* OBSERVASJONS-/PRODUKSJONSBRØNN(ER)

** PRODUKSJONS-/INJEKSJONSBRØNNER, AVHENGIG AV GASS SALG

*** OBSERVASJONS-/INJEKSJONS BRØNN(ER)

309 hull produserer (201 olje, 43 kondensat og 65 gass)

49 hull er nedstengt/plugget

54 hull er injeksjonsbrønner (hvorav 4 inj./prod.)

4 hull er observasjons-/produksjonshull

1 hull er observasjons-/injeksjonshull

10 hull borer

1 hull er nedstengt (10/1-A-12) og boret dypere med UK till.nr. og ny betegnelse (10/1-A-25).

31 hull er susp. på TD

1 hull er susp. etter at 9 5/8" var satt

1 hull er suspendert etter at 13 3/8" var satt

1 hull er susp. etter at 20" var satt

2 hull er suspendert etter at 30" var satt

1 hull er susp. med fisk i 30" åpent hull

23 hull har aldri produsert

Tabell 8.3.b.
Produksjonshull påbegynt 1988 (per 1.1.1989)

Till. nr.	Produksjonshull	Påbegynt	Avsluttet	Operatør	Felt
362	33/12-B-40	88.07.02	88.10.25	Statoil	Staffjord B
429	2/04-K-27	88.01.08	88.07.14	Phillips	Ekofisk
436	2/01-A-07 H	88.01.13	88.03.11	Bp	Gyda
437	2/08-A-10 A	88.02.13	88.03.23	Amoco	Valhall
438	2/04-C-04	88.02.15	88.04.20	Phillips	Ekofisk
439	2/07-B-04	88.11.06	88.12.29	Phillips	Eldfisk
440	25/02-A-03	88.03.06	88.04.12	Elf	Øst Frigg
441	7/12-A-01	88.02.27	88.05.13	Bp	© Ula
442	1/09-A-06 H	88.02.20	88.04.18	Statoil	Tommeliten
443	2/01-A-05 H	88.03.18	88.05.05	Bp	Gyda
444	34/10-A-14	88.02.25	88.04.14	Statoil	Gullfaks
445	2/04-D-08 A	88.03.18	88.04.15	Phillips	Vest Ekofisk
446	2/04-E-02 A	88.03.17	88.05.17	Phillips	Tor
447	2/08-A-23	88.03.23	88.07.05	Amoco	Valhall
448	2/07-B-13 A	88.04.04	88.06.30	Phillips	Eldfisk
449	34/10-B-02	88.03.25	88.06.15	Statoil	Gullfaks
450	34/10-A-15	88.04.17	88.10.05	Statoil	Gullfaks
451	2/04-C-07	88.04.24	88.07.15	Phillips	Ekofisk
452	2/07-A-04	88.05.07	88.06.24	Phillips	Eldfisk
453	2/01-A-04 H	88.05.05	88.06.18	Bp	Gyda
454	7/12-A-05	88.05.15	00.00.00	Bp	Ula
455	2/08-A-20	88.06.16	88.08.18	Amoco	Valhall
456	7/12-A-12	88.05.21	88.07.24	Bp	Ula
457	2/04-K-21	88.05.26	88.07.03	Phillips	Ekofisk
458	34/10-B-03	88.06.03	88.07.30	Statoil	Gullfaks
459	34/10-A-16	88.06.08	88.11.10	Statoil	Gullfaks
460	2/04-D-15	88.06.23	88.09.01	Phillips	Vest Ekofisk
461	2/07-A-13	88.06.27	00.00.00	Phillips	Eldfisk
462	2/04-B-02 A	88.05.24	88.08.21	Phillips	Ekofisk
464	30/09-B-07	88.07.21	88.08.05	Hydro	Oseberg
465	30/09-B-42	88.08.06	88.08.23	Hydro	Oseberg
467	2/04-K-11	88.07.04	88.10.10	Phillips	Ekofisk
468	2/07-B-16	88.09.07	88.11.05	Phillips	Eldfisk
469	34/10-A-17	88.07.23	88.10.08	Statoil	Gullfaks
470	2/04-C-15 A	88.07.16	88.11.23	Phillips	Ekofisk
471	34/10-B-04	88.07.25	88.09.13	Statoil	Gullfaks
473	2/01-A-06 H	88.07.28	88.09.25	Bp	Gyda
474	2/04-K-24	88.08.03	88.08.31	Phillips	Ekofisk
475	2/08-A-24	88.09.16	88.11.07	Amoco	Valhall
476	30/03-A-05	88.08.15	88.11.27	Statoil	Veslefrikk
477	7/12-A-04	88.09.01	88.11.11	Bp	Ula
478	2/08-A-07 A	88.11.07	00.00.00	Amoco	Valhall
479	34/10-A-18	88.09.27	88.11.16	Statoil	Gullfaks
480	2/01-A-03 H	88.09.26	88.10.01	Bp	Gyda
481	2/04-B-03 A	88.10.06	88.11.22	Phillips	Ekofisk
482	30/06-C-11	88.10.13	88.11.20	Hydro	Oseberg
483	2/04-K-05	88.10.11	88.11.28	Phillips	Ekofisk
484	34/10-B-05	88.10.25	00.00.00	Statoil	Gullfaks
485	33/09-C-15	88.10.25	88.12.18	Statoil	Staffjord
486	34/10-A-19	88.11.04	88.12.20	Statoil	Gullfaks
487	30/03-A-06	88.11.27	00.00.00	Statoil	Veslefrikk
489	2/04-C-06 A	88.12.28	00.00.00	Phillips	Ekofisk C
493	30/06-C-10	88.12.20	00.00.00	Hydro	Oseberg C
494	34/10-A-20	88.12.13	00.00.00	Statoil	Gullfaks A
492	2/04-K-10	88.12.12	00.00.00	Phillips	Ekofisk K

Tabell 8.4.a
Produksjon i mill tonn oljeekvivalenter

1988	Olje	Gass	Sum
Ekofisk-området	9.513	8.393	17.905
Statfjord	29.668	3.365	33.031
Frigg-området	0.000	11.314	11.314
Valhall	3.281	0.709	3.927
Murchison	0.393	0.022	0.415
Heimdal	0.000	4.076	4.036
Ula	4.423	0.361	4.784
Oseberg	0.961	0.000	0.961
Gullfaks	7.623	0.593	8.216
Tommeliten	0.188	0.255	0.443
Sum 1988	55.953	29.088	85.041
Sum 1987	49.025	28.795	77.820

8.4 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1988 85.1×10^6 t.o.e. Produksjonen i 1987 var 77.8×10^6 t.o.e.

I tabellene 8.4.a – 8.4.i 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, Murchison, Valhall og Statfjord.

Tallene for gass i tabell 8.4.a angir solgte mengder for alle felt.

I tallene for Frigg-området er kondensat inkludert.

Tabell 8.4.b
Månedlig olje- og gassproduksjon Valhall

1988	Ustabilisert olje	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 tonn	Mill Sm ³
JAN	344.	65.	3.	8.	317.	15.	57.
FEB	322.	65.	1.	8.	296.	14.	55.
MAR	339.	68.	1.	9.	313.	15.	59.
APR	329.	54.	1.	9.	302.	15.	65.
MAI	335.	74.	1.	9.	310.	14.	58.
JUN	302.	59.	1.	8.	277.	14.	50.
JUL	334.	68.	4.	9.	307.	14.	57.
AUG	341.	68.	1.	9.	314.	15.	59.
SEP	328.	66.	1.	9.	301.	15.	57.
OKT	341.	70.	2.	9.	314.	14.	61.
NOV	338.	61.	1.	8.	313.	14.	63.
DES	360.	75.	1.	8.	335.	13.	68.
ÅRSSUM	4014.	793.	7.	104.	3698.	174.	709.

Tabell 8.4.c
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Frigg-området

1988	Gass prod	Kondensat produsert	Gass brent	Gass brensel	Gass St.Fergus	Kondensat St.Fergus
	Mill. Sm ³	Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Sm ³
JAN	1396.	3147.	0.	1.	1196.	5745.
FEB	1289.	3139.	0.	1.	1215.	3933.
MAR	1372.	3284.	0.	2.	1235.	5211.
APR	1093.	869.	0.	1.	1215.	5465.
MAI	1028.	2792.	0.	1.	925.	5061.
JUN	797.	713.	0.	1.	792.	3709.
JUL	602.	638.	0.	1.	647.	945.
AUG	779.	2141.	0.	1.	605.	2302.
SEP	886.	1876.	0.	1.	569.	2959.
OKT	940.	1689.	0.	1.	743.	3467.
NOV	1199.	2013.	0.	1.	1058.	3993.
DES	1146.	2479.	0.	1.	1076.	4422.
Årssum	12526.	24778.	2.	12	11276.	47213.

TALLENE ER NORSK ANDEL AV FRIGG 60.82 % , NØ-FRIGG , ODIN OG ØST-FRIGG 100 %.

Fig. 8.4.a
Olje og gassproduksjon på norsk sokkel fra 1971–1988

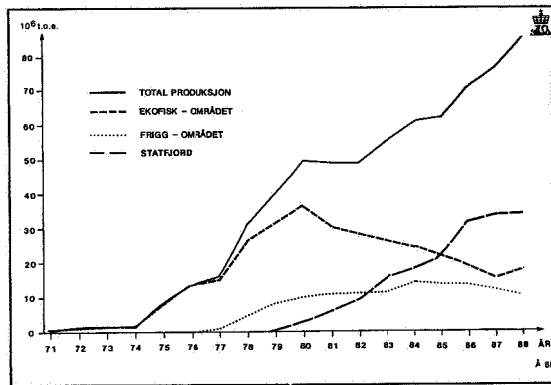
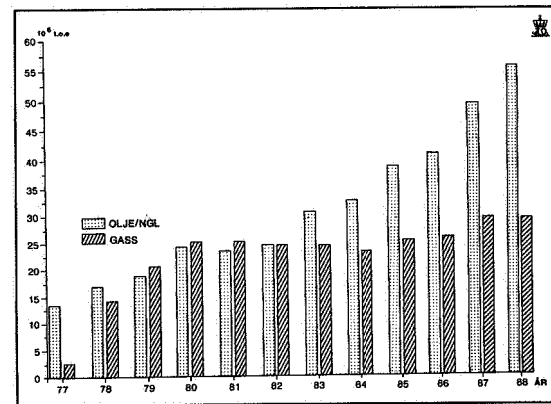


Fig. 8.4.b
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel fra 1977–88



Tabell 8.4.d
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Gullfaks totalt

	Olje prod stabilisert	Gass prod	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden	NGL/kondensat Kårstø
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Tonn
88-01	541.	51.	3.	10.	33.	1464
88-02	534.	51.	2.	9.	35.	2111
88-03	731.	69.	4.	11.	47.	2961
88-04	720.	68.	4.	10.	47.	3340
88-05	542.	53.	3.	11.	29.	1905
88-06	366.	38.	4.	10.	20.	1367
88-07	821.	85.	7.	12.	52.	4467
88-08	891.	94.	5.	13.	56.	4466
88-09	922.	102.	7.	12.	72.	6157
88-10	1043.	109.	7.	13.	77.	4841
88-11	1035.	107.	5.	13.	76.	6874
88-12	492.	60.	2.	8.	37.	5208
ÅRSSUM	8639.	879.	50.	132.	582.	45161

Tabell 8.4.e
Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Heimdal

1988	Gass prod	Kondensat produsert	Gass brent	Gass brensel	Gass solgt Emden	Kondensat Kinneil
	Mill. Sm ³	Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Sm ³
JAN	336	53843	0	5	320	49250.
FEB	285	45876	0	5	271	45584.
MAR	302	48499	0	5	287	46673.
APR	310	49751	0	5	293	48281.
MAI	295	47590	0	5	282	48290.
JUN	307	48777	0	5	293	45867.
JUL	337	54305	0	5	321	53766.
AUG	320	51716	0	5	304	48619.
SEP	299	48264	0	5	285	45549.
OKT	325	52236	0	5	309	49712.
NOV	322	51712	0	5	308	48605.
DES	336	53998	0	5	320	47722
ÅRSSUM	3773	606569	2	61	3595	577918

Tabell 8.4.f
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison

1988	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 tonn
JAN	28	6	1	1.	27.	2	0
FEB	26	6	1	1.	25.	2	0
MAR	28	6	1	1.	27.	2	0
APR	28	6	1	1.	27.	2	0
MAI	28	6	1	1.	27.	2	0
JUN	27	6	1	1.	25.	1	2
JUL	55	6	1	1.	52.	1	0
AUG	72	7	1	1.	67.	2	1
SEP	71	8	1	1.	65.	3	1
OKT	69	8	1	1.	63.	2	1
NOV	65	8	1	1.	59.	3	1
DES	65	8	1	1.	59.	2	1
Årssum	564	80	9	11	523	24	9

TALLENE ER NORSK ANDEL AV MURCHISON.

Tabell 8.4.g
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord totalt

1988	Olje prod stabilisert	Gass prod	NGL/kondensat Kårstø	Gass brent	Gass brensel	Gass Emden
	1000 Sm ³	Mill. Sm ³	1000 tonn	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³	Mill. Sm ³
JAN	3114.	667.	74.	8.	38.	343.
FEB	2896.	622.	91.	7.	35.	295.
MAR	3087.	651.	81.	9.	38.	260.
APR	3016.	645.	73.	7.	38.	239.
MAI	3029.	648.	75.	9.	38.	245.
JUN	2363.	507.	82.	8.	31.	262.
JUL	2934.	622.	74.	7.	38.	241.
AUG	2384.	486.	68.	6.	30.	217.
SEP	2888.	609.	65.	9.	36.	224.
OKT	3023.	655.	77.	8.	37.	245.
NOV	2840.	613.	84.	7.	35.	278.
DES	3010.	664.	140.	10.	37.	353.
ÅRSSUM	34586.	7390.	985.	94.	431.	3203.

TALLENE ER NORSK ANDEL AV STATFJORD: 84,09322 %

Tabell 8.4.h
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ula

1988	Ustabilisert olje	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 tonn	Mill. Sm ³
JAN	489.	42.	0.	4.	458.	22.	35.
FEB	449.	38.	0.	3.	419.	22.	30.
MAR	486.	41.	0.	4.	452.	24.	32.
APR	473.	40.	0.	4.	441.	24.	31.
MAI	457.	38.	0.	4.	430.	20.	30.
JUN	340.	28.	0.	3.	317.	16.	22.
JUL	494.	41.	0.	4.	461.	23.	33.
AUG	474.	40.	1.	4.	444.	22.	31.
SEP	457.	38.	1.	3.	429.	21.	30.
OKT	452.	38.	1.	3.	419.	22.	30.
NOV	468.	40.	0.	4.	436.	23.	31.
DES	382.	32.	0.	4.	356.	19.	25.
ÅRSSUM	5421.	455.	7.	42.	5061.	257.	361.

Tabell 8.4.i
Månedlig olje- og gassproduksjon allokert til Ekofisk-feltene.

1988	Ustabilisert olje	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 tonn	Mill. Sm ³
JAN	971	886	0	62	668	80	724
FEB	902	851	1	58	616	79	728
MAR	1000	934	0	63	685	87	779
APR	1000	935	0	63	685	86	701
MAI	1017	954	1	66	702	80	673
JUN	866	841	1	56	594	77	653
JUL	1124	978	0	69	788	91	678
AUG	1073	961	1	68	743	90	711
SEP	1064	970	0	67	762	90	703
OKT	1087	978	1	69	757	90	704
NOV	1076	926	1	70	749	88	640
DES	1108	947	2	72	733	91	698
ÅRSSUM	12288	11159	8	781	8482	1030	8393

8.5 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1988

FORSKRIFTER

- Regelverksamling for petroleumsvirksomheten 1988. En ajourført samling med de lover, forskrifter og retningslinjer som gjelder på sokkelen. Ajour 1.1.1988.
- Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø.
- Forskrift om utvidelse av virkeområdet for enkelte forskrifter for undersøkelse og leteboring i petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel.
- Forskrift om sikkerhet for undersøkelse og leteboring etter petroleumforekomster på Svalbard.
- Likhetsstudie - metodisk regelverksutvikling.
- Grenseflater til sokkelovgivningen.

FORSKNINGSRAPPORTER

- Determination of the mechanical properties of reservoir rocks using the triaxial test.
- Environmental data collection in the Barents Sea in 1985.

ANDRE PUBLIKASJONER

- Well Data Summary Sheets, vol 13. Borehull fullført 1982
- NPD-Bulletin No 4.
A lithostratigraphic scheme for the Mesozoic and Cenozoic succession offshore mid- and northern Norway
- NPD-Contribution No 26.
Perspectives for Oil and Gas in the Barents Sea.
- Oljedirektoratets årsberetning 1987.
- NPD Annual report 1987.
- Perspektivanalysen 1988.
- Petroleum Outlook 1988.
- Petroleumstesaurus for informasjonsdatabasene OIL og INFOIL.
- Forsøpling av havbunnen - den statlige opprydding.
- Industriens erfaringer med kvalitetssikring i offshore relatert oppdrag.
- Health examination of divers - Fitness to dive - Decompression - Use of oxygen.
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1988.

8.6 ORGANISASJONSTABLÅ

