



Oljedirektoratet
ÅRSBERETNING 1978



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1978





Innhold

DEL I - STYRETS BERETNING	6	2.6.4	Rørledninger fra Frigg	26
DEL II - VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN	8	2.7	Statfjordområdet	27
1. DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	8	2.7.1	Utnyttelse av forekomstene	27
1.1 Instruks for Oljedirektoratet	8	2.7.2	Felles utnyttelse (unitisering)	27
1.2 Styre og administrasjon	9	2.7.3	Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	28
1.2.1 Styret	9	2.7.4	Rørledningsstudie	28
1.2.2 Organisasjon	9	2.7.5	Brannen i utstyrsskiftet på Statfjord A	29
1.2.3 Personell	9	2.8	Murchison	29
1.2.4 Opplæring	10	2.9	Petroleumsreserver	31
1.2.5 Informasjon	10	2.9.1	Status	31
1.2.6 Publikasjoner	10	2.9.2	Felt som er besluttet utnyttet	31
1.2.7 Bibliotek	10	2.9.3	Felt som ikke er besluttet utnyttet	32
1.2.8 INFOIL-sekretariatet	10	2.10	Produksjonsprognoser	33
1.2.9 Effektiviseringstiltak - EDB	10	2.11	Generelle utredninger	34
1.2.10 Lokaler	11	2.12	Tilbakelevering av konsesjons- områder	35
1.2.11 Samarbeidsutvalget	11	2.13	Tildeling av nye konsesjoner	36
1.2.12 Arbeidsmiljøutvalget	11	2.14	Andelsoverdragelser	37
1.2.13 Nord-Norgekontoret	11	3.	VIRKSOMHETEN NORD FOR 62° N	38
1.2.14 Budsjett/økonomi	12	3.1	Geofysiske undersøkelser	38
2. VIRKSOMHETEN SØR FOR 62°	13	3.1.1	Undersøkelser i Oljedirektoratets regi	38
2.1 Geofysiske undersøkelser	13	3.1.2	Undersøkelser i selskapenes regi	38
2.1.1 Refleksjonsseismiske profiler	13	3.2	Geologiske og geokjemiske undersøkelser	39
2.1.2 Undersøkelsestillatelser	13	3.3	Status i de enkelte områder	40
2.2 Boring	13	3.3.1	Barentshavet	40
2.2.1 Undersøkelses- og avgrensings- borehull	13	3.3.2	Helgeland	40
2.2.2 Produksjonsbrønner	16	3.3.3	Vestfjorden	41
2.3 Nye funn	18	3.3.4	Vøringplatået	42
2.4 Ekofiskområdet	18	3.3.5	Troms I	42
2.4.1 Utnyttelse av forekomstene	18	3.3.6	Haltenbanken	43
2.4.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	20	3.3.7	Uoppdagete reserver nord for 62° N	43
2.4.3 Brannen på havflaten ved Tor-plattformen	22	3.4	Boreaktiviteten på Svalbard	43
2.4.4 Tilbakeføring av NGL (Våt-gass) til Norge	22	4.	VITENSKAPELIGE UNDER- SØKELSER OG FRIGIVING AV DATA	44
2.4.5 Rørledninger fra Ekofisk	22	4.1	Undersøkelser foretatt av viten- skapelige institusjoner	44
2.4.6 Brenning av gass på Ekofisk	23	4.2	Frigiving av data	45
2.5 Valhall/Hod	24	4.3	Oppdrag til andre institusjoner	46
2.6 Friggområdet	25			
2.6.1 Utnyttelse av forekomstene	25			
2.6.2 Felles utnyttelse (unitisering)	26			
2.6.3 Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	26			

5.	SIKKERHETSMESSIG KONTROLL	47	8.	SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER	58
5.1	Generelt om kontrollvirksomheten	47	8.1	Sikkerhets- og beredskapsforskning	58
5.2	Egenkontroll	47	8.2	Innsamling av miljødata i Troms I	60
5.3	Evaluering av plattformkonsepter	47	9.	AVGIFTER INNBETALT TIL OLJEDIREKTORATET	61
5.4	Produksjons- og hjelpesystemer	48	9.1	Produksjonsavgift	61
5.4.1	Elektriske installasjoner	48	9.2	Arealavgift av konsesjonsområder	61
5.4.2	Sikringssystemer	48	9.3	Avgift for undersøkelsestillatelser	61
5.4.3	Mekanisk utstyr	48	9.4	Refusjon av kontrollutgifter	62
5.5	Boring	49	10.	INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETS-FORSKRIFTER	63
5.6	Samtidig boring og produksjon	49	DEL III - FAGARTIKLER		64
5.7	Dykking	50	11.	Posisjonering av fartøy og borerigger	64
5.8	Undervannsrørledninger	50	12.	Testrater i borehull, hva sier de oss?	68
5.9	Beredskap	51	DEL IV - STATISTIKKER/ OVERSIKTER		71
5.10	Forskrifter	51	A.	Undersøkelsesboring på norsk sektor i Nordsjøen	71
5.11	Retningslinjer for kvalifikasjoner	51	B.	Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1978	72
5.12	Arbeidervern og arbeidsmiljø	51	C.	Styrer, utvalg/arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet har hatt representanter i 1977	73
5.13	Innkvartering/boligforhold	52	D.	Organisasjonstablå	75
5.14	Brannskader	53	REPORT OF THE BOARD OF DIRECTORS		79
5.15	Skaderegistrering	53			
5.15.1	Arbeidsulykker	53			
5.15.2	Dødsulykker	54			
5.15.3	Arbeidsulykker generelt	54			
5.15.4	Skadeoversikt/statistikk	54			
6.	ANNEN KONTROLL	56			
6.1	Styring av ressursutnyttelse (conservation)	56			
6.2	Kontroll med produserte mengder hydrokarboner	56			
6.3	Opprydding på havbunnen	57			
7.	BISTAND TIL FREMMEDE STATER	57			

Forord

Styret legger herved frem Oljedirektoratets årsberetning for 1978.

Også i år har man funnet det hensiktsmessig å la styrets beretning inngå som del I. I del II omtales virksomheten generelt og i del III har man i likhet med tidligere år, generelle faglige artikler innenfor direktoratets fagområder. Del IV består av statistikker og oversikter.

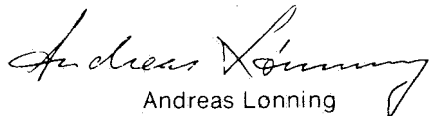
Nytt av året er at man bak i beretningen bringer en engelsk oversettelse av styrets beretning samt at forklarende tekst til tabeller og figurer også er gitt på engelsk.

Stavanger 1. februar 1979

I styret for Oljedirektoratet.



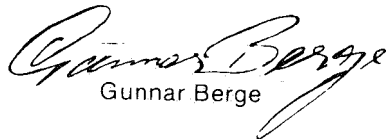
Martin Buvik



Andreas Lonning



Erik Setsaas




Gunnar Berge



Aksel Olsen



Fredrik Hagemann



Bjørn Bratbak

DEL I

Styrets beretning

1978 var et vekstår for Oljedirektoratet. Antall ansatte økte fra 176 til 231. En betydelig økning i saksmengden fant sted. Nye arbeidsoppgaver ble lagt til og forklarer en del av veksten. Kontroll med dykkeoperasjonene på kontinental-sokkelen ble 1.4.1978 overført fra Direktoratet for Arbeidstilsynet til Oljedirektoratet. En dykkeseksjon under Kontrollavdelingen er bygget opp med teknisk kyndige og en dykkelege. I Styrets beretning for 1977 er omtalt den bevilgning på 20 mill. kr. Stortinget hadde gitt til sikkerhets- og beredskapsforskning. Oljedirektoratet fikk ansvaret for disponeringen av 8 mill. kr. av dette beløp. En forskningsgruppe innenfor direktoratet er opprettet, styringsgrupper og prosjektutvalg er opprettet med bred representasjon fra forskningsmiljøene, selskapene og arbeidstakerne. En rekke prosjekter er allerede godt igang.

Det har lenge pågått debatt om Oljedirektoratets organisasjonsform og plass i statsadministrasjonen. Det har bl.a. vært foreslått å dele direktoratet slik at den sikkerhetsmessige kontroll, som i første rekke er en oppgave for direktoratets kontrollavdeling, ble skilt ut og lagt til et «Sokkeltilsyn». Styret gikk sterkt imot dette. Som et resultat av behandlingen i Stortinget, ble det besluttet å legge det overordnede ansvar for henholdsvis den forretningsmessige oljevirk-somhet og for sikkerhets- og beredskapsspørsmål til to forskjellige departementer. Dette har ført til at Oljedirektoratet fra 1.1. 1979 er underlagt to departementer, nemlig Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet (sikkerhets- og beredskapsspørsmål). Styret ser faren for at dette kan medføre en mer tungvint saksbehandling, men antar at det vil være mulig å finne frem til hensiktsmessige rutiner.

Den raske økning av direktoratets personale og de utvidete arbeidsoppgaver har gjort det ønskelig å få en grundig gjennomgåelse av selve organisasjonen. Konsulenter fra Statens Rasjonaliseringsdirektorat og Industrikonsulent har med bistand fra en intern styringsgruppe laget en foreløpig rapport der det foreslås visse endringer. Konsulentenes endelige rapport vil foreligge i begynnelsen av 1979.

Det var forutsatt da Stortinget behandlet opprettelsen av Oljedirektoratet at direktoratet kunne komme i fare for ikke å få dekket behovet for kvalifisert personale på grunn av konkurransen om arbeidskraft fra den private petroleumsindustri, og i Stortingsprop. 113, 1971-72, ble det anbefalt «en viss fleksibilitet i lønsspørsmål». Det har vist seg at de mer erfarne fagfolk i direktoratet er ettertraktet av industrien, samtidig som avansementsmulighetene i direktoratet er meget begrenset. Styret ser med bekymring på denne situasjon.

Styret vil videre peke på det uheldige i at det ennå ikke har vært mulig å få i stand en avtale om godtgjørelse for inspeksjonsreiser.

Oljedirektoratet trekkes stadig mer inn i norske samarbeidsprosjekter med andre land. Uten en økning av staben, er det vanskelig å kombinere dette med de hjemlige arbeidsoppgaver, og styret har arbeidet for å få to stillinger øremerket for formålet.

Kontorsituasjonen for direktoratet er etter hvert blitt meget vanskelig og de ansatte er spredd på fire forskjellige lokaliteter. Det har vært arbeidet med forskjellige prosjekter og det er inngått kontrakt om leie av et større areal i et bygg under oppføring. Heller ikke dette gir imidlertid en tilfredsstillende løsning på lengre sikt og direktoratet arbeider med å skaffe tomt for reising av egen bygning.

Oljedirektoratet har viktige oppgaver i forbindelse med «conservation» eller forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster. Forskrifter på dette området ble fastsatt av Olje- og energidepartementet 17.10.1978 og styret regner med at en i tiden fremover står overfor en rekke viktige beslutninger på dette området. Beslutningene må bygge på omfattende analyser av teknisk og økonomisk art. «Forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster» forutsetter også vurdering av de såkalte marginale felt. Oljedirektoratet har avgitt en utredning til Olje- og energidepartementet om de spørsmål som reiser seg i denne forbindelse.

Dessverre ble heller ikke 1978 uten alvorlige ulykker på kontinentalsokkelen. Under Stortingets behandling av meldingen om Bravo-utblåsningen, ble det sterkt understreket at det

er operatørenes ansvar å sørge for at sikkerheten er så god som overhodet mulig. Dette fritar dog ikke myndighetene, og da i første rekke Oljedirektoratet, for å føre nødvendig kontroll. Direktoratets kontrollapparat er etter hvert godt utbygget og kan også i mange saker støtte seg på et stadig mer omfattende apparat av verneombud. Så lenge det skjer ulykker, kan man imidlertid ikke erklære seg tilfreds, og styret ser det som en av sine hovedoppgaver, kontinuerlig å vurdere om regelverk og kontrolltiltak er gode og effektive nok.

En hovedproblemstilling her er i hvilken utstrekning man kan påvirke opplegget av og basere seg på selskapenes egenkontroll. Et utkast til retningslinjer på dette område er utarbeidet og sendt ut til høring.

Styret er fullt klar over at sikkerhetstiltak ofte medfører betydelige kostnader, og at disse må veies mot den bedring i sikkerheten man forventer å oppnå. Analyseapparatet i denne forbindelse er stadig blitt bedret, men i siste in-

stans vil det lett bli spørsmål om et visst skjønn med basis i samfunnets verdinormer.

I 1976 fikk Oljedirektoratet utført et geofysisk eksperiment (Årsberetning 1977, kap 8.4) med bruk av såkalt lang energikilde. På grunnlag av direktoratets interesse anskaffet selskapet Geco A/S det nødvendige tekniske utstyr og foresto den praktiske del av arbeidet. Eksperimentet var teknisk sett svært vellykket. Styret finner det gledelig at Oljedirektoratets faglige initiativ i dette tilfellet også har bidratt til å gjøre norsk geofysisk industri mer konkurransedyktig. Den lange energikilden er en vesentlig årsak til Geco's nåværende sterke posisjon på det internasjonale marked.

Det har vist seg å være et nesten ubegrenset behov for informasjon til inn- og utland om utviklingen på kontinentalsokkelen og Oljedirektoratets virksomhet. Styret håper denne beretning i noen grad imøtekommer behovet, men er også opptatt av andre tiltak med sikte på å utbygge direktoratets informasjonsvirksomhet.

DEL II — VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN

1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1 INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET
Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Ettersom Oljedirektoratet fra 1.1.1979 skal rapportere til to forskjellige departementer, er ny instruks under utarbeidelse. Instruks av 16.2.1978 lyder:

§ 1. — Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl. Olje- og energidepartementet. Det har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, Olje- og energidepartementet eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten forøvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter petroleumforekomster o.l. i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9.2.1970 art. 1. og i lov om Svalbard av 17.7.1925 § 1 samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 — Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler m.v. jfr. § 1
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges.
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødig skader eller volder ulempe for annen virksomhet.
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til en-

hver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer Olje- og energidepartementet fastsetter.

- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir for utforming av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser.
- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster.
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå departementet ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter m.v.
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc. i den utstrekning dette er mulig iht. de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig iht. departementets bestemmelse.
- i) å holde Olje- og energidepartementet løpende orientert om virksomheten som nevnt i § 1, samt forelegge de saker direktoratet måtte få befatning med som ikke faller inn under § 2, a-h, for departementet.
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i Olje- og energidepartementet saker av betydning for plante- og dyreliv eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning.
- k) å forelegge for Olje- og energidepartementet forskrifter og enkeltvedtak vedrørende forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation).
- l) å være rådgivende organ for Olje- og energidepartementet i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.
Selv om en sak faller inn under direktoratets myndighetsområde i henhold til § 2,

a-h, skal den forelegges departementet dersom den er av særlig viktighet eller av prinsipiell interesse.

1.2. STYRE OG ADMINISTRASJON

1.2.1 Styret

Styret har i beretningsperioden bestått av:

- Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø
- Direktør Andreas Lønning, Oslo
- Stortingsrepresentant Kirsten Myklevoll, Skånland
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest
- Seksjonssjef Erik Setsaas, Stavanger

Varamann for de ansattes representant, Erik Setsaas, er Hans Chr. Rønnevik. Ved at stortingsrepresentant Kirsten Myklevoll den 11.1.1978 tiltrådte som medlem av Kongens råd, har varamann, stortingsrepresentant Gunnar Berge, fra samme dato inngått som medlem av styret.

Styret har i beretningsperioden hatt 11 møter. Det har vært på orienterende møte og befarings hos Det Norske Veritas, Høvik.

1.2.2. Organisasjon

Over statsbudsjettet for 1978 ble det bevilget midler for sikkerhets- og beredskapsforskning til et forskningsprogram som skal gå over fire år. Dette førte til at Oljedirektoratet opprettet en egen Forskningsgruppe som ved årsskiftet 1978/79 besto av fire medarbeidere. Gruppen har i perioden 1.1. — 9.5 1978 vært organisasjonsmessig plassert i Planleggingsavdelingen. Fra 10.5.1978 er Forskningsgruppen plassert direkte under direktøren. Endelig plassering er fremdeles under vurdering.

I beretningsperioden er to nye seksjoner opprettet i Kontrollavdelingen. 1.1.1978 ble måleteknisk funksjon skilt ut fra Produksjonsseksjonen, og etablert som egen seksjon. Egen seksjon for dykkekontroll ble opprettet som følge av at ansvaret for den offentlige kontroll med dykkeoperasjoner ble overført fra Statens arbeidstilsyn til Oljedirektoratet fra og med 1.4.1978.

Som omtalt i forrige årsberetning, har direktoratet over en tid følt behov for å få en gjennomgående analyse av direktoratets organisasjon. I samarbeid med Rasjonaliseringsdirektoratet ble firmaet Industrikonsulent A/S engasjert for å foreta en organisasjonsundersøkelse. Rapporten fra undersøkelsen vil foreligge i begynnelsen av 1979.

Arbeidsmiljøutvalg er etablert fra mars 1978.

1.2.3 Personell

Direktoratet ba i sitt budsjettforslag for 1978 om 45 nye stillinger. Ved det endelige vedtak i Stortinget høsten 1977, ble det besluttet opprettet 38 nye stillinger.

Hva rekrutteringen angår, har det vært spesielt vanskelig å besette stillinger i Boreseksjonen.

Direktoratet vil påpeke at lønnsnivået er lavt sammenlignet med nivået i private selskaper innen oljeindustrien. Dette gjelder spesielt stillinger for høyt kvalifisert og ledende personell. Dette forhold vanskeliggjør rekruttering og reduserer mulighetene til å få beholde erfarne medarbeidere.

Ett av virkemidlene i rekrutteringspolitikken er tilrettelegging av boliger til ansatte. Behovet for boliger for nyansatte i 1978 er langt på vei blitt løst med hjelp fra Stavanger kommune. Denne hjelp ventes å bli mindre i årene fremover. Direktoratet arbeider derfor med andre løsninger, blant annet deltagelse i et privat byggeprosjekt i Sandnes kommune.

Heller ikke i løpet av denne beretningsperiode, har det lyktes å oppnå en avtale om en ordning med godtgjørelse for inspektørene under deres virksomhet på installasjonene.

I september ble det avholdt møte med embetsmenn fra Forbruker- og administrasjonsdepartementet og Olje- og energidepartementet hvor en rekke sider ved lønns- og personellforvaltningen ved Oljedirektoratet ble behandlet.

Direktoratet har ved utgangen av beretningsperioden 231 i tjeneste. 16 tjenestemenn har ennå ikke tiltrådt sine stillinger og 19 ansettelsaker er under behandling.

TAB. I

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1978 med angivelse av nytt arbeid.

Personnel who left NPD in 1978 with specification of new place of work.

Avdeling	Olje-industri	Annen privat virksomhet	Annen offentlig (kommunal) virksomhet	Div.	Total
Kontr.avd.	3				3
Planlegg.avd.	4			1	5
Jur.-Øk.avd.		2			2
Adm.avd.	4	3	2	1	10
Totalt	11	5	2	2	20

1.2.4 Opplæring

Opplæringsaktiviteten i perioden har vært omfattende. Ved å benytte tilbud fra konsulenter, offentlige utdanningsinstitusjoner og oljeselskap, har man i 1978 brukt totalt 1604 (1384) kursdøgn hvorav 1107 (604) i Norge og 497 (744) i utlandet. Tallene i parentes viser hvordan kursdøgnene fordelte seg i 1977. Sammenlignet med 1977 viser at en større del av utdanningen har foregått i Norge.

I 1978 hadde Oljedirektoratet 29 kursplasser ved Rogaland Distriktshøyskole. I tillegg kan nevnes at en del medarbeidere har fått permisjon med lønn i deler av arbeidstiden for å følge semesterkurs ved Rogaland Distriktshøyskole. Disse kursene har da hatt tilknytning til kursdel-takernes daglige arbeid.

Av Forbruker- og administrasjonsdepartementets kurstilbud har Oljedirektoratet totalt benyttet 19 kursplasser. Dette utgjør 61 kursdøgn.

Oljedirektoratet har i perioden selv stått som arrangør av 5 kurs. Representanter for en del offentlige institusjoner samt oljeselskaper har vært invitert til å delta. I samarbeid med oljeselskapene har Oljedirektoratet vært initiativtaker til og fått arrangert ytterligere 6 kurs i Stavanger.

For å styrke opplæringsvirksomheten har Oljedirektoratet funnet det nødvendig å øke bemanningen ved personalsiden.

1.2.5 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske offentlige institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året hatt besøk av en rekke offisielle delegasjoner fra utlandet. Direktoratets ledelse og øvrige medarbeidere som har representert Oljedirektoratet ved slike anledninger, har sett på denne informasjonsvirksomheten som en viktig oppgave.

Oljedirektoratets årsberetning for 1977 forelå i et opplag på 3500 eksemplarer i slutten av mars. Etterspørselen etter årsberetningen har vært meget stor. Opplaget i beretningen for 1978 vil bli øket til 4500. I forbindelse med at årsberetningen for 1977 forelå ferdig, ble representanter for massemedia invitert til Oljedirektoratet for å møte direktoratets ledelse som stilte seg til disposisjon for utfyllende kommentarer til beretningen.

Spørsmålet om også å gi ut Oljedirektoratets årsberetning på engelsk har vært vurdert. I år har man valgt å gi en engelsk oversettelse av styrets beretning i den norske utgaven og å gi figurer og tabeller engelsk tekst i tillegg til den norske.

I løpet av året er det sendt ut 48 pressemeldinger, bl.a. månedlige aktivitetsrapporter om aktiviteten på sokkelen og månedlige meldinger om produksjonstall.

Direktoratets ledelse og tjenestemenn er en rekke ganger i løpet av året intervjuet i presse, radio og fjernsyn i forbindelse med direktoratets virksomhet. En rekke pressefolk fra innen- og utenlandsk presse har også besøkt direktoratet, enkeltvis eller i grupper.

1.2.6 Publikasjoner

I løpet av beretningsperioden har utarbeidelse og utgivelse av publikasjoner kommet inn i et fastere spor. Etterspørselen etter direktoratets publikasjoner er stor, dette gjelder såvel fra inn- som utland. Alle forskrifter blir utgitt med norsk og engelsk tekst. Oversikt over de publikasjoner som er utgitt i 1978 fremgår av vedlegg. To ganger årlig utgis en ajourført publikasjonsliste som omfatter alle de publikasjoner som kan rekvireres via direktoratet.

1.2.7 Bibliotek

Direktoratets bibliotek har i 1978 gjennomgått betydelige forbedringer. Størstedelen av samlingen er lagt inn på EDB (POLYDOC), en formålstjenlig håndbok- og referansesamling er under oppbygging, og hensiktsmessige bibliotektekniske rutiner er etablerte. Litteratursøking ved hjelp av EDB fra litteraturlister i Norge og USA er tatt i bruk.

Bruken av bibliotekets tjenester blant direktoratets tjenestemenn har i løpet av året økt betraktelig. Pågangen etter litteratur og informasjon fra eksterne brukere har også vist økning.

1.2.8 INFOIL-sekretariatet

INFOIL-sekretariatet for petroleumsdokumentasjon har i 1978 vært administrert av Oljedirektoratet.

Opprettelsen av sekretariatet er et resultat av et NTNØ-prosjekt som fra 1974 har vært administrert av Norsk senter for informatikk (NSI). Oljedirektoratet har helt siden starten deltatt aktivt i dette prosjektet sammen med ni andre institusjoner og bedrifter innen petroleumsnæringen — kalt INFOIL-gruppen i Norge.

Prosjektet går ut på å bygge opp en litteraturliste over nordiske petroleumslitteratur kalt OLJE-INDEKS og samarbeide med andre institusjoner om utnyttelse av litteraturlister fra USA.

1.2.9 Effektiviseringstiltak — EDB

På flere områder innenfor Oljedirektoratets totale virksomhet har det vist seg nødvendig og formålstjenlig å legge opp EDB-baserte rutiner.

Oljedirektoratet anskaffet i 1974 et enkelt terminalsystem for tilknytting mot store datasentraler. Behovet for elektronisk databehandling var den gang begrenset til tekniske beregningsoppgaver.

En har etter hvert utviklet flere EDB-systemer både internt i direktoratet og av eksterne konsulenter.

En har administrative EDB-rutiner innen regnskap, arkiv og bibliotek. Fagavdelingene har bygget opp informasjonsdatabaser for borehullsdata, konsesjonsarealer, produksjonsdata osv.

Med et økende antall avanserte EDB-systemer øker kravet til Oljedirektoratets databehandlingsutstyr. Direktoratet har i den forbindelse besluttet å anskaffe et avansert terminalsystem med mulighet for lokal databehandling samtidig med databehandling mot store datasentraler.

1.2.10 Lokaler

I løpet av året har kontorsituasjonen forverret seg betydelig. Direktoratet hadde ved utløpet av beretningsperioden sine kontorer fordelt på 4 forskjellige steder. Som omtalt i årsberetningen for 1977, arbeidet man med å få leie ytterligere lokaler, slik at man skulle unngå å dele kontorene på flere enn to steder. Av årsaker som direktoratet ikke var herre over, ble ferdigstillelsen av denne bygning forsinket. Planlagt innflytting er nå oktober/november 1979.

Olje- og energidepartementet har samtykket i at direktoratet arbeider for å skaffe seg tomt i Stavanger for reising av egen bygning. Etter kontakt med Rogaland fylkeskommune synes alt å ligge til rette for at direktoratet får seg tildeelt en tomt i Ullandhaug-området. Vedtak om dette ventes i løpet av våren 1979.

1.2.11 Samarbeidsutvalget

Samarbeidsutvalget har i 1978 avholdt 8 møter der saker som uttalelser om organisasjonsmessige forhold og spørsmål om bruk av velferdsmidler har vært behandlet.

Samarbeidsutvalget har i 1978 hatt følgende sammensetning:

Medlemmer utpekt av ledelsen:

- Direktør Fredrik Hagemann, utvalgets formann i 1978
- Avdelingsdirektør Farouk Al-Kasim
- Avdelingsdirektør Dag Meier-Hansen
- Kontorsjef Bjørn Bratbak

Varamenn:

- Avdelingsdirektør Nils Vogt
- Seksjonssjef Egil Bergsager
- Sjefsingeniør Knut Åm
- Førstekonsulent Nic B. Askvik

Medlemmer utpekt av organisasjonene:

- Overingeniør Hallvard Tunheim (AF)
- Overingeniør Erik Talleraas (AF)
- Overingeniør Hans Chr. Rønnevik (NOPEF)
- Førstestekretær Thomas Houge-Thiis (YS)

Varamenn:

- Avdelingsingeniør Kjersti Gro Mæland (AF)
- Administrasjonssekr. Arne B. Wermundsen (NOPEF)
- Førstekontorfullmektig Torunn Fraser (NOPEF)
- Skriveleder Anne Margrethe Hansen (YS)

1.2.12 Arbeidsmiljøutvalget

Etter lokale forhandlinger ble det oppnådd enighet om at arbeidsmiljøutvalget skulle bestå av samarbeidsutvalgets medlemmer med tillegg av hovedverneombud og en ekstra representant for ledelsen.

Hovedverneombud er:

Avdelingsingeniør Njål Corneliussen, som også er verneombud for direktoratets inspektører.

Hovedverneombudets varamann er:

Administrasjonssekretær Arne B. Wermundsen, som også er verneombud for direktoratets øvrige ansatte.

Ledelsens ekstra-representant i arbeidsmiljøutvalget:

Avdelingsdirektør Nils Vogt.

Arbeidsmiljøutvalget har holdt adskilte møter med egne sakslister og separate protokoller. Formann har inntil videre vært som i samarbeidsutvalget, direktør Fredrik Hagemann.

Det har i 1978 vært avholdt 5 møter i arbeidsmiljøutvalget hvor blant annet saker som verne- miljøopplæring, kontorsituasjonen, helsetjeneste m.v. har vært behandlet.

1.2.13 Nord-Norgekontoret

Ved styrevedtak ble det 13.4.1978 besluttet å utsette opprettelsen av avdelingskontor i Nord-Norge.

Opprinnelig ble det tatt sikte på å opprettholde avdelingskontor i Harstad fra 1.7.1978.

Som en følge av at det ble klargjort at borestart nord for 62° N tidligst vil kunne finne sted i 1980, fant styret det riktig å vente med å opprette kontoret inntil Stortinget fatter vedtak om borestart. Først da vil det være konkrete oppgaver for et kontor som skal gi bedre og nærmere kontakt med landsdelen enn den som i dag kan opprettholdes fra Stavanger.

1.2.14 Budsjett/økonomi

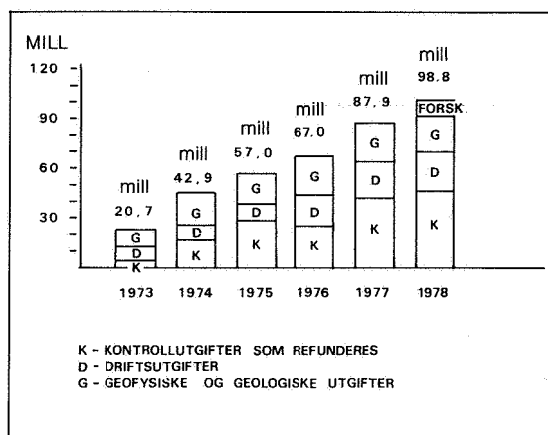
På statsbudsjettet for 1978 ble det bevilget kr. 78 330 000,— til direktoratets drift. Herav var kr. 45 000 000,— bevilget til dekning av utgifter i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll. Disse utgiftene blir refundert av rettighets- haverne. Jfr. pkt. 9.4.1.

Til direktoratets geofysiske undersøkelser m.v. på kontinentalsokkelen ble det bevilget kr. 28 400 000,— og til forskning innen sikkerhet og beredskap ble det bevilget kr. 8 000 000,—.

FIG.1 A.

Bokførte utgifter fordelt på budsjettkategorier i årene 1973-78.

Expenses divided into budget categories in years 1973-78.



2. Virksomheten sør for 62° N

2.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

2.1.1 Refleksjonsseismiske profiler

I 1978 ble det skutt ca. 11 800 km refleksjonsseismikk i den norske delen av Nordsjøen etter oppdrag fra forskjellige oljeselskaper. Siden 1962 er det tilsammen skutt ca. 225 000 km.

FIG. 2A.

Seismikk sør for 62° N.

Seismic surveys south of 62° N.

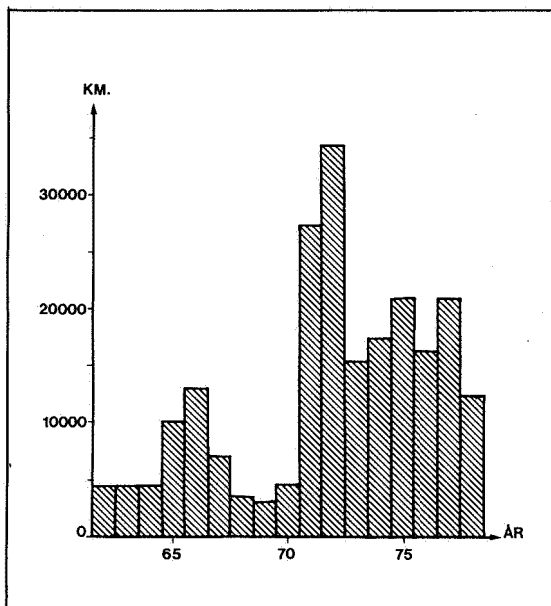


Fig 2A viser at aktiviteten i 1978 når det gjelder seismiske undersøkelser har vært vesentlig mindre enn de foregående år. Dette antas å ha sammenheng med at de aktuelle områder av den norske delen av Nordsjøen sør for 62° N etter hvert er dekket av et tilfredsstillende tett nett av seismiske linjer, og at nye undersøkelser generelt er mindre i omfang enn tidligere og konsentrert om spesielle blokker og spesielle problemer.

2.1.2 Undersøkelsestillatelser

Det er i alt gitt 71 kommersielle undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser er meddelt i 1978:

Tillatelse nr. 066	Tenneco Oil Company Norsk A/S
Tillatelse nr. 067	Mobil Exploration Norway Inc.
Tillegg til Tillatelse nr. 057 Tillatelse nr. 068	Saga Petroleum a/s & co. Phillips Petroleum Company Norway
Tillatelse nr. 069 Tillatelse nr. 070	Norsk Hydro a.s. The British National Oil Corporation
Tillatelse nr. 071	A/S Norske Shell Exploration & Production

Oljedirektoratet har bl.a. etter anmodning fra fiskerihold kommet med nye utkast til tillatelsesformularer for såvel de kommersielle som de vitenskapelige undersøkelser. Utkastene er for tiden til kommentar hos berørte interesseorganisasjoner, selskap og offentlige myndigheter. Det ventes at de nye formularer vil bli fastsatt og tatt i bruk i løpet av våren 1979.

2.2 BORING

2.2.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull

Ved årsskiftet 1977/78 var 2 undersøkelsesborehull (15/5-1 og 2/1-2) og 2 avgrensingsborehull (1/9-4 og 2/11-3A) under boring. Alle 4 borehullene er avsluttet i løpet av 1978.

To av borehullene som ble påbegynt i 1977, 1/9-3 og 30/7-6 var ved årsskiftet 1977/78 midlertidig forlatt. Disse er fullført i 1978.

14 nye undersøkelsesborehull (U) og 5 avgrensingsborehull (A) er påbegynt i 1978. Ved årsskiftet 1978/79 er 3 av de påbegynte undersøkelsesborehullene og 1 avgrensingsborehull fortsatt under boring. Dette gjelder BP's 30/4-1 (U), Phillips 2/7-12 (U), Norsk Hydro's 30/7-7 (U) og Statoil's 15/9-3 (A).

Boreaktiviteten i 1978 er vist på fig. 2B. Den er noe lavere enn den prognosen (ca. 25 borehull) som Oljedirektoratet ga i årsberetningen for 1977. Dette skyldes at den forventede tildeling av blokker i forbindelse med 4. konsesjonsrunde har tatt lenger tid enn antatt.

Oljedirektoratet forventer omtrent samme aktivitetsnivå i 1979 som i 1978. 18-21 borehull

anses som et rimelig anslag, avhengig av aktiviteten i 4. runde blokkene som skal tildeles.

FIG. 2B .

Boreaktiviteten på den norske kontinentalsokkel (antall borehull påbegynt pr. år).

Drilling activity on the Norwegian Continental Shelf (number of wells spudded per year).

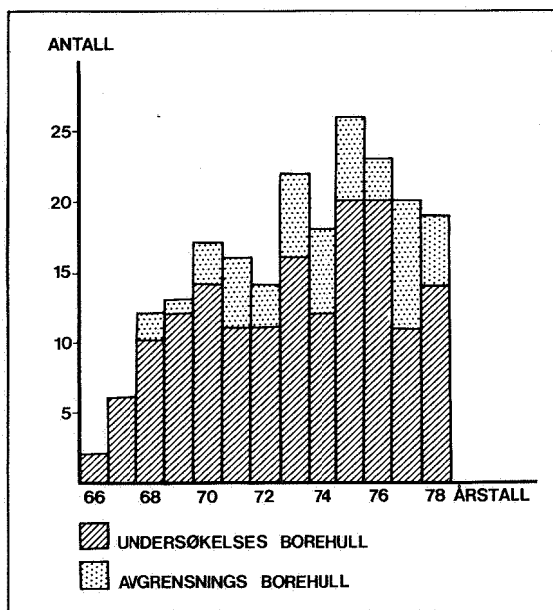


Fig. 2C viser borehullene i 1978 plassert i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

De 19 borehullene som er påbegynt i 1978 er geografisk spredt over en stor del av sokkelen sør for 62° N, men med hovedtyngden av boreaktiviteten i Ekofiskområdet, Sleipnerområdet og Statfjordområdet.

Interessen for jurassiske sandsteinreservoarer har dominert leteaktiviteten også i 1978. Hele 12 av boringene har hatt jura sandstein som primærobjekt. De resterende fordeler seg som følger:

1 rotliggende sandstein, 3 paleocene/eocene sandstein og 3 dan/maastricht kalkstein som primærobjekt.

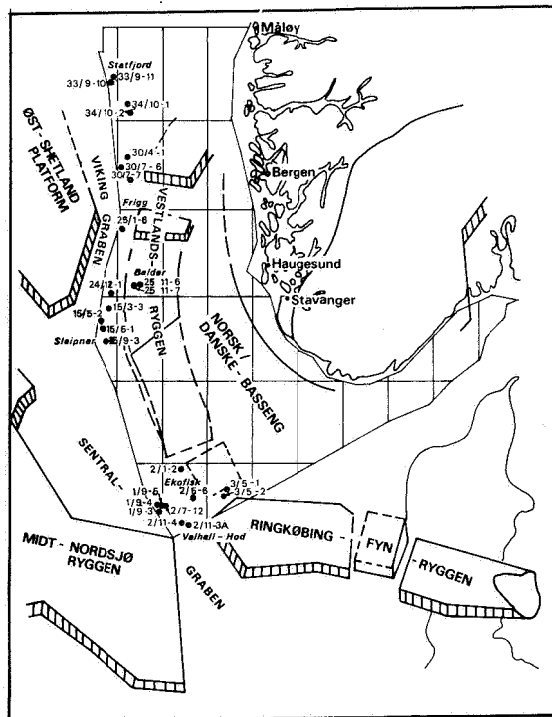
De 5 avgrensingsborehullene er 15/9-3 (Sleipner), 25/11-6 og 25/11-7 (Balder), 2/11-4 (Valhall) og 1/9-5 (1/9-Gamma).

Statoil/Mobil-gruppen har i 1978 ved borehullene 33/9-10 og 33/9-11 testet to separate strukturer nord for Statfjordfeltet. Begge boringene hadde til hensikt å undersøke mektigheten og kvaliteten av såvel Brent- som Statfjordformasjonen og gi svar på om strukturene som er forkastningsbetingede, inneholder olje

FIG. 2C.

Borehull i 1978 i forhold til strukturelle hovedtrekk.

Wells drilled in 1978 in relation to main structural elements.



eller gass. Det ble ikke funnet spor av hydrokarboner i noen av borehullene.

Størst forventning i 1978 var det nok knyttet til boringene i blokk 34/10. Ved borehullene 34/10-1 og 34/10-2 testet Statoil 2 separate forkastningsbetingede strukturer i blokken i 1978. Primærobjekt var jurassiske sandsteiner (Brent- og Statfjordformasjonen).

34/10-1 testet en svært grunn struktur (Delta), hvor Brentformasjonen ble påtruffet ca. 1800 m under havbunnen. 34/10-2 ble boret på en dypere liggende struktur sør for 34/10-1 (Alfa). Begge borehullene påviste hydrokarboner, 34/10-1 i Brentformasjonen og 34/10-2 både i Brentformasjonen og Statfjordformasjonen. 34/10-2 vil først bli produksjonstestet sommeren 1979 og resultatene er foreløpig meget usikre.

Det er ennå for tidlig å si noe sikkert om reservene i blokken og mulighetene for kommersiell utnyttelse. De foreløpige resultatene gir imidlertid grunn til optimisme med tanke på de kommende avgrensingsboringene, og dessuten gjenstår det fortsatt å teste flere strukturer i blokken.

Et nytt interessant område er blokkene 30/4 og 30/7 hvor konsesjonene innehas av henholdsvis Statoil/BP-gruppen med BP som operatør og Petronord-gruppen med Norsk Hydro som operatør.

30/7-6 ble midlertidig forlatt i 1977, men er fullført i 1978. Dette er ved utgangen av 1978 det eneste borehullet i området som har boret gjennom jurassiske lag. På grunn av tekniske problemer ble borehullet ikke produksjonstestet, men borehullslogger indikerer at det er boret gjennom et reservoar med hydrokarboner.

Ved årsskiftet 1978/79 var det borer i gang både i blokk 30/4 og 30/7. 30/4-1 tester en meget dyp forkastningsbettinget jurastruktur midt i blokken (borehullet vil ventelig bli det dypeste i Nordsjøen til nå, ca. 5500 m). 30/7-7 har også jura sandstein som primærobjekt, og blir i likhet med 30/4-1 en dyp boring (ca. 5300 m). Det forventes høye trykk i borehullene, og borerigene Treasure Seeker og Sedco 707 som utfører boringene, er begge utstyrt med 15000 psi BOP utstyr.

Blokk 24/12 som på forhånd var ansett for å være meget lovende, ble for første gang testet at Statoil/Texaco-gruppen i 1978 ved boring av 24/12-1.

Borehullet som ligger i Viking Graben (fig. 2C), ble boret i to etapper med to forskjellige rigger fordi det var forventet høye formasjonstrykk i den dypeste delen. En forkastningsbettinget jurastruktur var primærobjekt. Det ble påtruffet spor av hydrokarboner i en tett sandstein.

Aktiviteten i Sleipnerområdet har vært stor i 1978. I borehullet 15/9-2 som ligger på en forlengelse av Sleipnerstrukturen mot sør, har Statoil påtruffet gass/kondensat i sandsteiner av midtre jura alder. Sleipnerstrukturen er svært oppstykket pga. et komplisert forkastningsmønster, og er av den grunn vanskelig å kartlegge. Det trengs flere avgrensningborehull for å evaluere forekomsten. Et avgrensningborehull, 15/9-3, var under boring ved årsskiftet 1978/79. Dette skal teste den vestlige delen av strukturen.

I tillegg til de 2 borehullene i blokk 15/9, har Petronordgruppen med Norsk Hydro som operatør foretatt 2 borer i 1978 i naboblokken mot nordvest, 15/5. Borehullene testet 2 separate strukturer, og jurassiske sandsteiner ble funnet å inneholde hydrokarboner i begge tilfeller. I det vestligste av borehullene, 15/5-2, støtte man på relativt høye trykk i de jurassiske lagene. Eventuell kommersiell utnyttelse vil måtte ses i sammenheng med videre evaluering av resultatene og utviklingen i Sleipnerområdet totalt.

BP avsluttet boringen av en jurastruktur i blokk 2/1 tidlig i 1978. Strukturen er dannet ved bevegelser i underliggende saltavsetninger og ligger ca. 20 km sør for 7/12-feltet. Borehullet, 2/1-2, påviste ikke hydrokarboner.

Amoco testet også en jurastruktur dannet ved saltbevegelser i 1978, i blokk 2/5. Borehullet, 2/5-6, påviste ikke hydrokarboner. Høyt trykk ble registrert i den dypeste delen av borehullet.

Gulf boret i 1978 2 borehull i den sørlige delen av Nordsjøen. Begge ligger på forlengelsen av Ringkøbing-Fynryggen og hadde til formål å teste henholdsvis en rotliggende sandsteinstruktur (3/5-1) og en jurassisk sandsteinstruktur (3/5-2). Ingen av borehullene påviste hydrokarboner.

Amoco avsluttet boringen av et avgrensningborehull på den østlige delen av Hod, 2/11-3A, tidlig i 1978. Et avgrensningborehull, 2/11-4, er også boret på Valhall i 1978. Begge borehullene testet olje i kalkstein av øvre kritt alder.

Statoil har drevet omfattende leteaktivitet i blokk 1/9 i 1978. Borehullet 1/9-3 på den såkalte Alfa-strukturen i den sørlige delen av blokken, som var midlertidig forlatt ved årsskiftet 1977/78, ble fordypet i 1978 til et stykke ned i jura, men måtte avsluttes tidligere enn ønskelig pga. høye trykk. Borehullet påviste hydrokarboner i kalksteiner av undre tertiær/øvre kritt alder, men ikke i jurassiske lag. Kalksteinsreservoaret var tidligere påvist ved boring av 1/9-1. Borehullet 1/9-4 på Gamma-strukturen i den nordlige delen av blokken var under boring ved årsskiftet 1977/78 og ble avsluttet i 1978. Også dette borehullet påviste hydrokarboner i en saltindusert kalksteinsstruktur av undre tertiær, øvre kritt alder. 1/9-5 ble boret senere i 1978 som et avgrensningborehull på Gamma-strukturen, men dette borehullet viste seg å være tørt.

Ved årsskiftet 1978/79 var Phillips i gang med å bore en uvanlig grunn struktur rett øst for 1/9-4 og 1/9-5, betegnet Deltastrukturen. Dette er en saltstokk som trenger høyt opp i tertiære lag, og borehullet, 2/7-12, skal teste mulig kalksteinreservoar på toppen av saltet. Kalksteinene er av undre tertiær/øvre kritt alder og i tilfelle de påvises, er de skjøvet oppover av saltbevegelsen, og ligger nå innkapslet i yngre tertiære sedimenter. Et eventuelt reservoar forventes å ligge på ca. 1550 m dyp. Seismiske profiler viser at det er en naturlig gasslekkasje til overflaten over det potensielle reservoaret, noe som også er bekreftet av dykkere.

Det er første gang det bores en struktur av denne typen på norsk sokkel, men på britisk side er en rekke grunne saltstrukturer kartlagt og noen få er også boret. Det er imidlertid ikke tidligere påvist naturlig gasslekkasje til overflaten slik som i dette tilfellet.

Elf sto overfor en ny tilbakeleveringsrunde i blokk 25/1 (Frigg-blokken) våren 1978. Før de tok den endelige avgjørelsen om hva som skulle tilbakeleveres, ønsket de å teste en struktur av

paleocene alder i den sørlige del av blokken. Borehullet, 25/1-6, påviste ikke hydrokarboner.

Esso har retolket sine data for Balderstrukturen og kommet opp med en ny geologisk modell for feltet. Denne modellen ga grunnlag for å øke de potensielle reservene. For å teste modellen ble to nye avgrensningshull, 25/11-6 og 25/11-7, boret i 1978. Resultatene av disse

boringene vil sannsynligvis føre til en betydelig oppjustering av reserveanslagene, men det er ennå for tidlig å si om feltet vil bli kommersielt drivverdig.

Tabell II viser en oversikt over undersøkelses- og avgrensningshull som ble boret ferdig eller påbegynt i 1978.

TAB II.
Undersøkelsesborehull (U) og avgrensningshull (A) i 1978.

Exploration wells and delineation wells in 1978.

Tillatelse Nr.	Borehull	Posisjon Nord	Øst	Boring påbegynt	Boring avsluttet	Operatør	Plattform	Brønn
173	30/07-06	60°29'29.82''	2°03'26.14''	14.02.77	29.07.77	N. Hydro	Polyglomar Dr.	U
173	30/07-06	60°29'29.82''	2°03'26.14''	18.04.78	03.06.78	N. Hydro	Treasure Seeker	U
181	01/09-03	56°24'56.20''	2°54'15.15''	13.08.77	27.11.77	Statoil	Dyvi Gamma	U
181	01/09-03	56°24'56.20''	2°54'15.15''	27.05.78	30.08.78	Statoil	Dyvi Beta	U
182	01/09-04	56°29'3.76''	2°56'0.29''	13.08.77	12.01.78	Statoil	Ross Rig	U
186	15/05-01	58°35'4.39''	1°39'8.35''	26.11.77	07.04.78	N. Hydro	Treasure Seeker	U
187	02/01-02	56°57'30.24''	3°12'33.79''	14.12.77	26.02.78	BP	Norskald	U
188	02/11-04	56°14'50.35''	3°23'18.79''	20.03.78	18.05.78	Amoco	Dyvi Beta	A
189	24/12-01	59°02'29.80''	1°52'57.93''	16.01.78	09.04.78	Statoil	Ross Rig	U
189	24/12-01	59°02'29.80''	1°52'57.93''	07.06.78	14.08.78	Statoil	Treasure Seeker	U
190	25/01-06	59°46'57.84''	2°05'41.53''	26.01.78	17.03.78	Elf	Pentagone 84	U
192	02/11-03A	56°10'53.74''	3°27'51.78''	05.12.77	14.03.78	Amoco	Dyvi Beta	A
193	33/09-10	61°28'0.21''	1°46'29.63''	08.04.78	12.06.78	Mobil	Fernstar	U
194	15/09-02	58°25'34.06''	1°42'28.20''	11.04.78	17.06.78	Statoil	Ross Rig	U
195	03/05-01	56°37'25.78''	4°25'11.97''	04.05.78	27.06.78	Gulf	Odin Drill	U
196	02/05-06	56°34'13.24''	3°37'16.57''	14.05.78	16.08.78	Amoco	Norskald	U
197	34/10-01	61°10'46.84''	2°12'43.67''	20.06.78	08.09.78	Statoil	Ross Rigg	U
198	33/09-11	61°29'26.13''	1°52'46.01''	17.06.78	28.08.78	Mobil	Fernstar	U
199	03/05-02	56°32'34.50''	4°23'11.10''	29.06.78	20.08.78	Gulf	Odin Drill	U
200	15/05-02	58°38'36.70''	1°36'16.50''	16.08.78	10.12.78	N. Hydro	Treasure Seeker	U
201	25/11-06	59°10'59.24''	2°23'39.43''	20.08.78	01.10.78	Esso	Norskald	A
202	34/10-02	61°06'7.92''	2°13'39.96''	09.09.78	08.12.78	Statoil	Ross Rig	U
203	01/09-05	56°29'27.69''	2°57'55.27''	03.10.78	11.12.78	Statoil	Dyvi Beta	A
204	25/11-07	59°10'33.70''	2°21'48.00''	03.10.78	27.10.78	Esso	Norskald	A
205	30/04-01	60°37'20.87''	2°09'34.61''	01.11.78	—	BP	Sedco 707	U
206	15/09-03	58°29'8.88''	1°41'31.58''	16.12.78	—	Statoil	Ross Rig	A
207	30/07-07	60°16'19.10''	2°16'10.30''	18.12.78	—	N. Hydro	Treasure Seeker	U
208	02/07-12	56°29'43.76''	3°00'36.37''	17.12.78	—	Phillips	Dyvi Beta	U

2.2.2 Produksjonsbrønner

Det er boret produksjonsbrønner på 5 forskjellige felter i 1978. Dette er feltene Ekofisk, Eldfisk, Albuskjell og Tor i Ekofiskområdet, og dessuten Frigg.

Ved utgangen av 1978 var det totalt fullført eller under boring 110 produksjonsbrønner på norsk sokkel. Produksjonsbrønnene på Friggfeltet som bores fra plattformen CDP 1 på britisk side av grenselinjen er ikke regnet med i dette tallet. Disse utgjør tilsammen 24 brønner og alle er ved utgangen av 1978 ferdigboret og satt i produksjon.

Fordelingen mellom feltene er som følger:

Ekofisk	40
Eldfisk	13
Albuskjell	6
Tor	7
Cod	8
V-Ekofisk	12
Frigg (norsk side)	24
Frigg (britisk side)	24

Tabell III viser en oversikt over de produksjonsbrønner som er påbegynt og/eller avsluttet i 1978. Det fremgår at 50 produksjonsbrønner ble påbegynt.

TAB. III.
Produksjonsbrønner påbegynt i 1978

Production wells spudded in 1978.

Prod. brønn nr.	Brønn	Posisjon	Påbegynt fra 20'' el. 18 3/8'' foringsrør	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 085	25/1-a-16	59°53'10.07'' 02°04'20.60''	01.01.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 086	25/1-a-13		06.01.78	Elf	Frigg	
P 087	25/1-a-15		11.01.78	Elf	Frigg	
P 088	25/1-a-20		16.01.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 089	2/4-e-12	56°30'26.90'' 03°19'39.30''	06.02.78	Phillips	Tor	
P 090	UK10/1-a-22	59°52'31.39'' 02°03'41.75''	26.02.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 091	UK10/1-a-23		02.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 092	UK10/1-a-20		07.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 093	UK10/1-a-21		11.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 094	UK10/1-a-24		15.03.74	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 095	UK10/1-a-19		09.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 096	UK10/1-a-16		24.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 097	UK10/1-a-18		28.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 098	UK10/1-a-14		31.03.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 099	UK10/1-a-13		05.04.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 100	UK10/1-a-15		09.04.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 101	UK10/1-a-17		15.04.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 102	2/4-f-10	56°37'13.51'' 03°03'14.13''	22.04.78	Phillips	Albuskjell	
P 103	2/7-a-19	56°22'36.40'' 03°15'56.80''	01.05.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 104	2/7-a-6		02.05.78	Phillips	Eldfisk	
P 105	2/7-a-3		10.05.78	Phillips	Eldfisk	
P 106	2/7-a-16		15.05.78	Phillips	Eldfisk	
P 107	2/7-a-9		21.05.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 108	2/7-a-22		29.05.78	Phillips	Eldfisk	
P 109	2/7-a-12		30.05.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 110	2/7-a-25		05.06.78	Phillips	Eldfisk	
P 111	2/7-a-15		07.06.78	Phillips	Eldfisk	
P 112	2/7-a-28		13.06.78	Phillips	Eldfisk	
P 113	1/6-a-1	56°38'33.97'' 02°56'23.95''	25.06.78	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 114	2/7-a-20		25.07.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 115	2/7-f-15		17.08.78	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 116	25/1-a-9		01.09.78	Elf	Frigg	
P 117	1/6-a-4		03.09.78	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 118	25/1-a-6		08.09.78	Elf	Frigg	
P 119	2/4-a-1	56°31'15.23'' 03°13'22.21''	18.09.78	Phillips	Ekofisk	
P 120	25/1-a-3		13.09.78	Elf	Frigg	
P 121	25/1-a-1		18.09.78	Elf	Frigg	
P 122	2/4-e-5		23.09.78	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 123	25/1-a-2		23.09.78	Elf	Frigg	
P 124	25/1-a-4		28.09.78	Elf	Frigg	Ferdig boret
P 125	25/1-a-11		02.10.78	Elf	Frigg	
P 126	25/1-a-7		08.10.78	Elf	Frigg	
P 127	2/7-a-26		08.10.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 128	2/4-f-6		16.10.78	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 129	25/1-a-5		12.10.78	Elf	Frigg	
P 130	25/1-a-10		21.10.78	Elf	Frigg	
P 131	25/1-a-12		24.10.78	Elf	Frigg	
P 132	25/1-a-8		30.10.78	Elf	Frigg	
P 133	2/7-a-2		05.11.78	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 134	1/6-a-19		23.11.78	Phillips	Albuskjell	

På Tor er boringen av 3 nye brønner avsluttet i 1978 og tilsammen 6 brønner er derved ferdig boret. Det er planlagt å bore 15 brønner på feltet.

Produksjonsboringen på Eldfisk startet i 1978 fra to borerigger på samme plattform (2/7-A). Det er ved årsskiftet 1978/79 fullført 8 brønner av tilsammen 30 som er planlagt. Dessuten er det satt 13³/₈'' foringsrør for ytterligere 5 brønner. Videre er man kommet i gang med å

sette 30'' foringsrør fra den andre plattformen (2/7-B).

Også på Albuskjell ble produksjonsboringen startet i 1978 fra 2 forskjellige plattformer, 1 i Shells blokk 1/6 (vest på strukturen) og 1 i Phillips blokk 2/4 (øst på strukturen). Ved årsskiftet er 6 brønner ferdig boret av de 21 som er planlagt. Boringen hittil har bydd på enkelte negative overraskelser idet to av brønnene var vesentlig dårligere enn forventet.

For å kunne opprettholde produksjonsnivået lengst mulig på Ekofisk, er det besluttet å bore 7 nye produksjonsbrønner. Den første av disse ble påbegynt i 1978 og er ved årsskiftet i ferd med å kompletteres.

På Edda var det ved årsskiftet satt 30'' foringsrør for alle de planlagte 13 brønnene.

På Frigg har aktiviteten vært stor i hele 1978. Ved utgangen av året er alle 24 brønnene fra boreplattformen CDP 1 på britisk side ferdigboret. Fra boreplattformen DP 2 på norsk side er 10 brønner ferdigboret og 13^{3/8}'' foringsrør satt i de resterende 14 brønnene. I tillegg er det boret en brønn fra DP 2 som skal tjene som observasjonsbrønn.

På Statfjord er 30'' foringsrør satt i alle 21 brønnsliissene i det ene skaftet på A-plattformen ved årsskiftet 1978/79. Operatøren Mobil har fått tillatelse til å fordype de 4 første brønnene til total dybde. Selve boreoperasjonene startet 30.11.1978 og ved årsskiftet er det satt 20'' foringsrør i disse brønnene.

2.3 NYE FUNN

Totalt sett har man påtruffet hydrokarboner (gass og olje) i svært varierende mengder i 11 av de 22 borehullene som ble avsluttet i 1978. 6 av disse var undersøkelsesborehull, de øvrige avgrensingsborehull.

34/10-1, 34/10-2, 30/7-6 og 15/5-1 kan karakteriseres som nye funn i 1978. 15/5-2 påviste hydrokarboner i så små mengder at man foreløpig ikke ønsker å kalle det et funn. Det 6. undersøkelsesborehullet som ble avsluttet i 1978 og som påviste hydrokarboner, var 1/9-4. Her ble imidlertid reservoaret påtruffet før årsskiftet 1977/78, og funnet regnes følgelig å være gjort i 1977. De nye funnene i 1978 er alle gjort i jurassiske sandsteiner.

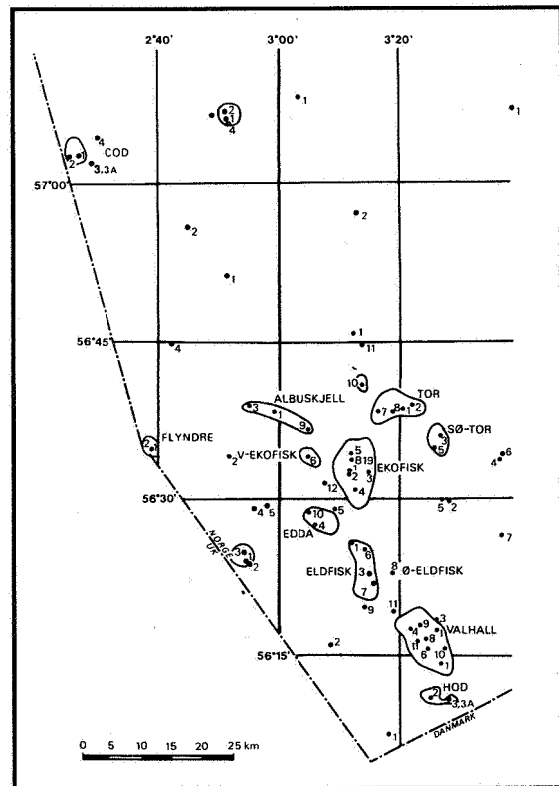
2.4 EKOFISKOMRÅDET

2.4.1 Utnyttelse av forekomstene

Ekofiskområdet omfatter feltene Ekofisk, V-Ekofisk, Eldfisk, Ø-Eldfisk, Tor, Albuskjell, Edda og Cod (fig. 2D). Phillips Petroleum Company Norway er operatør for utbyggingen og driften av feltene. Valhall og Hod ligger geografisk i samme området, og er også geologisk sammenlignbare med de øvrige feltene, men disse to vil bli behandlet særskilt ettersom utviklingen av feltene skjer etter en egen utviklingsplan og med en annen operatør, Amoco Norway Oil Company. Oljedirektoratet ga i sin årsberetning for 1977 en grundig omtale av hydrokarbonforekomstene og feltutbyggingen i Ekofiskområdet. Man har i det som følger konsentrert seg om feltenes utvikling det siste året.

På grunnlag av den stadig økende erfaring som er gjort i Ekofiskområdet, er både selska-

FIG. 2D.
Ekofiskområdet.
The Ekofisk area.



pene og myndighetene i dag bedre i stand til å vurdere konkrete tiltak for å øke utvinningsgraden fra feltene.

Et felts utvinningsgrad er avhengig av bl.a. antall brønner og deres plassering. Man må sørge for å få tilstrekkelig drenering av alle hydrokarbonførende soner. Videre vil gassinjeksjon ha en positiv virkning på utvinningsgraden for de fleste feltene i Ekofiskområdet. Oljedirektoratet har pålagt operatøren å pumpe den gassen som det ikke er behandlingsskapitet for, tilbake til Ekofisk reservoaret. Dette fører til at den utvinnbare oljemengden øker med 1 tonn for hver 1000 Nm³ gass som injiseres. En av hovedmålsetningene med gassinjeksjon er å holde reservoartrykket over kokepunktet til reservoarvæsken lengst mulig. Dette fører til at utvinningstakten for olje faller langsommere og at en større del av oljen i feltet utvinnes.

Den injiserte gassen vil kunne bli produsert på et senere tidspunkt i feltets levetid. Gassinjeksjon har til denne tid vært begrenset til å ta den produserte gassen som det ikke finnes salgskapitet for. Generelt kan man si at man oppnår høyest utnyttelsesgrad av hydrokarbonene i et felt av Ekofisk-type ved å injisere maksimale

mengder gass på et så tidlig tidspunkt som mulig i feltets levetid.

1978 har også ført oss et skritt videre i problematikken omkring virkningen av vanninjeksjon i kalkreservoar av Ekofisk-type. Beregninger har vist at det kan være muligheter for å øke utvinningsgraden fra en del av feltene i Ekofisk-området betraktelig ved at vann pumpes inn i bergarten. Likevel gjenstår det en del klarlegging av enkelte forhold omkring denne metoden. Virkningen ved eventuell vanninjeksjon gir best resultat ved tidlig oppstart mens trykket i feltet ennå er høyt. Tidsfaktoren representerer følgelig et hovedproblem når det gjelder felter som allerede er satt i produksjon. Et annet problem som melder seg, er at plattformene i Ekofiskområdet er planlagt for produksjon ved trykkavlastning. I tilfelle det blir aktuelt med vanninjeksjon vil det være behov for flere plattformer. Hovedproblemet vil være å finne en sunn balanse mellom hensynet til best mulig utnyttelse av ressursene og feltets økonomi.

Ekofiskfeltet

Ekofiskfeltet har nå vært i produksjon siden 1971. Platåproduksjonsperioden er over og dette innebærer at fra nå av vil oljeproduksjonen fra feltet stadig avta. Grunnen til dette er at trykket i reservoaret er falt så langt under kokepunktet at gassen i reservoaret strømmer lettere enn oljen. Dermed har oljen en tendens til å bli hengende etter i reservoaret. Samtidig vil oljen fortsette å gi fra seg gass. Fra nå av vil følgelig større og større del av produksjonen fra Ekofiskfeltet være gass. For å rette på den avtagende brønnproduktiviteten har nå operatøren installert en ny førstetrinns separator på behandlingsplattformen 2/4 FTP og en ny 500 psi-kompressor på Ekofisk Senter. Dermed kan trykket på toppen av brønnene senkes fra 1000 til 500 psi, noe som fører til kraftigere innsug og høyere produksjon. Videre har operatøren startet boring av 7 nye produksjonsbrønner for å øke produksjonen. Oljedirektoratet går fremdeles inn for størst mulig injeksjon av gass i feltet. Siden injeksjonen startet er det injisert 10 milliarder Nm³. Dette har etter Oljedirektoratets beregninger ført til en økning i oljeutvinningen på ca. 10 millioner tonn.

Den hittil mest overbevisende dokumentasjon på at ovenfornevnte sammenheng holder stikk, fikk en i 1977. I juni 1977 var den injiserte gassmengden i Ekofiskfeltet ca. 60% større enn total gassproduksjon fra feltet. På dette tidspunkt hadde salg av gass ikke startet slik at alternativene var enten å brenne gassen eller å reinjisere den. 3 måneder senere, dvs. i september 1977, kunne det registreres en markert økning i produksjonskapasiteten for olje fra feltet. En til-

svarende nedgang i brønncapasiteten har utviklet seg fra gass-salget begynte i oktober samme år og gassinjeksjonen sank til ca. 20% av total gassproduksjon. Dette indikerer både at gassinjeksjon er gunstig for oljeutvinningen og at virkningen melder seg på et tidlig tidspunkt etter at injeksjonen er startet.

Oljedirektoratet har i 1978 foretatt laboratorie- og EDB-modellstudier av oppførselen til denne type felt under forhold nær opp til de man finner nede i reservoaret. Et av studiene har gått ut på å måle størrelser (relative permeabiliteter) som er avgjørende for utvinningsgraden til feltet.

Videre er det blitt foretatt målinger for å undersøke hvorledes en vannfront vil utbre seg i bergarten. Dette vil gi kunnskap om hvor effektivt det er mulig å fortrenge olje ved å injisere vann i reservoaret. Sammen med opplysninger om reservoarets geologiske oppbygging og de aktuelle alternativer for videre utbygging av feltet, gir denne kunnskap grunnlag for å vurdere på hvilken måte forekomstene kan utnyttes best mulig.

V-Ekofisk

V-Ekofisk har vært i produksjon siden 31.5.1977. Dette er et kondensatfelt. Hydrokarbonene er opprinnelig i gassform i reservoaret. Når trykket avtar, vil en del av denne gassen kondensere og bli til olje. Dette kalles retrograd kondensasjon. Produksjonen fra feltet foregår ved trykkavlastning. Dette har ført til at en del væske har kondensert og lagt seg igjen i områdene nær brønnene, noe som fører til at gassfasen strømmer dårligere inn til produksjonsbrønnene. Denne væskeutfellingen har følgelig ført til produktivitetsfall i brønnene på V-Ekofisk.

I prinsippet er det mulig å få utvinningsgraden av et kondensatfelt til å bli meget høy. Dette forutsetter at det injiseres gassmengder på størrelse med de produserte kondensatmengdene. Dermed vil man unngå væskeutfelling i reservoaret. I et kondensatfelt er det mindre interessant å vurdere vanninjeksjon da resirkulering av gass normalt gir langt høyere utvinningsgrad.

På V-Ekofisk er 10 brønner i produksjon. Totalt har plattformen 15 brønnsliiser. To brønner er boret og plugget. Dermed har plattformen ledige brønnsliiser for tre nye brønner. Eventuell boring av 3 tilleggsbrønner vil på sikt ikke oppveie produktivitetsfallet i de øvrige brønnene.

Albuskjell

Albuskjell er et gass/kondensatfelt. Kondensatet på dette feltet inneholder en større del lette

komponenter enn kondensatet på V-Ekofisk. Dessuten ligger temperaturen og trykket i feltet så høyt at væskeutfelling vil bli mindre enn på V-Ekofisk. Likevel vil de samme prinsipper som ble beskrevet for utvinning på V-Ekofisk gjelde for Albuskjell.

Oljedirektoratet har i samarbeid med SINTEF i 1978 foretatt en grundig gjennomgåelse av datamaterialet på Albuskjell. Formålet med dette har vært å vurdere planene for utbyggingen i lys av de nye opplysningene man samler inn under boringen av produksjonsbrønnene. Planene for Albuskjell går ut på å produsere feltet med ren trykkavlastning. Det er derfor viktig at feltet får en tilstrekkelig drenering. Videre bør feltet bli dekket av så mange brønner at trykkfallet rundt hver brønn blir minst mulig. Dermed vil en mindre del av de tunge oljekomponentene kondenseres i reservoaret. Dette gir en høyere utvinningsgrad.

Mulighetene for å oppnå en ressursmessig og økonomisk bedre utnyttelse av Albuskjell ved gassinjeksjon er små. Feltets høye gassinnhold vil kreve sirkulasjon av uforholdsmessig store kvanta gass. Utbyttet av et slikt prosjekt vil ventelig bli lite i forhold til investeringene. Produksjonen på Albuskjell vil begynne når Teessideanleggene er utbygget for mottakelse av NGL.

Tor

Tor er et oljefelt. Det startet produksjon fra 3 brønner 28.6.1978. En fjerde brønn kom i produksjon 1.7.1978. Brønn nr. 5 har produsert fra 15.12.1978. Produktiviteten av disse første brønnene har vært meget god. Plattformen 2/4-E som dekker feltet, vil bli utstyrt med 15 produksjonsbrønner i alt.

Det er hittil ikke planlagt assistert utvinning ved vann- eller gassinjeksjon på feltet.

Oljedirektoratets geologiske analyse av feltet viser at reservoaret kan være inndelt i blokker ved forkastninger. Plasseringen av de resterende brønner vil måtte sikre at alle forkastningsblokkene blir drenert.

Eldfisk

Eldfiskfeltet vil bli produsert fra to plattformer, 2/7-A og 2/7-B. I 1978 er 8 brønner ferdig boret fra 2/7-A. Produksjonsstart ventes i løpet av 1979. På denne plattformen bores det fra to rigger med 15 brønner fra hver. På 2/7-B skal det benyttes en rigg med muligheter for 19 brønner. Fire av brønnene fra A-plattformen er ment å dekke Ø-Eldfiskfeltet.

Operatøren har lagt fram en utvinningsplan uten assistert utvinning. Utvinningsgraden ved ren trykkavlastning ventes å bli lav. Oljedirektoratet har bedt operatøren om å foreta ny vurdering med tanke på assistert utvinning.

Dette har ført til at operatøren har lagt fram en modellstudie som viser at mulighetene for assistert utvinning ved hjelp av vanninjeksjon er lovende. Dersom man ved hjelp av vanninjeksjon kan danne en samlet vannfront i reservoaret og dermed fortrenge oljen, vil de utvinnbare oljemengdene kunne fordobles. Det må samtidig understrekes at et vanninjeksjonsprosjekt vil kreve betydelige tilleggsinvesteringer, bl.a. ny plattform og en rekke nye injeksjonsbrønner. Det må også presiseres at tidsfaktoren er av stor betydning for det endelige økonomiske resultat av et slikt prosjekt.

I likhet med Ekofiskfeltet vil gassinjeksjon også i Eldfisk kunne føre til høyere utvinningsgrad. Det er imidlertid viktig at man foretar en samlet vurdering av hele Ekofiskområdet med henblikk på gassinjeksjon. Den forventede gassproduksjon vil ikke være stor nok til både å oppfylle gassalgskontraktene og drive injeksjon i flere felter.

Cod

Cod er et kondensatfelt. Feltet ventes å få høy utvinningsgrad ved produksjon ved trykkavlastning. Det er boret seks produksjonsbrønner på Cod. Rørledningen mellom Cod og Ekofisk var stengt fra februar til mai 1978 på grunn av at inspeksjonsutstyr satte seg fast i den. Cod har ellers for det meste vært stengt i 1978 fordi prosessutstyret på Ekofisk ikke har kapasitet til å ta mot gassen før NGL-anleggene i Teesside er fullført. Operatøren velger å stenge ned Cod siden dette får minst innflytelse på oljeproduksjonen fra Ekofiskområdet.

Oljedirektoratet har i 1978 vurdert om det er ønskelig å stenge/reducere de brønnene på Ekofiskfeltet som produserer mest gass mot å produsere fra Cod for å dekke injeksjon og salg av gass. Dette vil spare drivenergi i Ekofiskreservoaret, men samtidig redusere oljeproduksjonen på kort sikt.

Edda

Edda er et lite oljefelt som er økonomisk drivverdig på grunn av sin beliggenhet like opp til produksjonsutstyret på Ekofiskfeltet. Produksjonsboringen vil bli påbegynt i 1979 og produksjonsstart ventes i 1980. 13 produksjonsbrønner er planlagt. Assistert utvinning (gass eller vanninjeksjon) er foreløpig ikke vurdert.

2.4.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Utbyggingen av det sentrale Ekofisk-komplekset er nå på det nærmeste ferdig. Etter planene gjenstår bare en plattform som skal ta imot rørledningene fra Valhall. Denne stigerørplattformen vil bli plassert i det nord-vestre hjørnet av Ekofisk-tanken med broforbindelse over til denne (fig. 2E).

Ekofisk 2/4-H — hotellplattformen — ble satt i 1977 og midlertidig tillatelse til å ta den i bruk ble gitt av Oljedirektoratet 1.9.1978. Boligkvarteret er av høy standard og har kapasitet til 212 personer med 2 personer pr. rom.

For nødvendig innkvartering av personell på Ekofisk, er det til feltet knyttet 3 floteller, det vil si flytende boligenheter. Av disse er det ene belagt med 2 personer pr. rom mens de to andre er belagt med 4 personer pr. rom.

Boligsituasjonen på Ekofisk-feltene ved utgangen av 1978 er at på ett flotell, hotellplattformen og boligkvarteret på Cod, er personellet belagt med 2 personer pr. rom, forøvrig med 4 personer pr. rom.

På behandlingsterminalen (FTP) som er mottaker for produksjonen fra A-, B- og C-plattformene, har det vært en del driftsproblemer med separatorer og gasskompressorer. Pro-

blemene oppstår spesielt ved høye produksjonsrater. Det fører i neste omgang til en rekke uregelmessigheter i den videre prosesskjeden.

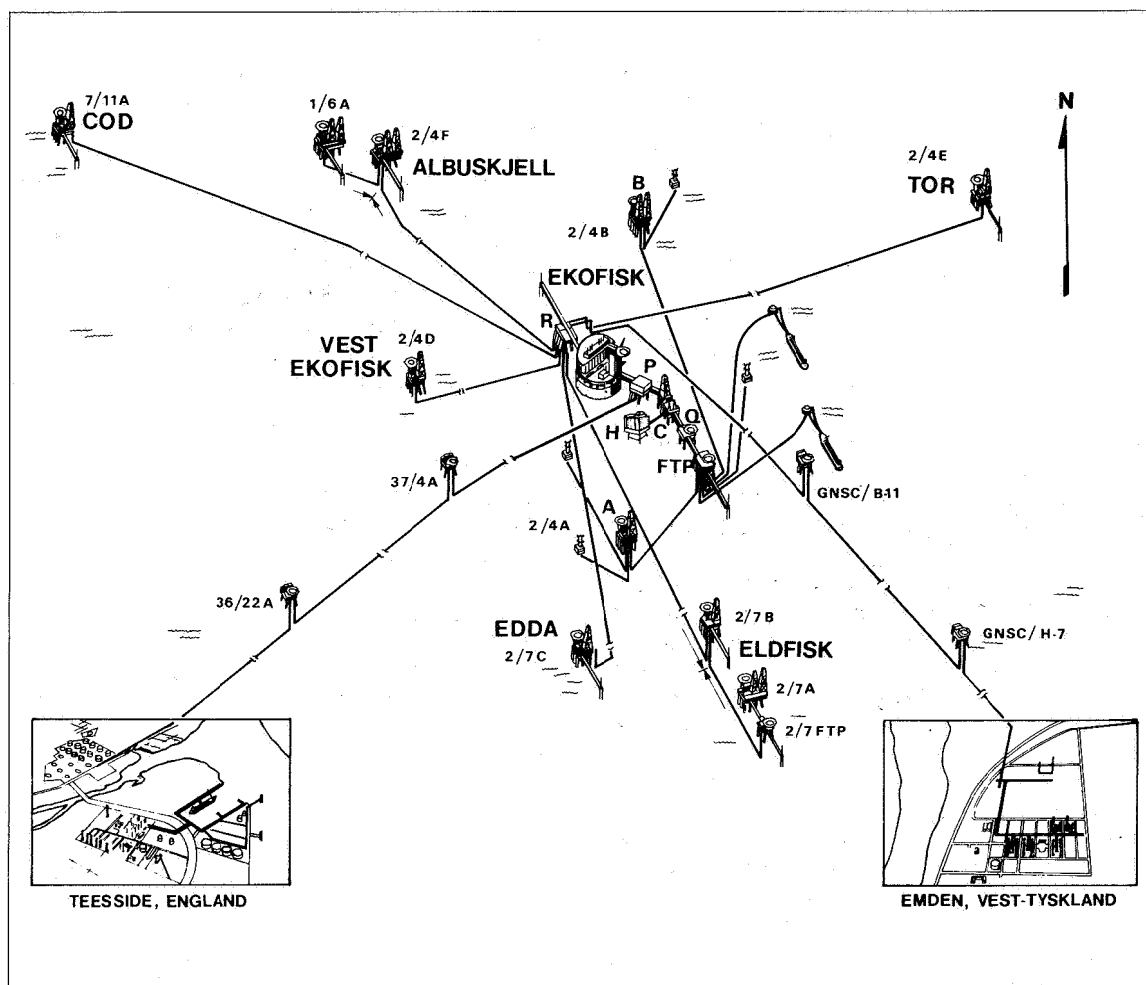
På grunn av forsinkelser av anleggene i Teesside, har det vært nødvendig å injisere NGL på feltet. NGL-injeksjonsutstyret som blir benyttet, var kun beregnet for bruk over et kortere tidsrom inntil Teesside-terminalen kunne tas i bruk og har i så måte fungert tilfredsstillende. Ytterligere forsinkelser i Teesside har ført til at NGL-injeksjonsutstyret etter hvert er blitt slitt, og en del svakheter har oppstått. Utstyret vil derfor modifiseres med tanke på fremtidig bruk.

I juni måned ga Oljedirektoratet produksjonstillatelse for 2/4-E på Tor-feltet. Plattformen er en integrert produksjonsplattform og er tilknyttet Ekofisk-komplekset med to rørledninger.

FIG. 2E.

Installasjoner i Ekofiskområdet.

Installations in the Ekofisk area.



2.4.3 Brannen på havflaten ved Tor-plattformen

I begynnelsen av september måned oppsto det brann i en del hydrokarboner på havflaten i umiddelbar nærhet av plattformen. Brannen varte bare 20-30 min. og forårsaket ingen skade.

I forbindelse med reparasjonsarbeid på plattformen, var det nødvendig å tømme den ene rørledningen for hydrokarboner. Disse hydrokarboner ble ledet til dreneringstanken. På grunn av problemer med kondensat-pumpene som fører gass-kondensat fra gassrensaneanlegget tilbake til produksjonsanlegget, ble også gass-kondensatet ledet til dreneringstanken for at produksjonen skulle opprettholdes.

Hydrokarboninnholdet i dreneringstanken ble vanligvis pumpet inn i produksjonsanlegget. Den pumpen som utførte dette var imidlertid ute av drift og det som ble pumpet ut av dreneringstanken, ble ledet ut på en brennerbom og brent.

Dreneringstanken som primært er dimensjonert for å ta imot og separere hydrokarbonholdig avløpsvann, ble pga. de store tilførslene overbelastet slik at hydrokarboner lekket ut på havoverflaten. Det antas at hydrokarbonene på havoverflaten er blitt antent av flammene på brennerbommen eller at brennende kondensat er dryppet ned fra denne. Saken er ved utgangen av beretningsperioden fremdeles under politietterforskning.

2.4.4 Tilbakeføring av NGL (Våt-gass) til Norge

I forbindelse med ilandføringstillatelsen for petroleum fra feltene i Ekofiskområdet, inngikk Phillips-gruppen avtale med den norske stat om tilbakeføring av NGL til Norge. Avtalen ble i første rekke inngått for å sikre leveranser av råstoff for norsk petrokjemisk industri. Rettighetene i henhold til avtalen som ble inngått med staten, ble senere overført til Noretyl (Statoil, Hydro, Saga) som står for utbygging og drift av Rafnes anleggene.

Avtalen innebærer at Phillipsgruppen hovedsakelig skal levere etan og propan som råstoff til Noretyl. Fra feltene Ekofisk, V-Ekofisk, Cod og Tor skal det leveres nok til produksjon av 250.000 tonn etylen pr. år. Fra feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell nok til produksjon av 80.000 tonn pr. år.

Etan- og propanmengdene som produseres fra de enkelte feltene finnes både i gassstrømmen og oljestrømmen. Store deler av mengdene som er i gassstrømmen blir kondensert ut under den endelige dehydrerings- og duggpunktsbehandling på Ekofisk Senter. Dette kondensat blir blandet med oljestrømmen og ført via rørledning til Teesside. På grunn av

kondensatinnholdet må oljen ved normal temperatur holdes under trykk slik at kondensatet ikke damper av. I Teesside har Phillipsgruppen bygget anlegg for stabilisering av oljen, samt anlegg for lagring og utskipning av denne.

Videre har gruppen under bygging anlegg for fraksjonering av kondensatet til henholdsvis flytende etan, propan og butan samt anlegg for lagring og utskipning av disse fraksjonene.

Phillipsgruppen skulle i henhold til avtalen levere de første mengdene etan/propan til Noretyl høsten 1976. På grunn av forsinkelser med utbyggingen av Ekofisk Senter og anleggene i Teesside, ble leveringen i første omgang forskjøvet til sommeren 1977.

På grunn av ytterligere forsinkelser med anleggene i Teesside, da speilst fraksjoneringsanleggene og anleggene for lagring av etan/propan, mener nå Phillipsgruppen at leveranse av NGL ikke kan finne sted før sommeren 1979. Forsinkelsene i NGL-leveransene har medført store problemer for Noretyl da de har måttet skaffe råstoff fra andre leverandører. Det ble i den forbindelse inngått avtale mellom Noretyl og Phillipsgruppen om visse kompensasjonsordninger.

Oljedirektoratet har siden NGL-avtalen ble inngått fulgt utviklingen, i første rekke for å påse at anleggene til havs ble utformet på en slik måte at disse ikke ville representere noen begrensning i NGL-leveransen. At de nødvendige mengder råstoff som i henhold til avtalen skal leveres, vil bli tilgjengelige, er også blitt fulgt opp. I den forbindelse er det foretatt studier og beregninger som inkluderer gjennomgåelse av alle hovedkomponentene i behandlings- og transportsystemene til havs og i Teesside, samt vurdering av anleggenes oppførsel og fleksibilitet.

2.4.5 Rørledninger fra Ekofisk

Ekofisk — Teesside

Rørledningen fra Ekofisk til Teesside er 345 km lang og har en diameter på 34". I juni 1978 ble det foretatt reparasjoner av rørledningen. Arbeidet var nødvendig ettersom ledningen høsten 1977 ble påført store skader av et anker. Samtidig som man foretok denne reparasjonen, ble en mekanisk kopling ved den ene av de to pumpeplattformene skiftet ut. Reparasjonene ble gjort med undervanns-sveising (hyperbarisk sveising). Mens reparasjonen pågikk, var rørledningen avstengt i vel 6 uker og oljelastingen foregikk ved hjelp av lastebøyene på Ekofisk-feltet.

Den gjennomsnittlige gjennomstrømningsrate har i 1978 vært på ca. 47 000 tonn olje pr. døgn.

Ekofisk — Emden

Rørledningen fra Ekofisk til Emden har en diameter på 36" og en lengde på ca. 442 km. I løpet av 1978 ble det transportert ca. 25 millioner Nm³ gass pr. døgn til Emden.

På dansk sektor pågår tildekningsarbeid av rørledningen. To forskjellige entreprenører har vært involvert og i løpet av 1978 har de klart å dekke til ca. 12 km av ledningen.

Det har vært en del problemer med ekspansjon av rørledningen. Dette har ført til problemer med bevegelse av stigerøret på 2/4-R plattformen på Ekofiskfeltet. Midlertidige utbedringer er utført. Studier foretas for å komme frem til en endelig løsning.

Kompressorplattformene B-11 og H-7 nærmer seg fullførelse når det gjelder roterende utstyr og oljefyrte kjeler. Når det roterende utstyr med hjelpesystemer er utsjekket og kontrollert, kan kompresjon av gassen på plattformene starte. Dette vil medføre at den nåværende, store belastningen på kompressorene på Ekofisk Senter vil reduseres.

2.4.6 Brenning av gass på Ekofisk

De vesentlige årsaker til at gassen brennes er:

1. Sikkerhetshensyn
2. Unngå reduksjon i oljeproduksjonen

Alle produksjonsanlegg er utstyrt med fakkel-system (flare) for raskt å kunne redusere trykket i prosessanlegget, dersom uforutsette hendelser oppstår. For å unngå at luft kommer inn i fakkel-systemet, kreves det at noe gass brennes kontinuerlig.

Dersom problemer oppstår med utstyr eller systemer i gassbehandlingsanlegget, er det vanlig å brenne noe gass i stedet for også å stenge ned oljeproduksjonen. Hvor mye gass som brennes avhenger av hvor lenge det tar for å rette på problemene, samt hvor mye man stenger ned oljeproduksjonen.

Mengden gass som tillates brennt reguleres i produksjonstillatelsen, hvor det gis et maksimalvolum for hva som tillates brennt i nødstilfelle. Dersom det skal utføres arbeid som medfører ytterligere brenning, må det søkes Oljedirektoratet spesielt om dette.

I Fase I av Ekofisk utbyggingen, fra 1971 til 1974, ble det drevet prøveproduksjon og lasting via bøye. All gass ble brennt.

Under Fase II, i 1974 og 1975, var det produksjon fra Ekofisk FTP, lasting via bøye, og gassen ble benyttet som brensel. Injeksjon startet først i januar 1975. På grunn av problemer forbundet med gass-injeksjonsutstyret ble gassbrenningsvolumet satt til 2,01 millioner Nm³ gass pr. dag i snitt, målt over en 15 dagers periode.

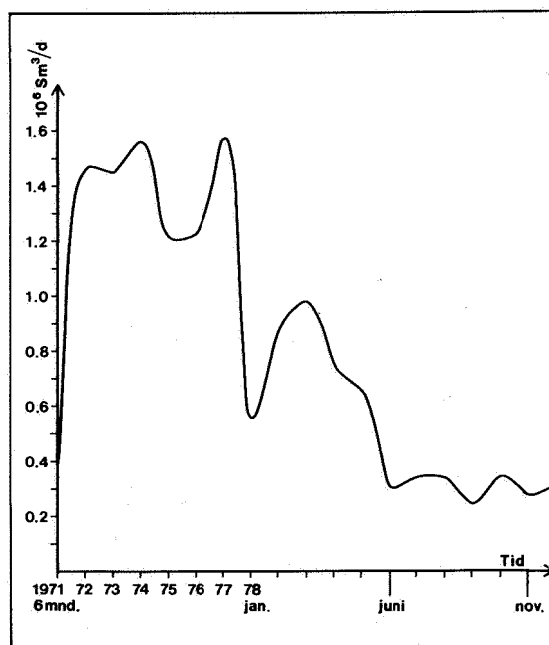
Igangkjøringen av Ekofisk Senter i årsskiftet 1976/77, og utsettelsen av gassleveransen til Emden sommeren 1977, medførte ytterligere brenning av gass. Samtidig oversteg den totale gassproduksjonen kapasiteten til gassinjeksjonsutstyret. Det ble i denne perioden brennt en del gass for å kunne øke oljeproduksjonen.

Etter at leveransen av gass til Emden kom igang, har brenningen av gass blitt redusert. Dette var grunnlaget for å redusere den generelle brenningstillatelse til 0,81 millioner Nm³ gass pr. dag i snitt over 15 dager ved produksjonstillatelsen av 1.4.1978.

FIG. 2F.

Gjennomsnittlig gassmengde brennt på Ekofisk.

Average quantity of gas flared on Ekofisk.



Oljedirektoratet mottar hver dag fra Phillips en rapport som bl.a. inneholder gassvolum brennt. Dersom det er brennt mer enn 0,40 millioner Nm³ gass, skal Phillips oppgi årsaken. Det har vist seg at de viktigste årsaker til brenning av store gassvolum har vært kompressorvansker, særlig på FTP, alarmer med etterfølgende nedstengning, og andre operasjoner som medfører nedstengning av gassrørledninger.

Den totale gassbrenning er gått radikalt nedover. Diagrammene på fig. 2F og fig. 2G viser gjennomsnittsmengde gass brennt i millioner Nm³ pr. dag, og hvor mye dette prosentvis blir av total gassproduksjon. Fra juni til og med november 1978 ligger mengde gass brennt på 1% av vanlig daglig gassproduksjon som er rundt

34 millioner Nm³ gass. Oljedirektoratet vil tilstrebe at denne positive utvikling med hensyn til brenning av gass kan fortsette i tiden fremover.

FIG. 2G.

Prosent brenn gass av total gassproduksjon på Ekofisk.

Percentage flared gas out of total gas production on Ekofisk.

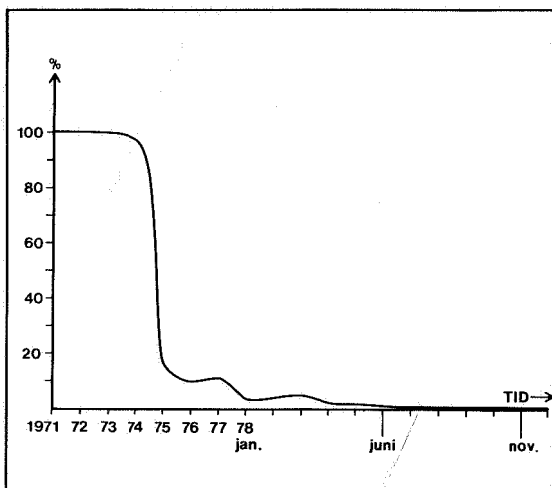
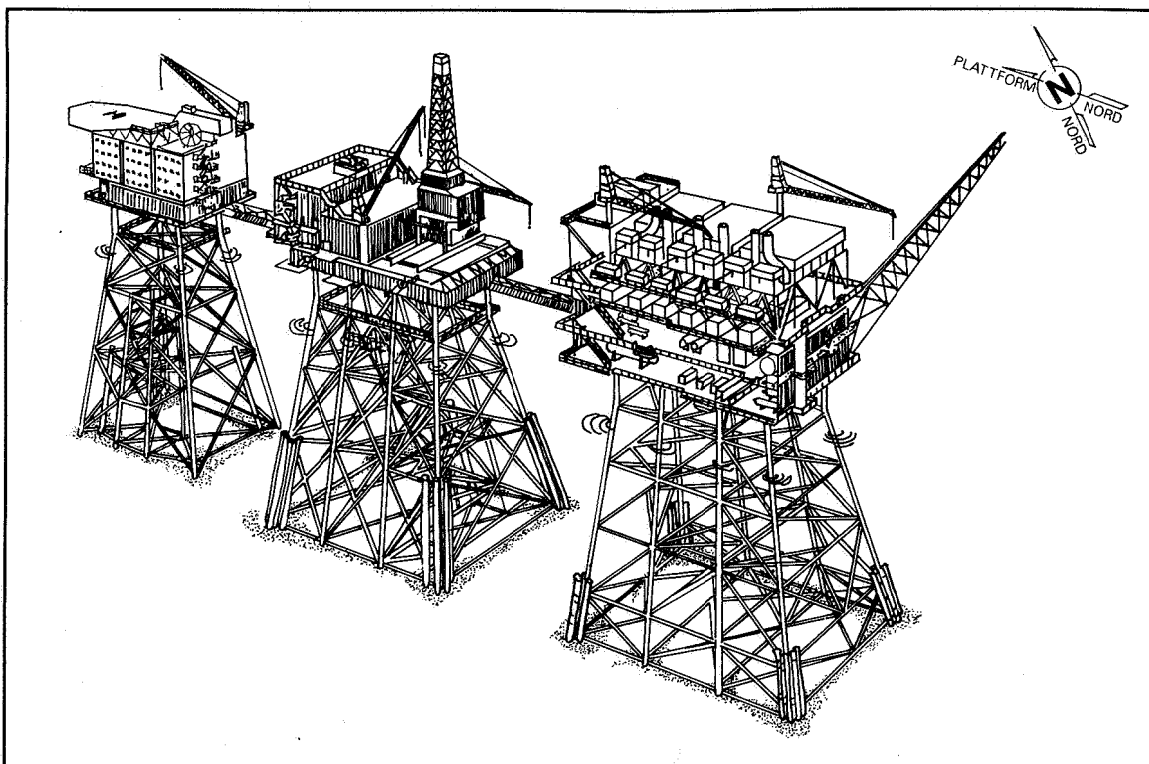


FIG. 2H.

Planlagte installasjoner på Valhall A.

Planned installations on Valhall A.



2.5 VALHALL - HOD

Valhall og Hod er to felt som ligger ca. 35 km sørøst for Ekofisk. Fig. 2D viser geografisk plassering av Valhall og Hod i forhold til de øvrige feltene i Ekofisk-området. Feltene ligger i en strukturell utvikling som dekker den sørlige halvdel av blokk 2/8 og det meste av blokk 2/11. Strukturens vestflanke går inn i blokk 2/7. Strukturen er avlang med største utstrekning i NNV-SSØ-retning. Størrelsen er ca. 10×20 km. Reservoarene finnes bare i deler av strukturen. De geologiske formasjoner som utgjør reservoarene, er dannet i øvre kritt og benevnes henholdsvis Tor-formasjonen og Hod-formasjonen.

Ilandføringstillatelse basert på en trinnvis utbygging av feltene, ble gitt i mai 1977. Godkjenning av konseptet for en plattformløsning for utbygging av første trinn, den sentrale delen av Valhall i blokk 2/8, ble gitt i august 1977. Det foreligger ikke konkrete utbyggingsplaner for de neste trinnene, men behandlingsutstyret for olje og gass fra Valhall A blir dimensjonert med tanke på en senere tilkøpling av Hod og andre deler av Valhall.

1. utbyggingstrinn av Valhall A, vist på fig. 2H, omfatter utbygging av den sentrale delen av Valhall-strukturen i blokk 2/8 med 3 plattformer — en boreplattform, en produksjons/kompresjonsplattform og en boligplattform.

Boreplattformen er planlagt satt sommeren 1980. Byggearbeidet er gitt til Valhall Development Consortium. Stålfotkonstruksjonen til denne plattformen skal bygges ved Aker Verdal, og stålet ble bestilt ved utgangen av 1978. Byggingen av pelene ved samme verft var på det nærmeste ferdig i slutten av 1978. Borekontrakten er gitt til Dolphin Services, mens kontrakt for bygging av boremodulen vil bli sluttet ved utgangen av 1978.

Produksjons/kompresjonsplattformen er planlagt satt våren 1980. Til denne plattformen vil det sannsynligvis bli benyttet en modifisert stålfot som tidligere var ment brukt på SØ-Tor. Anbudsforespørsel for modifikasjon av stålfoten, samt bygging av dekk og moduler, vil bli sendt ut i første kvartal 1979.

Boligplattformen er planlagt satt i tredje kvartal 1979. Modulene til selve boligkvarteret for denne plattformen blir ventelig bygget i Norge, men det er ennå ikke bestemt hvor stålfotkonstruksjonen skal bygges. Kontrakt for bygging av stålfot, dekk og moduler vil bli gitt i første kvartal 1979.

Stabilisert råolje og gass, egnet for transport i rørledning, vil bli transportert separat i to 20'' rørledninger til Ekofisk Senter, hvor det allerede eksisterende transportsystem til Emden og Teeside skal benyttes. Legging av rørledningene er beregnet å ta til fra Ekofisk Senter våren 1979. Kontrakt for installasjon av rørledninger, vil bli gitt i første kvartal 1979. For tilknytningen til Ekofisk Senter, vil det bli bygget en ny stigerørsplattform som skal forbindes med en bro til vestenden av Ekofisk-tanken. Dersom det blir nødvendig å skille ut NGL på Valhall, vil denne bli reinjisert i reservoaret såfremt det ikke er transportkapasitet ledig i Ekofisk-systemet.

Boring av den første brønnen vil ta til i annen halvdel av 1980, og produksjonen ventes å begynne i midten av 1981. Ved utgangen av 1978 var ca. 70% av prosjekteringsarbeidet fullført.

2.6 FRIGGOMRÅDET

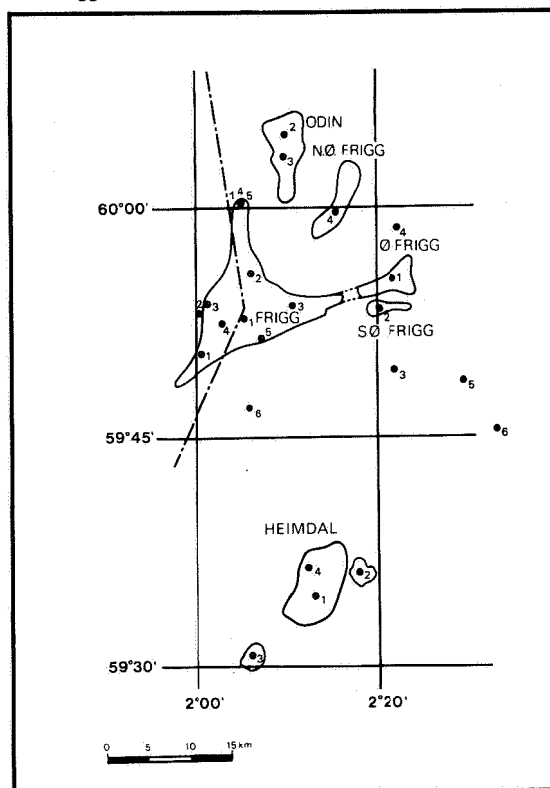
2.6.1 Utnyttelse av forekomstene

Friggområdet omfatter Frigg og satellittfeltene Ø-Frigg, SØ-Frigg, NØ-Frigg og Odin (fig. 2I). Ved utgangen av 1978 er fremdeles situasjonen den at kun hovedfeltet er besluttet utnyttet. Operatør for Friggutbyggingen er selskapet Elf Aquitaine Norge A/S.

Frigg er et gassfelt. Gassen består av ca. 95% metan og har et forholdsvis beskjedent kondensatinnhold. Mellom gassonen og den underliggende vannsonen finnes et tynt oljelag som ikke er produserbart.

Oljedirektoratet har i tidligere årsberetninger beskrevet problematikken omkring strømning

FIG. 2I.
Friggområdet.
The Frigg area.



av gass fra satellittfeltene til hovedfeltet under produksjon av hovedfeltet. For å begrense virkningene av dette på satellittfeltene, vil det være nødvendig forholdsvis raskt å ta en beslutning om separat utbygging av disse. Operatøren Elf Aquitaine Norge A/S i blokkene 25/1 og 25/2 og Esso Exploration and Development Norway Inc, som er operatør i blokk 30/10, har i 1978 arbeidet kontinuerlig med vurdering av forskjellige mulige tekniske løsninger for å utnytte satellittfeltene. Forhandlinger er også i gang mellom Elf og Esso angående transportløsning for gassen i blokk 30/10 og fordeling av gassen i NØ-Frigg. Oljedirektoratet har i 1978 fulgt nøye utviklingen i selskapenes tekniske studier. Det er hittil ikke fattet beslutning om utnyttelse av noen av satellittfeltene. Ved at gass fra satellittfeltene strømmer inn i Friggfeltet, vil de utvinnbare reservene herfra øke. Fra et ressursmessig synspunkt er dette en dårlig utnyttelse av satellittfeltene. En del av gassen blir liggende igjen i vannsonen etter at gass er suget inn i Friggfeltet, og denne vil ikke være gjenvinnbar. Satellittfeltene vil også inneholde store gassmengder når utvinningen fra Frigg er avsluttet.

På grunn av det lave trykket feltene har på dette tidspunkt, vil det neppe kunne oppnås produktivitet fra brønnene som kan forsvare utnyttelse av feltene da. For Norge vil det på grunnlag av foreliggende unitiseringsavtale være en dårlig løsning ikke å bygge ut satellittfeltene i og med at satellittfeltene ikke er unitisert enda. Utbyggingsmessig vil det imidlertid representere en billig og enkel måte å utnytte en del av satellittfeltene på. Merverdien av Frigg-feltet som følge av at gass fra satellittfeltene produseres gjennom dette, vil naturlig måtte settes opp mot kostnadene og merinntektene ved eventuell utbygging av satellittfeltene.

Spørsmålet om når og i hvilken grad gass vil strømme fra satellittfeltene over i hovedfeltet, vil være avhengig av eventuell trykk-kommunikasjon mellom Heimdalformasjonen og Friggformasjonen (jfr. årsberetning for 1977) og også om vann vil kunne strømme fra Heimdalformasjonen gjennom tuffsonen inn i Friggformasjonen. Dette vil også være av betydning for utvinningsgraden i selve Friggfeltet (jfr. årsberetning for 1977). For på et tidlig tidspunkt å få indikasjoner på om trykk og strømningskommunikasjon mellom de to geologiske formasjoner eksisterer, ble det våren 1978 fullført en observasjonsbrønn, B-22, fra boreplattformen DP-2 på norsk side (fig. 2J). Brønnen ble boret gjennom Friggformasjonen og komplettert i Heimdalformasjonen. I brønnen er det montert permanent en følsom trykkmåler med kabel til overflaten. På denne måten kan trykket i Heimdalformasjonen kontinuerlig overvåkes. Trykket i Friggformasjonen kan måles enten på brønnhodene ved overflaten og korrigeres tilbake til reservoaret eller ved å kjøre trykkmåler til bunnen av en av produksjonsbrønnene en gang i blant. Hvordan trykket varierer i de to formasjonene over tid, vil kunne gi indikasjoner på om den mellomliggende tuffsonen er tett eller ikke.

I observasjonsbrønnen vil det også med visse mellomrom bli kjørt borehullslogger som angir hvor gass/olje og olje/vann kontakten i Friggreservoaret befinner seg. Dersom disse kontaktene med tiden flytter seg oppover i reservoaret, er dette en indikasjon på vanninnstrømning fra Heimdalformasjonen.

Først mot slutten av 1979 regner man med at virkningen av produksjonen vil være stor nok til at målingene i observasjonsbrønnen vil gi pålitelige utslag. Det må imidlertid påpekes at målingene kun vil kunne gi indikasjoner, idet det dreier seg om en punktmåling i et stort reservoar. Sikre beviser for det ene eller det andre vil man først få når man i tillegg har vesentlig lengre produksjonshistorie for feltet å holde seg til.

2.6.2 Felles utnyttelse (unitisering)

Hovedfeltet er unitisert mellom Norge og Storbritannia med 60.82% norsk andel og 39.18% britisk andel. Unitiseringsavtalen inkluderer ikke satellittfeltene, men dette vil kunne endres ved et senere tidspunkt. Fordelingen er basert på rapporten fra det amerikanske konsulentfirmaet DeGolyer & MacNaughton som forelå våren 1977. Basert på nye data og produksjonshistorie, vil fordelingen kunne revideres hvert 4. år med tilbakevirkende kraft. En traktat som regulerer utnyttelsen av feltet, er undertegnet av de to lands myndigheter. Traktaten trådte i kraft i 1978.

2.6.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Plattformenes plassering på Friggfeltet fremgår av fig. 2J.

Utbyggingen på britisk side består av:

- CDP 1 — en kombinert bore- og produksjonsplattform
- QP — en plattform for bolig og kontroll-senter
- TP 1 — en prosess- og gassbehandlingsplattform

Utbyggingen på norsk side består av:

- TCP 2 — en gassbehandlings- og kompresjonsplattform
- DP 2 — en kombinert bore- og produksjonsplattform

Oljedirektoratet ga på ettersommeren 1978 produksjonstillatelse til begge plattformene på norsk side. En del kapasitetsprøving av utstyret på TCP 2 vil fortsette utover i 1979. Kompresjonsutstyr planlegges installert på et senere tidspunkt.

De inspeksjons- og vedlikeholdssystemer som er utarbeidet, er gjennomgått av Oljedirektoratet, og er allerede i 1978 kommet godt i gang.

Boligkvarteret på installasjonen DP 2 er belagt med 2 personer pr. rom. Et flotel er i tillegg tilknyttet anlegget på norsk side, belagt med 4 mann pr. rom.

2.6.4 Rørledninger fra Frigg

Fra Friggfeltet til St. Fergus i Skottland er det lagt to parallelle rørledninger, en fra TP1 på britisk side av feltet og en fra TCP2 på norsk side. Rørledningene har en lengde på 365 km og en diameter på 32".

Den britiske rørledningen har vært i drift siden høsten 1977, mens den norske ble åpnet i månedsskiftet august/september 1978. Totalkapasiteten i transportsystemet er ca. 60 millioner Nm³ pr. døgn. Gjennomsnittsraten i 1978 har vært ca. 11.5 millioner Nm³ pr. døgn.

FIG. 2J.
Installasjoner på Frigg.
Installations on Frigg.

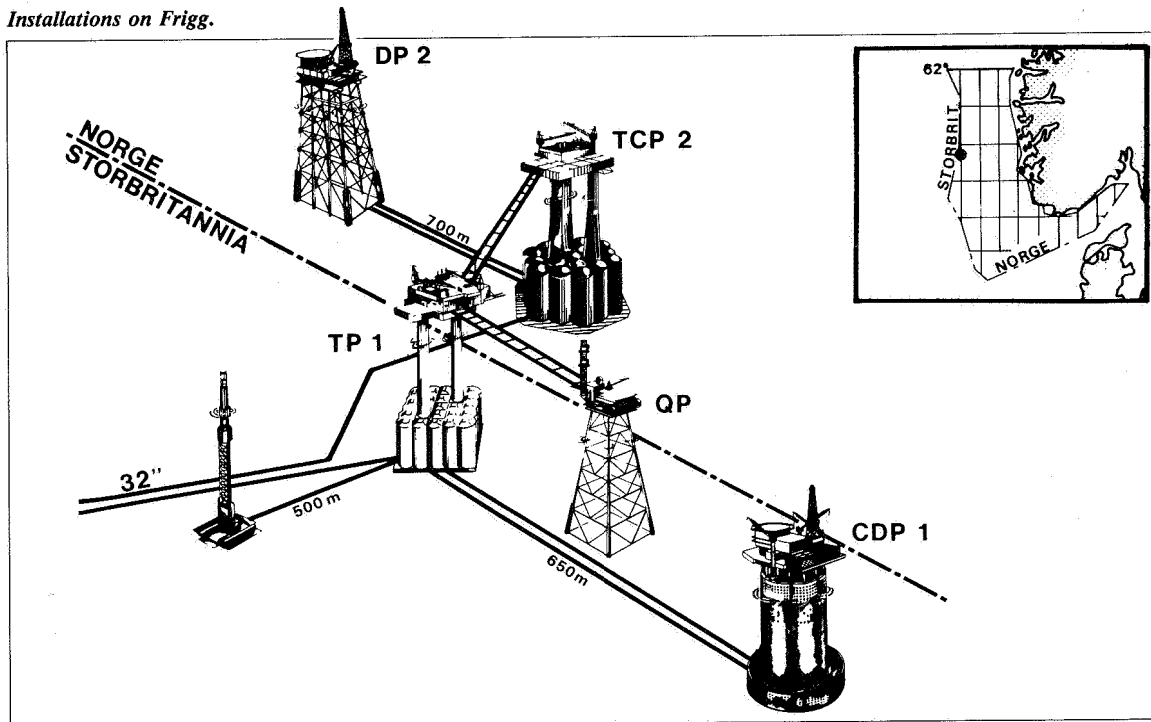
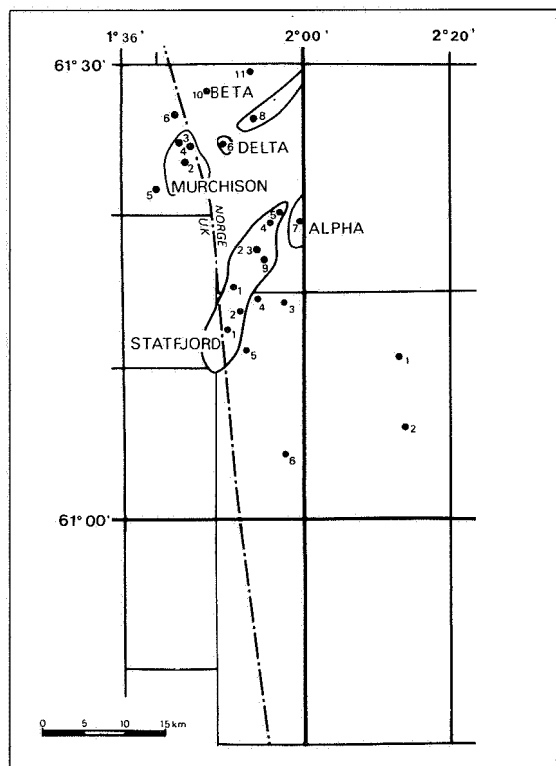


FIG. 2K.
Statfjordområdet.
The Statfjord area.



2.7 STATFJORDOMRÅDET

2.7.1 Utnyttelse av forekomstene

Statfjordområdet omfatter Statfjord, 33/9-Alfa og 33/9-Beta, (fig. 2K). Av disse er hittil kun Statfjord erklært kommersielt og besluttet utbygget. Operatør for utbyggingen er Mobil Exploration Norway Inc. Murchison er et annet felt som både ligger geografisk i samme område og også på samme geologiske trend. Dette behandles imidlertid som eget felt da det bygges ut fra britisk side med annen operatør og egen utviklingsplan.

Prinsippene for utvinning av forekomstene i Statfjordfeltet er tidligere beskrevet i Oljedirektoratets årsberetning for 1977. Det tas sikte på assistert utvinning fra starten av, med vanninjeksjon i Brentreservoaret og gassinjeksjon i det underliggende Statfjordreservoaret. Det er i beretningsperioden ikke fattet beslutninger som endrer på disse planene.

Et vesentlig spørsmål hva angår utnyttelsen som fortsatt er under utredning, er tidspunktet for når det blir nødvendig med salg av gass, og hvilke transportalternativ som da kan være tilgjengelige. Dette vil ventelig måtte avklares i løpet av 1979.

2.7.2 Felles utnyttelse (unitisering)

En mindre del av Statfjord ligger på britisk side av delelinjen mellom Norge og Storbritannia. Dette innebærer at avtaler om felles utnyttelse

må inngås både mellom rettighetshaverne på norsk og britisk side og mellom norske og britiske myndigheter.

De to lands myndigheter forhandler for tiden om utformingen av en traktat som på samme måte som for Frigg, skal danne grunnlag for felles utnyttelse.

Selskapene i de to land forhandler parallelt med dette om en avtale som skal regulere felles utnyttelse av feltet selskapene imellom. Denne avtalen som er gjenstand for myndighetenes godkjenning, forventes ferdig i 1979. Det er nødvendig at denne avtalen er ferdig før produksjonen starter da den midlertidige avtalen datert 17.6.1976 ikke er tilstrekkelig til å dekke produksjonsfasen.

Oljedirektoratet deltar i den norske forhandlingsdelegasjon som forhandler med britiske myndigheter om en traktat. Videre deltar representanter fra Oljedirektoratet som observatører i de forskjellige grupper, komitéer og utvalg som er nedsatt for å løse en rekke praktiske problemer i forbindelse med utbygging og drift av dette feltet.

Både partnerne og myndighetene tar sikte på å oppnå enighet om de nødvendige avtaler før produksjonen fra Statfjord starter. Inntil videre gjelder den foreløpige avtale av 17.6.1976 som gir 88.89% av reservene på norsk side 11.11% på britisk side.

2.7.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Utbyggingsplanene for Statfjord ble lagt frem i Stortingsmelding nr. 90 (1975-76). Den første plattformen, Statfjord "A", ble påbegynt i 1974 og installert på feltet i mai 1977. Det er en betongplattform av Condeep-typen med ståldekk. I 1978 har det pågått arbeid med utrustning av plattformen. Flere tunge løfteoperasjoner har vært utført med kranskip. Det tyngste løftet, modul M-9 med utstyr for gassinjeksjon, hadde en vekt på 1.680 tonn.

Ved siden av det permanente boligkvarteret på Statfjord "A", er det til plattformen knyttet to floteller. Boligkvarteret på plattformen er belagt med 2 personer pr. rom, mens det på flotellene i hovedsaken er 4 personer pr. rom. Boligstandarder må betegnes som god.

Lastebøyen til Statfjord "A" ble ferdigmontert ved land sommeren 1978. Plattformen ble så tauet til feltet og koblet til det tidligere plasserte fundamentet i august. Lastebøyen skal nyttes for ilandføring av olje ved hjelp av tankskip, er forbundet til Statfjord "A" med en 36" rørledning. Rørledningen ble plassert på feltet i juni 1977.

Statfjord "B" plattformen er i likhet med Statfjord "A" en kombinert bore-, produksjons- og boligplattform. I desember 1977 god-

kjente Oljedirektoratet konseptet til denne plattformen. Hovedpremissene for Oljedirektoratets godkjenning av Statfjord "B" konseptet angikk beskyttelsen av boligkvarteret og hovedbære-konstruksjonen i forbindelse med visse typer ekstreme ulykker så som ukontrollert utblåsning, brann og eksplosjon. I den forbindelse knyttet Oljedirektoratet endel forutsetninger til godkjenning. I løpet av våren og sommeren 1978 har det vært løpende kontakt mellom Mobil og Oljedirektoratet hvor disse forutsetninger har blitt diskutert. På grunnlag av disse diskusjonene, kom man før fabrikkasjon av dekket ble påbegynt fram til enighet om akseptable kriterier for beskyttelse av plattformen. Statfjord "B" plattformen er planlagt med en produksjonskapasitet på 180.000 fat olje pr. døgn, og en planlagt produksjon på 150.000 fat olje pr. døgn. Prosessanlegget vil bestå av fire separasjonstrinn og stabilisert olje vil kunne lagres i 20 av de 24 betongcellene. Total lagerkapasitet vil være 1,9 millioner fat.

Statfjord "B" er en Condeep plattform. Betongkonstruksjonen vil få 4 skaffer som vil bære dekket. Nedre del av konstruksjonen vil ha 24 celler som hver har en diameter på 23 m. Bunnplaten har ytre mål på 135 m × 170 m og dekker et areal på omtrent 18 mål.

Bunnseksjonen er vesentlig endret fra de tidligere bygde plattformer av Condeep-typen. Årsaken til dette er grunnforholdene som nødvendiggjorde en større fundamentflate. Betongkonstruksjonen bygges i Stavanger av Norwegian Contractors. Ståldekket vil bli en fagverkskonstruksjon. Kontrakten for bygging av dekket er gitt til Moss Rosenberg Verft.

Fabrikkasjonen vil imidlertid skje ved forskjellige verft rundt om i landet. Selve sammenbyggingen vil foretas i Stavanger. Utrustning av betongkonstruksjonen samt fabrikkasjon av moduler og utstyr, vil foregå ved en lang rekke byggesteder.

I henhold til de gjeldende tidsplaner skal plattformen taues ut og plasseres på feltet sommeren 1981.

For ilandføring av olje fra Statfjord "B" er det planlagt å bygge en lastebøye tilsvarende den som er knyttet til Statfjord "A". Fabrikkasjon av denne vil bli påbegynt i 1979.

Det arbeides med planer for utbygging av den nordlige del av feltet. En beslutning med hensyn til dette (Statfjord "C"), vil neppe foreligge før årsskiftet 1979/80.

2.7.4 Rørledningsstudie

Høsten 1978 overleverte Statoil/Mobil-gruppen til Olje- og energidepartementet en utredning om mulighetene for legging av en oljerørledning fra Statfjord-feltet til Norge. Denne rapporten

konkluderer med at det er teknisk mulig å legge og reparere en rørledning fra Statfjord-feltet til Norge. I feltutredningsplanen som skal være klar i 1979, vil Statoil/Mobil-gruppen anbefale endelige transportløsninger for Statfjordfeltet.

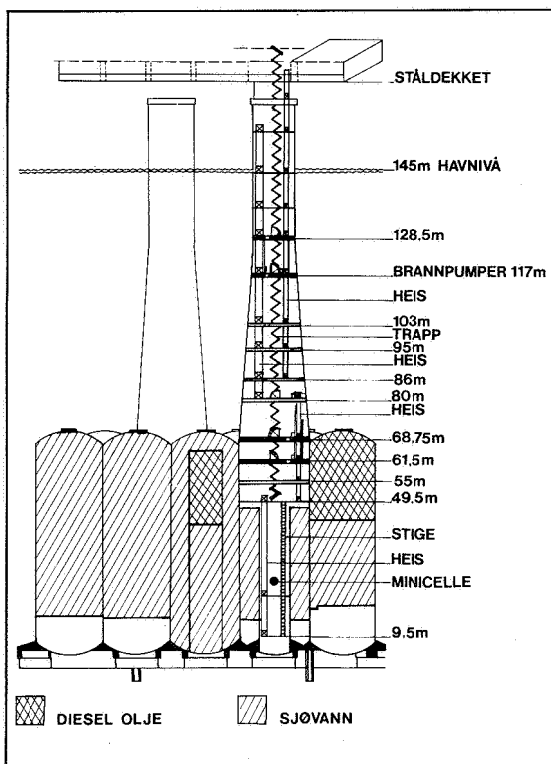
2.7.5 Brannen i utstyrsskaftet på Statfjord "A"
To av de tre skaftene på Statfjord "A" plattformen er brønnskaft og inneholder lederørene (conductor pipes) som brønnene blir boret gjennom. Det tredje skaftet er utstyrsskaft og inneholder pumper, rør og manifold for brannvann, ballastsystem, sjøvannssystem, råolje, lastesystem og kloakksystem. Utstyret er plassert på dekk gjennom hele skaftet og det laveste dekket er 9.5 m over sjøbunnen. Toppen på utstyrsskaftet som bærer ståldekket, ligger 175 m over sjøbunnen.

På 49.5 m dekket er det plassert en samletank for dreneringssystemet. Tanken er åpen i bunnen og montert halvt nedsenket i ringrommet. Ringrommet er betegnelsen på det vannfylte rommet mellom minicellen og skaftet, ref. fig. 2L. Vannflaten i ringrommet er omtrent 2 m under 49.5 m dekket.

FIG. 2L.

Snitt av utstyrsskaftet på Statfjord A.

The utility shaft on Statfjord A, in section.



På grunn av arbeid som skulle utføres, var deler av 49.5 m dekket som besto av rister, fjernet. Et midlertidig trestillas var montert ca. 1 m under dekket for å gjøre arbeidsstedet lettere tilgjengelig.

Arbeidet som skulle gjøres, besto i å modifisere fundamenteringen til spylevannspumpene på 49.5 m dekket. Dette medførte at en del sveiseoperasjoner måtte utføres.

På 55 m dekket var det plassert et midlertidig kontrollrom, bemannet med en kontrollromsoperatør for å følge arbeidsoperasjonen. For å forhindre brann, var det sprøytet et brannslukingskum (Aqueous Film Forming Foam — AFFF) på vannflaten i ringrommet, idet det hadde vært observert en tynn oljehinne på vannflaten. Dette antas å være dieselolje som hadde lekket fra dreneringstanken.

Om kvelden den 25.2.1978 ble det på 95 m dekket observert røyk som kom opp fra skaftet. Brannen ble varslet med en manuell brannalarm fra 128.5 m nivået. Brannmannskap som kom til, ble hindret av røyk. Røykdykkere gikk ned i skaftet, men måtte p.g.a. intens varme, snu før de kom ned der brannen hadde oppstått. Brannslanger og sprinkler-systemene ble slått på, men det tok ca. 1½ time før brannmannskapet kunne fortsette ned i skaftet til 49.5 m dekket hvor brannen hadde oppstått.

Det oppholdt seg 5 personer nede i skaftet og alle omkom under brannen. Brannen er ved utgangen av beretningsperioden fortsatt under politietterforskning.

2.8 MURCHISON

Murchisonfeltet ligger i likhet med Statfjordfeltet delvis på norsk og delvis på britisk side av delelinjen på kontinentalsokkelen. (Fig. 2K). I motsetning til Statfjord ligger størstedelen på britisk side. Operatør for Murchisonutbyggingen er Conoco North Sea Inc. og Statoil/Mobil-gruppen representerer deltakelsen på norsk side.

Ved behandlingen av Stortingsproposisjon nr. 123 (1977-78), ga Stortinget sin tilslutning til at Statoil utøvet sin opsjon om deltakelse i feltet.

Når det gjelder status for traktat og avtale om felles utnyttelse av feltet, er den det samme som for Statfjord jfr. 2.7.2. Forhandlingene kjøres parallelt og Oljedirektoratet deltar på samme måte som i Statfjordgruppen.

Det foreligger ingen foreløpig avtale mellom partene om felles utnyttelse, slik at en endelig avtale må undertegnes før produksjonen starter.

Murchison vil bli utbygd med en fullt integrert plattform i stål. Arbeidet med stålfoten ble hindret av streik ved et britisk verft i ca. 2

måneder i begynnelsen av 1978. Operatøren regner likevel med at prosjektet skal gå etter planen og at produksjon kan startes i 1980.

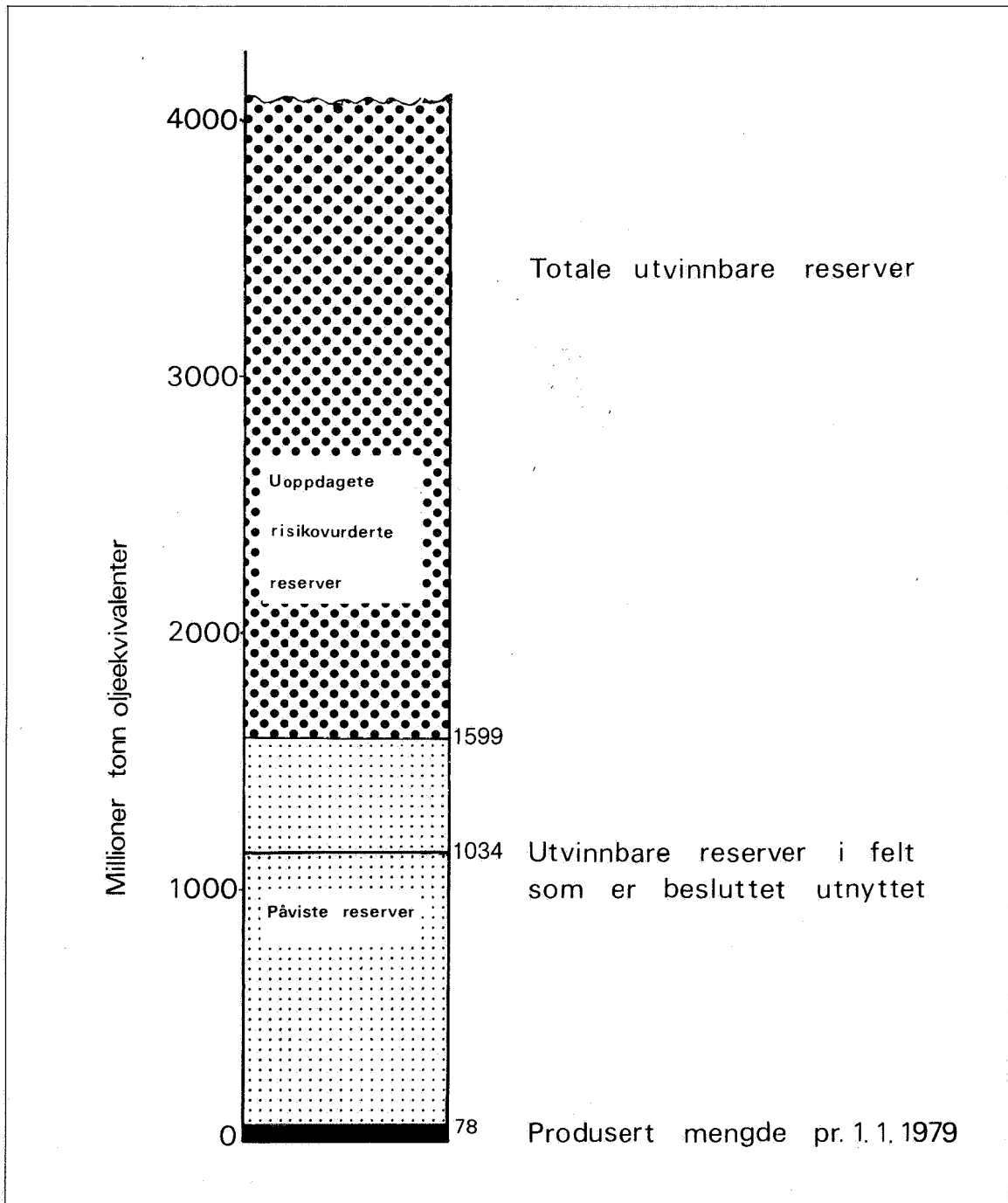
Murchison vil ha en produksjonskapasitet på 17.000 tonn (130.000 fat) pr. døgn i årsgjen-

nomsnitt, dvs. en maksimal årsproduksjon på i overkant av 6 millioner tonn. Oljen vil bli ilandført i rørledning via det britiske Cormorantfeltet til Sullom Voe på Shetland.

FIG. 2M.

Utvinnbare reserver sør for 62° N pr. 1.1.1979.

Recoverable reserves south of 62° N as of 1.1.1979.



2.9. PETROLEUMSRESERVER

2.9.1 Status

Oljedirektoratets anslag for sannsynlige utvinnbare reserver på norsk kontinentalsokkel sør for 62° N, regnet i millioner tonn oljeekvivalenter og avrundet til nærmeste 100 millioner tonn, er pr. 1.1.1979 som følger:

— Påviste utvinnbare reserver:	1600
— Uoppdagede, risikovurderte, utvinnbare reserver:	2000—3000

Det kan registreres en viss økning i påviste utvinnbare reserver sammenlignet med anslaget gitt i forrige årsberetning, 1400 millioner tonn oljeekvivalenter. Dette skyldes i første rekke at reservene i flere nye felt er kommet til. De nye felt er 1/9-Gamma som ble påvist i 1977, 34/10-Delta, 34/10-Alfa og 30/7-6 som alle ble påvist i 1978 og dessuten 15/3-1 og 25/2-4 som begge ble påvist så langt tilbake som i 1975, men som først nå på grunnlag av nye vurderinger, er blitt inkludert i oversikten som felt.

Anslaget for uoppdagede, risikovurderte utvinnbare reserver er gitt ved en øvre og nedre grense, hvor nedre grense er identisk med det tall som er gitt i forrige årsberetning.

Kumulert produksjon fra Ekofisk, V-Ekofisk, Cod, Tor og Frigg utgjør pr. 1. januar 1979 totalt 78 millioner tonn oljeekvivalenter. (Tabell IV). Produksjonen i 1978 alene har vært vel 30 millioner tonn oljeekvivalenter. Fig. 2M viser forholdet mellom produsert mengde, påviste utvinnbare reserver og totale utvinnbare reserver.

2.9.2 Felt som er besluttet utnyttet

Det er pr. 1.1.1979 besluttet å utnytte tilsammen 11 felt som helt eller delvis ligger på norsk område (Tabell IV). Sammenlignet med fjorårets årsberetning er der gjort visse endringer i klassifiseringen av feltene. Valhall er planlagt utbygd i tre faser, men kun første fase, Valhall A, er hittil formelt besluttet gjennomført. Kun den delen av feltet som omfattes av Valhall A utbyggingen, er derfor tatt med i oversikten over felt som hittil er besluttet utnyttet. Den øvrige delen av Valhall er klassifisert under felt som hittil ikke er besluttet utnyttet. Formell beslutning om utnyttelse er heller ikke tatt for Hod, selv om det foreligger godkjent utviklingsplan. Dette feltet er derfor av samme grunn som den delen av Valhall som ikke omfattes av Valhall A utbyggingen, tatt med i oversikten over felt som hittil ikke er besluttet utnyttet. Årsakene til endringene når det gjelder Valhall og Hod er av rapporteringsteknisk art og representerer ikke noe faglig omvurdering av feltene fra Oljedirektoratets side. Øvrige endringer i forhold til tidligere er at Ø-Eldfisk er slått sammen med Eldfisk i oversikten ettersom det vil bli produsert gjennom Eldfisk-anleggene. Ingen nye felt er besluttet utnyttet i 1978.

Nye vurderinger basert på forbedret datagrunnlag, har ført til en del justeringer i reserveanslagene for de enkelte felt. Størst utslag har dette gitt seg for Ekofisk og V-Ekofisk.

For Ekofisk er utvinnbare gassreserver betydelig nedjustert. For V-Ekofisk er utvinnbare oljeresserver kraftig redusert, mens gassreservene er øket noe.

TAB. IV.

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare reserver i felt som er besluttet utnyttet pr. 1.1.1979.

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields declared commercial as of 1.1.1979.

Felt navn	Opprinnelig tilstedeværende reserver		Opprinnelig utvinnbare reserver		Utvunnet Olje (10 ⁶ tonn)	Utvunnet Gass (Netto) (10 ⁹ Nm ³)	Resterende utvinnbare reserver	
	Olje (10 ⁶ tonn)	Gass (10 ⁹ Nm ³)	Olje (10 ⁶ tonn)	Gass (10 ⁹ Nm ³)			Olje (10 ⁶ tonn)	Gass (10 ⁹ Nm ³)
Ekofisk	694	174	139	104	54	10	85	94
V-Ekofisk	61	36	9	25	4	4	5	21
Cod	4	9	1	4	0.05	0.1	1	4
Tor	77	26	25	16	1	0.3	24	16
Eldfisk	450	153	67	49			67	49
Albuskjell	41	45	23	39			23	39
Edda	26	8	6	6			6	6
Valhall A	143	39	32	20			32	20
Frigg*	—	(247)150	—	(185)113		5	—	108
Staffjord**	(674)599	(136)120	(337)300	(54) 48			300	48
Murchison***	(99) 17	(8) 1	(44) 7	(4) 1			7	1
Totalt	2112	761	609	425	59	19	550	406

* Norsk andel 60.82% ** Norsk andel 88.89% *** Norsk andel 17.1%

Utvinnbare gassreserver på Statfjord er nedjustert i forhold til tidligere. Dette skyldes imidlertid at den del av disse som antas vil bli brukt til brensel på utvinningsanleggene, er trukket fra i den foreliggende oversikt, mens dette tidligere ikke har vært gjort.

Bortsett fra de nevnte tilfeller, har de nye vurderinger kun ført til mindre endringer i reserveanlagene.

Tilstedeværende og utvinnbare reserver fra felt som er besluttet utnyttet (Tabell IV) er tilsynelatende betydelig redusert sammenlignet med anslagene gitt i forrige årsberetning. Dette skyldes i første rekke endringene i rapporteringen for Valhall og Hod. Det kan imidlertid i tillegg registreres en reell nedgang i utvinnbare gassreserver som i stor grad skyldes nedjusteringen på Ekofisk. Tabell IV viser reserveanslagene pr. 1.1.1979 for de enkelte felt. Tabellen viser også hvor mye som er utvunnet fra de felt som har startet produksjon og størrelsen på de resterende utvinnbare reserver.

2.9.3 Felt som ikke er besluttet utnyttet

I denne gruppen regnes tre typer felt:

- Felt som ennå er under utforskning for en bedre bestemmelse av størrelsen.
- Økonomisk marginale felt.
- Mindre felt som ikke er økonomisk drivverdige i dag.

Alle disse feltene sammen med sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare reserver er listet i Tabell V.

1/9-Gamma som ble påvist i 1977 ved boring av 1/9-4, er spesifisert i tabellen ettersom Oljedirektoratet har gjort egne reserveberegninger for dette feltet. Når det gjelder de øvrige nye felt, 34/10-Delta, 34/10-Alfa, 30/7-6, 15/3-1 og 25/2-4, har Oljedirektoratet hittil kun utarbeidet grove anslag basert på til dels mangelfulle data. Disse anslagene anses foreløpig å være meget usikre, og også ufullstendige, og man har derfor valgt kun å angi omtrentlig størrelse på reservene fra disse felt samlet under ru-

TAB. V.

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare reserver i felt som ikke er besluttet utnyttet pr. 1.1.1979

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields not declared commercial as of 1.1.1979.

Felt navn	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje (10 ⁶ tonn)	Gass (10 ⁹ Nm ³)	Olje (10 ⁶ tonn)	Gass (10 ⁹ Nm ³)
1/9-Alfa	40	30	4	23
1/9-Gamma	15	17	3	13
Hod	29	10	9	3
Valhall*	67	15	20	8
SØ-Tor	17	5	3	3
Flyndre	< 1	—	< 1	—
Murphy	—	2	—	2
7/12	50	7	18	2
Bream	< 1	—	< 1	—
Brisling	< 1	—	< 1	—
Sleipner	70	140	14	100
Balder	70	—	14	—
Heimdal	—	49	—	40
SØ-Frigg	—	2	—	1
Ø-Frigg	—	8	—	6
NØ-Frigg	—	18	—	14
Odin	—	40	—	30
33/9-Alfa	31	4	15	2
33/9-Beta	65	3	33	2
Nye felt**	200	130	90	90
Totalt	657	480	226	339

* Den delen som ikke omfattes av Valhall A utbyggingen.
 ** 34/10-Delta, 34/10-Alfa, 30/7-6, 15/3-1 og 25/2-4.

brikken Nye Felt. (Jfr. Tabell V). Det fremgår av tabellen, med de reservasjoner som er gjort ovenfor, at disse felt utgjør en ikke ubetydelig del av totalreservene i felt som ikke er besluttet utnyttet.

15/3-1 og 25/2-4 er jurassiske sandsteinsreservoarer. Produksjonstesting er ikke foretatt og datagrunnlaget er foreløpig mangelfullt. Et avgrensingsborehull på 15/3-1 strukturen vil bli boret i 1979. Operatør for blokkene 15/3 og 25/2 er Elf Aquitaine.

1/9-Gamma er et kalksteinsreservoar (undre tertiær/øvre krittaldet) av samme type som ellers i Ekofiskområdet. Statoil er operatør på blokken.

De nye felt som er påvist i 1978, 34/10-Delta, 34/10-Alfa og 30/7-6, er alle jurassiske sandsteinsreservoarer.

Operatør på blokk 34/10 er Statoil, på blokk 30/7 Norsk Hydro.

For Sleipnerkomplekset er reservene betydelig oppjustert i forhold til anslagene gitt i forri-

ge årsberetning. Dette skyldes påvisning av tilleggsreserver i 1978 ved boring av 15/9-2 og 15/5-1.

Det er også ventet at reservene vil øke betydelig for Balder når beregninger som tar hensyn til de positive resultatene fra 25/11-6 og 25/11-7, foreligger.

Når det gjelder de øvrige felt i denne kategorien, er det foretatt ingen eller kun ubetydelige endringer i reserveanslagene i forhold til tidligere.

Konkrete utbyggingsalternativer har vært vurdert av de respektive operatørselskaper i 1978 når det gjelder feltene 7/12, Ø-Frigg, NØ-Frigg og Odin. Ved årsskiftet 1978/79 er det imidlertid enda ikke fattet beslutninger om utnyttelse av noen av de aktuelle feltene.

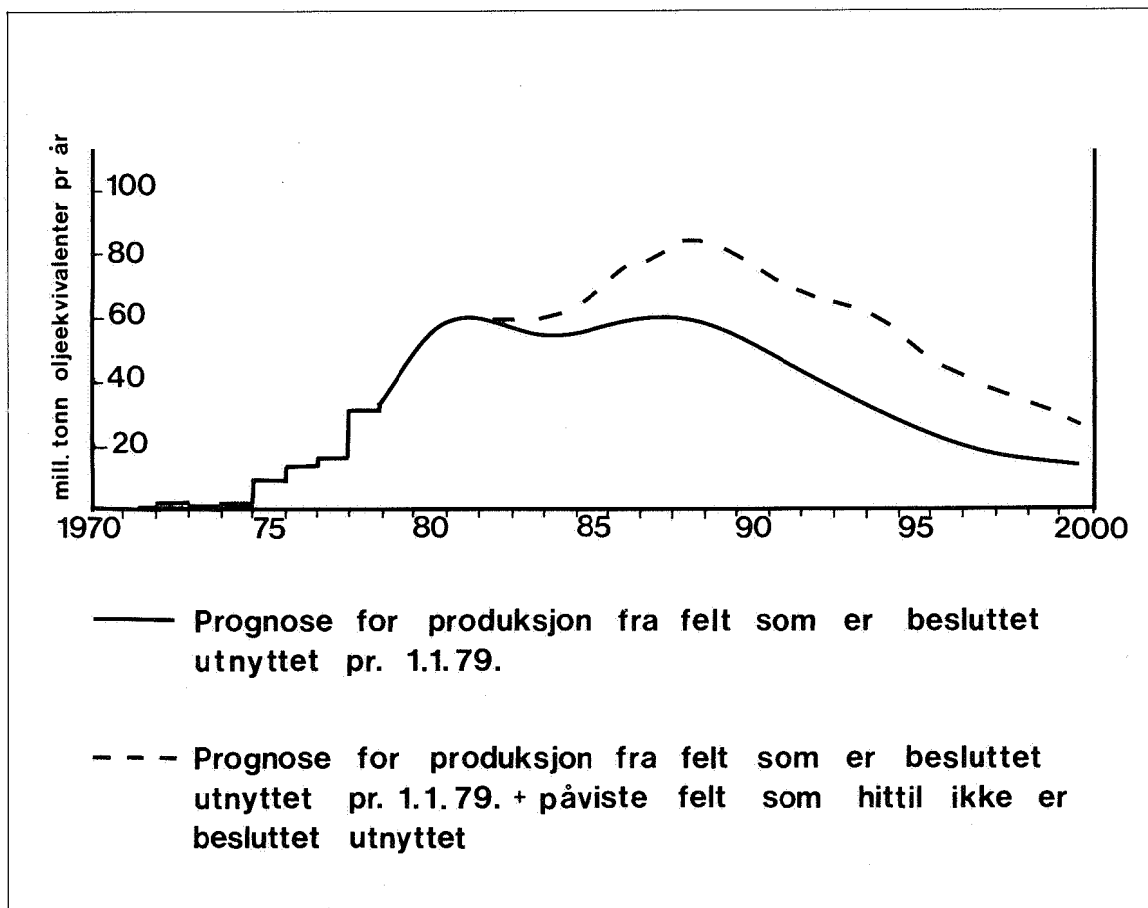
2.10 PRODUKSJONSPROGNOSER

Prognoser for produksjon av petroleum ble viet stor oppmerksomhet i Oljedirektoratets årsberetning for 1977. Her ble for det første prognos-

FIG. 2N.

Prognose for produksjon av petroleum.

Prognosis for production of petroleum.



ser behandlet generelt, og videre ble det vist i hvilken grad prognosene har vist seg å stemme med faktisk produksjon.

Det stilles stadig større krav til nøyaktigheten i produksjonsprognosene. Utviklingen har da også vist at prognosene har endret karakter de siste årene. Mens prognosene for noen år siden overestimerte produksjonen med 50-100%, er tallet for 1978 redusert til ca. 5%. Dette har flere årsaker. Utbyggingen av Oljedirektoratet har gjort det mulig å foreta en grundigere analyse av de forutsetningene som rettighetshavernes prognoser bygger på. Dessuten har man etter hvert fått bedre erfaring med hvilke problem og usikkerheter som knytter seg til olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen. Men den viktigste årsaken er trolig at flere felt nå er satt i produksjon. Frigg, Cod og V-Ekofisk kom i produksjon de siste månedene av 1977, mens Tor-feltet begynte å levere olje og gass våren 1978. Dermed er usikkerheten som ligger i tidspunkt for produksjonsstart fjernet, og akkurat dette momentet har det vært vanskelig å anslå med ønsket grad av nøyaktighet. Med flere felt i produksjon er heller ikke totalproduksjonen fullt så følsom for uforutsette hendinger på et enkelt felt.

Selv om prognosene har vist seg å bli stadig bedre, er det grunn til å understreke at de fortsatt er beheftet med betydelig usikkerhet, særlig hva produksjon ut over de nærmeste 3-5 år angår. På noe lengre sikt vil nemlig produksjonsoppførselen til enkelte reservoar kunne vise seg å bli vesentlig forskjellig fra det man i dag antar. De største usikkerhetskildene vil være utvinningsgrad og tidspunkt for når produktiviteten til reservoaret begynner å avta.

Oljedirektoratets prognoser for produksjon av petroleum frem til år 2000 er vist i fig. 2N. Prognosen for felt som er besluttet utnyttet viser en noe lavere produksjon frem til 1990 enn tilsvarende prognose i fjorårets årsberetning. For perioden 1990-2000 er prognosen en del høyere enn de prognosene som ble presentert forrige gang. Dette skyldes forsinkelser på endel felt og at profilen for enkelte felt i produksjon er forandret.

Rundt en tredjedel av de utvinnbare reservene som er påvist på kontinentalsokkelen finnes i felt som er under vurdering. Noen av disse feltene vil sannsynligvis bli utnyttet, og fig 2P gir også et anslag for den tilleggsproduksjonen som kan ventes fra slike felt. Denne produksjonen vil tidligst kunne gi et betydelig bidrag til totalproduksjonen fra 1985 av, slik at totalproduksjonen kommer opp i over 80 millioner tonn oljeekvivalenter i siste halvdel av 1980-årene. Dette er det samme som fjorårets prognose viste.

Selv om nye reserver er påvist i 1978, er de utvinnbare reservene for lave til å kunne opprettholde en stabil produksjon på ca. 90 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år. Påviste, utvinnbare reserver utgjør ved utgangen av 1978 ca. 1600 millioner tonn oljeekvivalenter, hvorav ca. 1100 er fra felt som er besluttet utnyttet. Det siste tallet må økes til ca. 1500 millioner tonn dersom det skal være mulig å nå opp til et produksjonsnivå på ca. 90 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år. Etter at 1500 millioner tonn er nådd, må det påvises minst 90 millioner tonn utvinnbare reserver pr. år i utnyttbare felt dersom et stabilt produksjonsnivå skal kunne opprettholdes. De reservene som til nå er besluttet utnyttet, vil kunne bidra til et stabilt utvinnings-tempo på ca. 60 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år forutsatt at nye reserver blir påvist i samme takt som de siste 3-4 årene.

Ved assistert utvinning (f.eks. injeksjon av gass eller vann), kan ytterligere mengder gjøres utvinnbare. Dette gjelder særlig Ekofiskområdet hvor det hittil bare er injisert mindre mengder gass i selve Ekofiskfeltet. Feltene i Statfjordområdet er av en annen type og planlegges utnyttet med gass- og vanninjeksjon allerede fra produksjonsstart. Gassinjeksjon i Ekofiskfeltet har hittil trolig økt utvinnbare oljemengder med 10 millioner tonn, mens assistert utvinning i Statfjord- og Murchisonfeltene ventelig fører til at oljeutvinningsgraden øker fra ca. 28% til rundt 50%. Utført og planlagt assistert utvinning står dermed for mer enn 140 millioner tonn av totale utvinnbare reserver på norsk kontinentalsokkel.

2.11 GENERELLE UTREDNINGER

To saker har vært viet spesiell oppmerksomhet fra Oljedirektoratets side i 1978. Dette gjelder problematikken omkring marginale felt og vurderinger i tilknytning til tildeling av blokker i 4. konsesjonsrunde.

Med marginale felt forstås felt som under eksisterende forutsetninger med hensyn til forventet produksjonsverdi, utbyggingskostnader, skatter og avgifter, ikke forsvarer en utbygging etter rimelige økonomiske kriterier, men hvor mulige endringer i forutsetningene kan gi store nok utslag til å forsvare utbygging. Oljedirektoratet har i 1978 foretatt en gjennomgåelse og kartlegging av samtlige marginale felt på norsk sokkel. Det har i denne forbindelse vært avholdt en rekke møter med operatørselskapene hvor mulige alternativer for utbygging av forskjellige marginale felt og premisene for disse alternativer har vært diskutert. Resultatene av Oljedirektoratets arbeid er rapportert til Olje- og energidepartementet og inngår som del av grunnlagsmaterialet for et interdepartementalt

utvalg som er nedsatt for å vurdere hvilke virkemidler myndighetene har til rådighet som kan gjøre marginale felt mer attraktive som utbyggingssjekter. Bl.a. er det ventet at utvalget vil ta stilling til om det vil være ønskelig med en mer fleksibel skatte- og avgiftspolitikkk for utvinning av petroleum.

Ved siden av at Oljedirektoratet som fagorgan for Olje- og energidepartementet deltar aktivt ved vurdering av søknader om utlyste blokker på norsk kontinentalsokkel, har direktoratet i tilknytning til 4. konsesjonsrunde også utarbeidet konsekvensanalyser for hvor stor produksjonen vil bli i årene som kommer med ulike alternativer for blokktildeing. Selv om slike analyser nødvendigvis må bygge på en del usikre forutsetninger, gir de nyttig informasjon for myndighetenes disposisjoner. Det er naturlig at konsekvensanalyser og perspektivanalyser av forskjellig art vil spille en stadig større rolle i langtidsplanleggingen etter hvert som kjennskapet til sokkelen øker.

2.12 TILBAKELEVERING AV KONSESJONSBELAGTE OMRÅDER

Det har i løpet av 1978 funnet sted obligatorisk tilbakelevering av konsesjonsområder i 12 utvinningstillatelser. Det var annen gang tilbakelevering i følgende utvinningstillatelser, tildelt i 1969:

Utvin- Felt/ nings- blokk tilla- telse		Operatør
23	3/7	Elf Norge A/S
24	25/1	Elf Norge A/S
25	15/3	Elf Norge A/S
26	25/2	Elf Norge A/S
27	25/8	Esso Expl. & Prod. Norway Inc.
28	25/10	Esso Expl. & Prod. Norway Inc.
29	15/6	Esso Expl. & Prod. Norway Inc.
30	30/10	Esso Expl. & Prod. Norway Inc.
31	2/10	Phillips Petr. Co Norway
32	2/9	Amoco Norway Oil Company
33	2/11	Amoco Norway Oil Company
35	30/11	A/S Norske Shell Expl. & Prod.

Det ble i 1978 gitt dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene for utvinningstillatelse 32 da Amoco/Noco-gruppen etter søknad ville levere tilbake to adskilte områder som begge er mindre enn 100 km², men som til sammen er større enn 100 km².

I løpet av 1978 har det også vært en del frivillig tilbakelevering. I alt 1 082,298 km² av de konsesjonsområdene som ble tildelt i 1965 ble tilbakelevert. 6 317,168 km² av de 42 106,041

TAB. VI

Konsesjonsbelagte areal pr. 1.1.1979

Licensed areas as of 1.1.1979

Konsesjoner tildelt	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal pr. 1.1.1979	Konsesjonsbelagt areal	Konsesjonsbelagt areal i prosent av opprinnelig	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	35 788,873	6 317,168	15,00	27
1969	5 878,647	3 004,037	2 874,610	48,90	13
1971	523,937	130,726	393,211	75,05	1
1973	586,834	—	586,834	100,00	2
1975	2 329,206	—	2 329,206	100,00	8
1976	2 066,872	—	2 066,872	100,00	7
1977	1 075,727	—	1 075,727	100,00	5
1978	500,509	—	500,509	100,00	1
Totalt	55 067,773	38 923,636	16 144,137	29,32	64

TAB. VII
Utvinningsstillatelser pr. 1.1.1979
Production licenses as of 1.1.1979

Meddelt med virkning fra	Utvinnings- tillatelse nr.	Totalt areal km ²	Antall blokker
1.9.. 1965	001-021	39 842,476	74
7.12. 1965	022	2 263,565	4
23.5. 1969	023-031	4 107,833	9
30.5. 1969	032-033	746,255	2
14.11. 1969	034-035	1 024,529	2
11.6. 1971	036	523,937	1
10.8. 1973	037	586,834	2
1.4. 1975	038-042	2 329,206	8
6.8. 1976	043	604,559	2
27.8. 1976	044	193,077	1
3.12. 1976	045-046	1 270,682	4
7.1. 1977	047	266,979	2
18.2. 1977	048	321,500	2
23.12. 1977	049	485,802	1
16.6. 1978	050	500,509	1
		55 067,773	115

km² som ble tildelt i 1965 er nå konsesjonsbe-
lagt.

Det er i 1978 blitt tilbakelevert ytterligere 5 blokker i sin helhet av de blokkene som ble tildelt i 1965. Dette gjelder blokkene 7/6, 8/4, 9/4, 16/3 og 16/5. 51 av blokkene som ble tildelt i 1965 er nå tilbakelevert i sin helhet. Det gjelder blokkene 2/2, 3/1, 3/2, 3/3, 6/3, 7/1, 7/2, 7/4, 7/6, 7/8, 7/9, 8/1, 8/2, 8/3, 8/4, 8/5, 8/6, 8/7, 8/9, 8/12, 9/4, 9/7, 9/8, 9/9, 9/10, 9/11, 9/12, 10/5, 10/7, 10/8, 10/9, 10/10, 10/11, 10/12, 11/7, 11/8, 11/9, 11/10, 16/2, 16/3, 16/5, 16/7, 16/9, 16/12, 17/4, 17/8, 17/9, 17/10, 17/11, 18/7 og 18/11.

Tilsammen er det pr. 1.1.1979 konsesjonsbe-
lagte arealer som spesifisert i tab. VI, fordelt på
utvinningstillatelser som spesifisert i tab VII.

2.13 TILDELING AV NYE KONSESJONER

I 4. konsesjonsrunde ble følgende blokker utlyst
med søknadsfrist 1.6.1978, kl. 12.00:

34/2, 34/4, 34/10, 34/11, 35/8, 29/3, 30/1,
30/2, 30/3, 30/6, 31/2, 31/4, 31/7, 24/6, 25/5
og 1/2.

Tilsammen 46 selskaper meldte seg som sø-
kere til en eller flere blokker, alene eller i en
gruppe av selskaper. Tildeling av de første 8
blokkene utenom 34/10 ventes å skje i begyn-
nelsen av 1979.

Utvinningsstillatelse 050

Ved kgl. res. av 16.6.1978, ble utvinningstillatelse 050 som omfatter blokk 34/10, meddelt følgende selskap:

— Den norske stats oljeselskap a.s	85%
— Norsk Hydro Produksjon a.s	9%
— Saga Petroleum a.s.	6%

Rettighetshaverne har påtatt seg et arbeids-
program som skal være gjennomført innen 1.
juli 1984. I henhold til dette er selskapene for-
pliktet til å bore 9 undersøkelsesbrønner, men
med mulighet for å søke om dispensasjon der-
som de 5 første brønnene ikke gir grunnlag for
videre undersøkelser. For de første 16
undersøkelses- og/eller avgrensningshull som
bores i konsesjonsområdet, skal partene bære
de totale leteutgifter som følger:

— Den norske stats oljeselskap a.s	77,5%
— Norsk Hydro Produksjon a.s	13,5%
— Saga Petroleum a.s	9,0%

Som operatør for interessentskapet har Stat-
oil inngått teknisk assistanseavtale med Esso.

2.14 ANDELSEVERDRAGELSER

I løpet av 1978 er følgende andelsoverdragelser
blitt godkjent i henhold til § 48 i kgl. res. av
8.12.1972.

Tillatelse 020

Norske Conoco A/S har med effekt fra 31.8.1978, trukket seg ut og overlatt sin andel til BP Petroleum Development of Norway A/S. Fordelingen på blokk 16/8 er etter dette:

— BP Petroleum Development of Norway A/S	82,5%
— K/S Pelican & Co. A/S	5,0%
— Den norske stats oljeselskap a.s	12,5%

Tillatelse 022

En overdragelse som ble påbegynt i 1977 er blitt sluttført i 1978. Etter påbegynt boring 9.6.1978 av undersøkelsesbrønn 3/5-2, har Norske Gulf Production Co. A/S økt sin andel med 16,67%. Tillatelsen omfatter blokkene 3/5 og 2/3. Gruppens sammensetning er nå:

— Norske Gulf Production Company A/S	42,070%
— Den norske stats oljeselskap a.s	11,000%
— Norsk Murphy Oil Company	5,390%
— Wintershall Norge A/S	23,745%
— Amax Petroleum Norge A/S	9,060%
— Norske Ocean Exploration Co.	5,390%
— K/S A/S Polaris Oil Consortium	3,345%

Tillatelse 032

Denne tillatelsen som omfatter blokk 2/9, innehas av Amoco/Noco-gruppen. I forbindelse med avtale mellom Norwegian Oil Consortium A/S & Co. (Noco) og det statlige svenske selskapet, Svenska Petroleum A.B om finansiering av Noco's andel av utbyggingen av Tor-feltet og første del av Valhall-utbyggingen, har Svenska Petroleum overtatt 10% av Noco's 25% andel i konsesjonen. Gruppens sammensetning er nå som følger:

— Amoco Norway Oil Company	25%
— Amerada Petroleum Corporation of Norway	25%
— Texas Eastern Norwegian Inc.	25%
— Norwegian Oil Consortium A/S & Co.	15%
— Svenska Petroleum A.B.	10%

Statoil har en net-profit — avtale for denne konsesjonen.

Tillatelse 036

Denne tillatelsen som omfatter blokk 25/4, innehas av Pan Ocean/Petronord-gruppen. For den delen av konsesjonen som omfatter selve Heimdal-feltet, har Statoil utøvd sin opsjonsrett. K/S Femogtyvefire Norsk A/S har nå redusert sin andel og fordelingen er som følger:

	Heimdal	Resten av blokken
— Den norske stats oljeselskap a.s	40,000%	—
— Pan Ocean A/S	26,485%	50,448%
— K/S Femogtyvefire Norsk A/S	3,640%	6,933%
— Bow Valley Exploration Norge A/S	8,000%	15,238%
— Sunningdale Oil Norge A/S	3,875%	7,381%
— Norsk Hydro Produksjon a.s.	6,228%	6,920%
— Elf Aquitaine Norge A/S	7,848%	8,720%
— Total Marine Norsk A/S	3,924%	4,360%

K/S Femogtyvefire Norsk A/S's andeler innehas nå av Saga Petroleum a.s. & co. med 41/43 og A/S Uglands Rederi med 2/43.

3. Virksomheten nord for 62° N

3.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

3.1.1 Undersøkelser i Oljedirektoratets regi

De statlige geofysiske undersøkelser som gjennomføres i Oljedirektoratets regi nord for 62° N, ble i omfang kraftig redusert i 1978 sammenlignet med tidligere år. Det normale aktivitetsnivå de siste år har vært 10-12000 km seismikk, med samtidig innsamling av gravimetrisk og magnetometriske data. Ved vurdering av anbudene for 1978-undersøkelsene, ble det klart at generelle kostnadsøkninger ved datainnsamlingen og dataprosesseringen nødvendiggjorde en reduksjon i antall km sammenlignet med tidligere år for å ligge innenfor de oppsatte budsjett-rammer. I første omgang ble programmet redusert til 8000 km. Ved at et av de utpekte entreprenørselskaper trakk sitt tilbud tilbake, måtte hele opplegget i neste omgang revurderes, og man endte opp med et program på 5300 km. Kontrakten for dette oppdraget gikk i sin helhet til det norske selskapet Geco A/S, som imidlertid ikke hadde båt disponibel for å starte datainnsamlingen før i august måned.

Undersøkelsen fikk en bra start takket være en del godvær i september, men etter hvert satte høststormene inn for alvor og gjorde det periodvis umulig å utføre arbeid.

Datainnsamlingen ble avsluttet i midten av november, og på dette tidspunkt var kun 2600 km av det planlagte program gjennomført.

I likhet med de siste år, ble hovedtyngden av de geofysiske undersøkelserne lagt til Barentshavet. En mindre del av undersøkelserne ble lagt til Vestfjorden og Helgelandskysten.

Dypseismiske og gravimetrisk data ble registrert parallelt. Magnetometriske målinger ble denne gang ikke gjennomført, da områdene tidligere er bra dekket med slike.

I tillegg til de dypseismiske/gravimetrisk undersøkelserne beskrevet ovenfor, avsluttet Oljedirektoratet de påbegynte grunnseismiske undersøkelserne fra 1977. Områdene Troms I og II, Haltenbanken og Trænabanken ble undersøkt. De grunnseismiske undersøkelserne i 1978 utgjør tilsammen 1350 km.

Undersøkelsene i 1978 fordeler seg på de ulike områder som følger:

Helgeland I dypseismikk, gravimetri	580 km
Vestfjorden dypseismikk, gravimetri	400 km
Barentshavet dypseismikk, gravimetri	1620 km
Troms I og II, grunnseismikk	360 km
Haltenbanken, Trænabanken, grunnseismikk	990 km
Totalt	3950 km

FIG. 3A.

Seismikk nord for 62° N.

Seismic surveys north of 62° N.

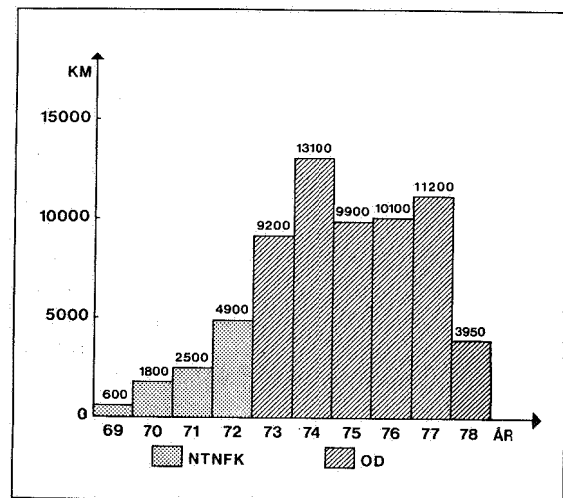


Fig. 3A viser årets undersøkelser sammenholdt med tidligere års undersøkelser.

I årene 1969-78 er det i statlig regi skutt totalt ca. 67000 km refleksjonsseismikk nord for 62° N.

3.1.2 Undersøkelser i selskapenes regi

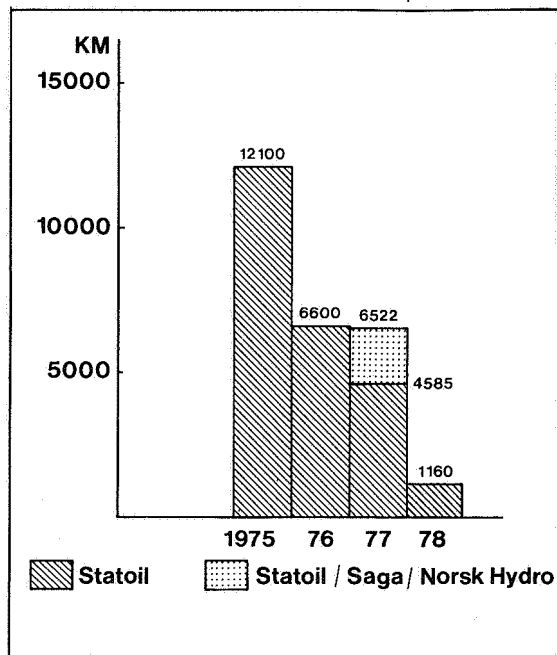
Statoil har utført detaljseismiske undersøkelser innenfor de områder som er åpnet for videre petroleumaktivitet nord for 62° N siden 1975.

I 1978 ble det innsamlet 1160 km seismiske data i Statoils regi i tilknytning til de 6 blokkene som er pekt ut for prøveboring på Haltenbanken. Fig. 3B viser det totale omfanget av selskapenes undersøkelser nord for 62° N pr. 31.12.1978.

FIG. 3B.

Selskapenes geofysiske undersøkelser i de åpne områdene nord for 62° N.

Seismic surveys by the companies in opened areas north of 62° N.



I Troms er selskapenes virksomhet siden 1977 koordinert gjennom organet Operatørkomité Nord (OKN) hvor Statoil, Norsk Hydro og Saga foreløpig er medlemmer. OKN har tre underkomitéer: Komité for geologi/geofysikk, Beredskapskomité og Operasjonskomité. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har anledning til å møte som observatør på møtene i OKN og underkomitéene.

OKN hadde i 1978 planlagt å utføre en seismisk undersøkelse i vestlige delen av Troms I, men dette ble utsatt til våren 1979 pga. forsinkelser hos selskapet som skulle utføre oppdraget. De utenlandske selskapene som har kjøpt data i området er av OKN invitert til å delta i denne undersøkelsen. Det er ventet at OKN etter hvert vil få utvidet sitt ansvarsområde til også å omfatte de åpne områdene utenfor Midt-Norge.

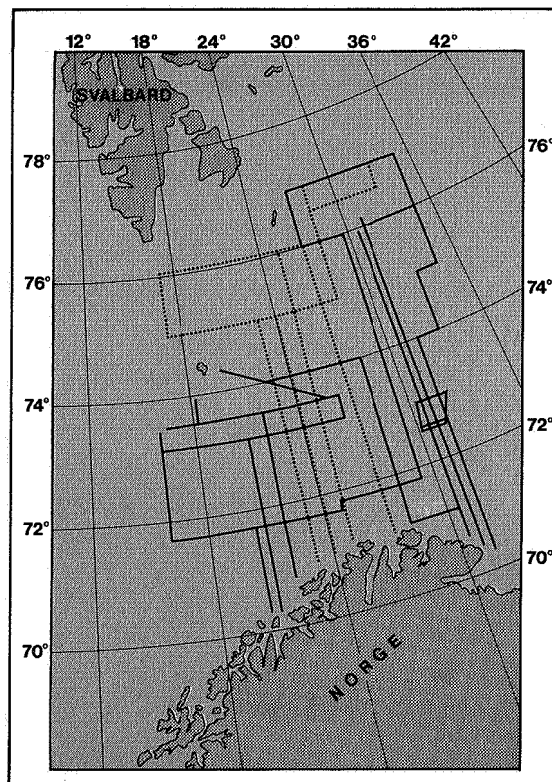
3.2 GEOLOGISKE OG GEOKJEMISKE UNDERSØKELSER 1978

Oljedirektoratets regionale kartlegging av Barentshavet ble i 1976 og 1977 supplert med prøvetaking av havbunn. I juli og august 1978 ble det, som en direkte fortsettelse av tidligere arbeid, gjennomført et 5 ukers tokt med M/S Polarsirkel. Formålet var å ta havbunnsprøver til geologiske og geokjemiske analyser (Fig. 3C). Totalt ble det samlet inn 500 prøver fra Ba-

FIG. 3C.

Geologiske og geokjemiske undersøkelser.

Geological and geochemical surveys.



rentshavet i 1978. Prøvetakingen ble utført med gravitasjonslodd og skrape. Lorac Service Corp i Aberdeen var ansvarlig for navigasjon, mens Oljedirektoratet sto for den tekniske del av prøvetakingen. Deltakere fra Norsk Polarinstutt og Havforskningsinstituttet i Bergen som ombord for å samle inn prøver til spesielle prosjekter.

Målet for prøvetakingen er å sammenstille data for analysene med de geofysiske undersøkelsene i området ved at bergarter/geologiske lag som enkelte steder er eksponert i havbunnen andre steder befinner seg på dyp som gjør dem interessante i petroleumssammenheng. Den geologiske dateringen av bergartsprøvene fra havbunnen gir således informasjon om alderen på de seismiske lagene som er klarlagt under tolkningen av de refleksjonsseismiske linjene. Analysene har også til hensikt å gi informasjon om bergartenes egenskaper som kilde og reser-voar for petroleum. De geokjemiske analysene skal kartlegge hydrokarboninnholdet i leiren. Variasjoner kan gi indikasjoner på hvilke geologiske lag og geografiske områder som er interessante med tanke på potensielle reservoarer.

De geokjemiske analyseresultatene fra leirprøvene forelå i november 1978. De geologiske

analysene vil foreligge før sommeren 1979. Oljedirektoratet planlegger ytterligere feltarbeid i Barentshavet.

3.3 STATUS I DE ENKELTE OMRÅDER

3.3.1 Barentshavet

Oljedirektoratets geofysiske kartlegging i Barentshavet startet i 1973. Hele Barentshavet er siden dekket med rekognoserende linjer som viser at det er grunnlag for i første omgang å dekke hele Barentshavet med et undersøkelsesnett i størrelsesorden 15×15 km. Fig. 3D viser det regionale geofysiske undersøkelsesnett som er utført i Oljedirektoratets regi i årene 1973—1978.

Et geofysisk undersøkelsesnett på ca. 15×15 km gir et godt innblikk i de geologiske hovedtrekk (jfr. årsberetning for 1977), men er for grovt til å definere de enkelte borbare strukturer. Til dette kreves et nett i størrelsesorden 5×5 km. En av hovedhensiktene med undersøkelsene i 1978, var å utfylle det tidligere utførte grove undersøkelsesnett slik at avstanden mellom linjene blir halvert. Som tidligere beskrevet, ble de geofysiske undersøkelsene satt sent i gang i 1978 slik at bare en del av det plan-

lagte programmet ble gjennomført. Totalt ble det utført 1620 km (Fig. 3E).

3.3.2 Helgeland

Refleksjonsseismiske undersøkelser er blitt utført på sokkelen utenfor Helgeland siden 1969. Området er nå dekket av et seismisk nett som varierer i tetthet fra 6×6 km til 18×18 km. Ved utgangen av 1977 var det totalt innsamlet 18 610 km refleksjonsseismikk i statlig regi på denne delen av sokkelen. Datakvaliteten er svært varierende. Den er stort sett god opp til 66° N, men varierer lenger nord fra middels god i områder nær kysten til svært dårlig lenger vest. Reprosessering av utvalgte linjer er forsøkt i flere omganger med til dels store forbedringer. I den vestlige del av området er datakvaliteten imidlertid stadig utilfredsstillende. I håp om å forbedre datakvaliteten, ble det i 1978 innsamlet 582 km seismikk (fig. 3F) med den lange seismiske energikilde (se kap. 8.4, årsmelding 1977). Denne energikilden har tidligere medført store forbedringer av datakvaliteten i andre problematiske områder. Innsamlingen av disse dataene ble foretatt av Geco A/S som også forestår prosesseringen. De første resultatene

FIG. 3D.

Regionalt seismisk undersøkelsesnett i Barentshavet utført i 1973-78.

Regional seismic grid in the Barents Sea conducted in 1973-78.

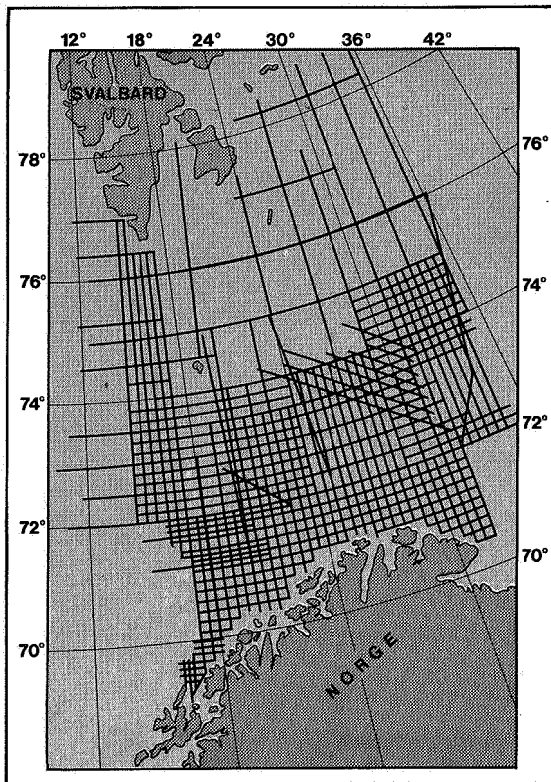


FIG. 3E.

Seismisk undersøkelse i Barentshavet i 1978.

Seismic survey in the Barents Sea in 1978.

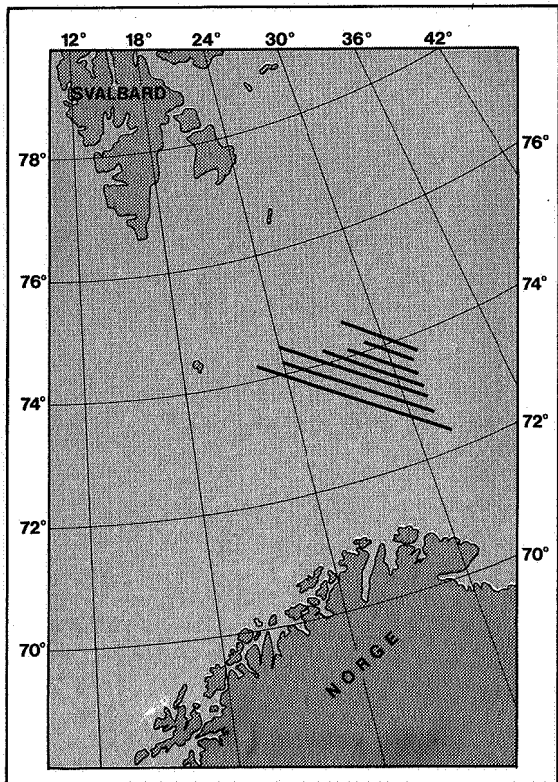
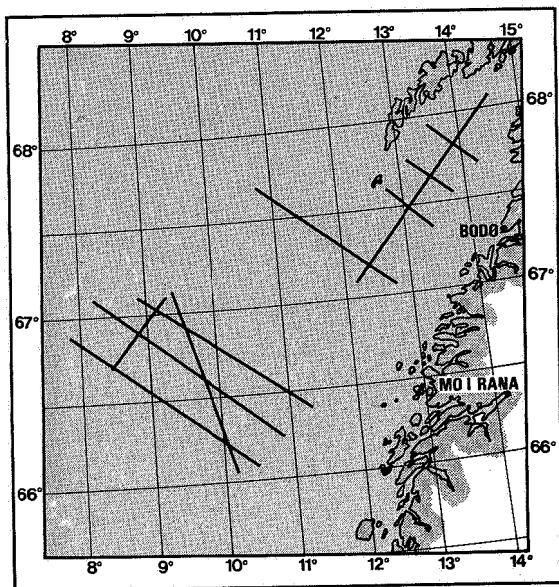


FIG. 3F.
Helgeland/Vestfjorden.
Seismiske undersøkelser i 1978.
Helgeland/Vestfjorden.
Seismic surveys in 1978.



tyder på at en datateknisk forbedring vil bli oppnådd.

Det ble i 1978 også foretatt grunnseismiske undersøkelser på Trænabanken med energikilden Fairflex. Formålet med disse undersøkelsene var dels å forsøke å finne årsaken til de dårlige dypseismiske dataene i en del av området og dels å undersøke om man kan forvente problemer med grunne gasslommer ved eventuell framtidig boring. Dataene er for tiden under prosessering ved selskapet Fairfield Aquatronics i Houston, og de første resultatene viser bl.a. tydelig at områder med ujevn dypseismisk datakvalitet ofte har en hard og ujevn havbunn.

De geologiske hovedtrekk er kartlagt i området, og ble beskrevet i årsberetningen for 1977. Bildet domineres av et strukturelt høydedrag, Nordlandsryggen, som strekker seg fra SV til NØ og adskiller det dype Vøringsbassenget i vest fra det noe grunnere Helgelandsbassenget i øst.

I 1977 utpekte Oljedirektoratet på anmodning av Industridepartementet et område som ville egne seg for detaljerte seismiske undersøkelser og undersøkelsesboringer dersom aktivitet skal igangsettes utenfor Helgeland. Området er beliggende på Trænabanken og består av 12 blokker på tilsammen 4900 km². Området dekker geologisk sett deler av såvel Helgelandsbassenget som Nordlandsryggen og Vøringsbassenget. Alle disse strukturelle elementer synes interessante i petroleumssammenheng.

Dette området er dekket av et seismisk nett på 6 × 6 km, hvilket er tilstrekkelig til en første vurdering av områdets prospektivitet.

Hvis området ønskes åpnet for prøveboring, bør det i første omgang åpnes for mer detaljerte undersøkelser i regi av de interesserte selskapene. For å definere de enkelte prospektene må man ha et seismisk nett i størrelsesorden 1 til 2 km avstand mellom linjene.

3.3.3 Vestfjorden

Det ble i 1972 og 1973 skutt noen få refleksjonsseismiske linjer i Vestfjorden. Datakvaliteten var imidlertid svært dårlig og selv reprosesseringsløste ikke dataproblemene.

Som et forsøk ble i 1977 den lange seismiske energikilden (se kap. 8.4, årsmelding 1977), benyttet i området. Det ble innsamlet totalt 449 km. Gravimetriske og magnetiske data ble registrert samtidig med de seismiske. Såvel innsamling som prosessering ble foretatt av Geco A/S.

Dette forsøket medførte en markant forbedring av datakvaliteten i området, og i 1978 er denne undersøkelsen derfor fortsatt med innsamling av 386 profilkilometer som utfyllende linjer i 1977-nettet (Fig. 3F).

Geco A/S har også i 1978 vært benyttet som kontraktør. Dataene er under prosessering og kvaliteten ser ut til å være minst like så god som for 1977-dataene.

Tolkningen av 1977-dataene har vist at det i Vestfjordområdet finnes store sedimentmektinger. Bassenget er forkastningsbetings og kan i sør klassifiseres geologisk som et halvgrabenbassenget. I nord er bassenget grunnere og mere symmetrisk.

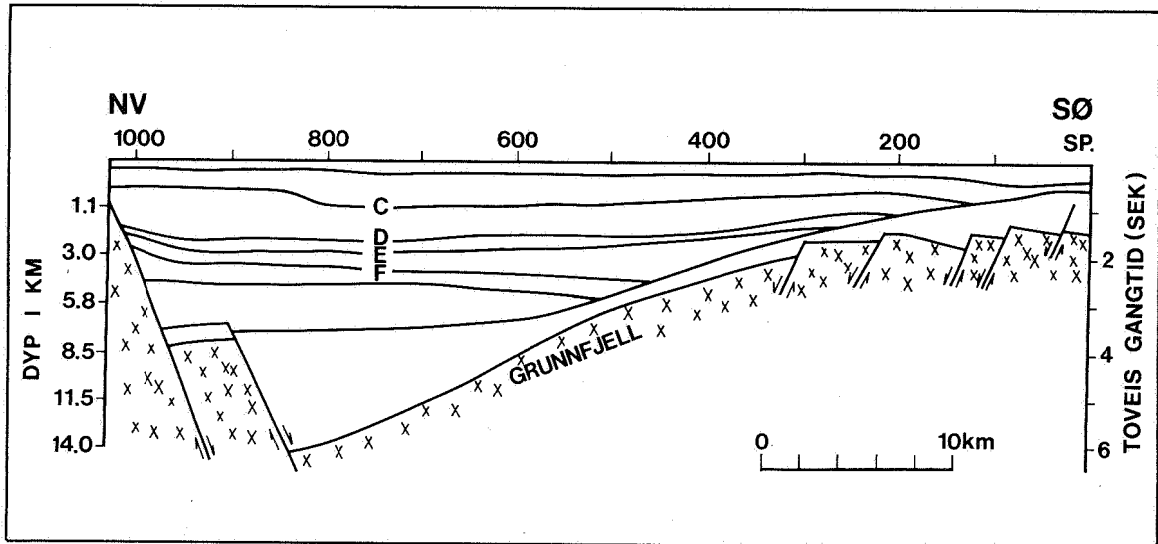
Fig. 3G viser en tolkning av en av 1977-linjene fra den sørlige del av bassenget. Linjen er orientert vinkelrett på bassengaksen dvs. fra nordvest mot sørøst. Mot Lofoten i nordvest er bassenget begrenset av store normalforkastninger. Disse bringer grunnfjellet som trer frem i dagen på øyene, ned på mer enn 10 km dyp umiddelbart sørøst for Lofoten. Lenger mot sørøst finnes grunnfjellsoverflaten på stadig mindre dyp. Også østflanken av bassenget er påvirket av forkastninger, men forskyvningene langs disse er betydelig mindre enn ved forkastningene på den motsatte side av bassenget.

Dateringen av lagpakken er noe usikker i området. Den foreløpige tolkning er at bassenget antas å være dannet ved forkastningsaktivitet i karbon-tiden, dvs. for ca. 300 millioner år siden. Horisont F (fig. 3G) formodes å representere overgangen trias/jura (190 millioner år). Sedimentene mellom grunnfjellet og horisont F er således avsatt i løpet av tiden fra øvre karbon — trias. Denne lagpakken ses å tynne hastig ut mot sør, hvilket viser at sedimentasjonen i dette

FIG. 3G.

Geologisk tverrsnitt gjennom Vestfjord-bassenget.

Geological cross-section through the Vestfjord basin.



tidsrom er styrt av stadig innsynking langs for-
kastningene mot Lofoten.

Horisont E og D formodes å ligge nær hen-
holdsvis topp jura (130 millioner år) og midtre
kritt (100 millioner år). Horisont C markerer
bunnen av tertiær-lagpakken dvs. lag avsatt i
løpet av de siste 60 millioner år.

3.4.4 Vøringplatået

Vøringplatået er en oppgrunning av dyphavet i
foten av kontinentalskråningen utenfor Helge-
land. Platået ligger på dyp mellom 1200-
1500 m.

Oljedirektoratet utførte i 1974 undersøkelser
langs en linje sentralt over Vøringplatået og i
1977 undersøkelser langs ytterligere tre linjer på
nordre halvdel av platået, totalt noe i underkant
av 1000 km. Dataene fra undersøkelsen i 1977
er bearbejdet og sammenstilt med tidligere
undersøkelser i løpet av 1978.

Resultatene viser at de geologiske forutset-
ninger for videre oljeleting er til stede på
Vøringplatået. Geologisk deles området i to av
en markert NØ-SV orientert skrent som er kalt
Vøringplatåskrenten. Området på innsiden
(Vøringbassenget) består av flere tusen meter
tykke sedimentære bergarter som har vært ut-
satt for bevegelser i flere perioder fram til for
ca. 30 millioner år siden. På utsiden av skrenten
er der vulkanske bergarter under sedimentlag
som varierer i tykkelse fra noen fåtalls timerer
til 5-600 m. Under de vulkanske bergartene er
der sannsynligvis lagdelte sedimenter slik at hel-
ler ikke området utenfor skrenten kan utelukkes
i oljesammenheng.

3.3.5 Troms I

Det er sannsynlig at de første boringene nord
for 62° N vil finne sted innenfor området
Troms I, og etter at tidspunktet for borestart
stadig er blitt forskjøvet, arbeides det nå med
sikte på oppstart sommeren 1980.

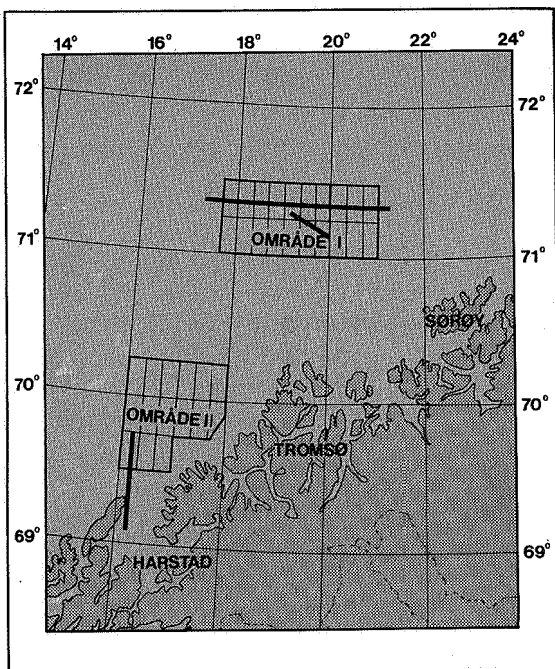
Det er ikke innsamlet nye dypseismiske data i
tilknytning til Troms I i 1978, hverken av Olje-
direktoratet eller OKN (jfr. avsnitt 3.1.2). Alle
data innsamlet før 1977 er ferdig tolket av Olje-
direktoratet. Av dataene innsamlet i 1977, er den
del som ligger øst for Troms I (jfr. årsberetning
1977) ferdig tolket, og tolkning pågår for de
data som ble innsamlet innenfor Troms I.

Det ble i 1977 innsamlet ca. 900 km grunn-
seismikk i tilknytning til Troms I. Sparker ble
benyttet som energikilde. Etter som grunnseis-
mikk brukes for detektering av grunne gasslom-
mer, er man interessert i å skaffe seg grunnlag
for å vurdere metodens anvendelighet i Troms I
med tanke på de eventuelle boringer. Det ble
derfor besluttet å benytte tildels andre innsam-
lingsmetoder og et annet selskap for å skaffe
sammenligningsgrunnlag for fjorårets undersø-
kelse. Et program på 360 km ble gjennomført i
1978 med det engelske selskapet Fairfield-
Aquatics som har spesialisert seg på denne
typen undersøkelser, som entreprenør. Av de
360 km ble 230 km skutt med «Fairflex» (en
gass-kanon) som energikilde og 130 km med
sparker. Programmet ble planlagt slik at det nå
bl.a. foreligger 3 versjoner av enkelte linjer, 1
sparker fra 1977, 1 sparker fra 1978 og 1 Fair-
flex fra 1978. Fig. 3H viser plasseringen av lin-
jene i 1978-undersøkelsene.

FIG. 3H.

Grunnseismikk i Troms 1978.

Shallow seismic in Troms 1978.



Etter at det ble bestemt at oljeselskapene skulle få tilgang til geofysiske data i tilknytning til Troms I, er de data som er klargjort for salg tilbudt 37 selskap. Av disse har 25 kjøpt data i området. I tillegg til de 22 som er nevnt i forrige årsberetning, er følgende kommet til i 1978: Sun, Texas Eastern og Hispanoil.

Salget har ved utgangen av 1978 innbrakt ca. 70 millioner kroner, hvorav ca. 40 millioner går til statskassen via Oljedirektoratet. Resten tilfaller Statoil og i noen grad Saga og Hydro.

Oljedirektoratet har ved utgangen av 1978 tilbudt for salg ytterligere seismikk som vil gi større regional dekning, samt grunnseismikk innsamlet i 1977 og 1978.

3.3.6 Haltenbanken

Man ble i 1977 enige om at prøveboring på midt-norsk sokkel skulle starte opp i et område på vestflanken av Haltenbanken. Området består av 6 blokker. Valg av område må karakteriseres som en kompromissløsning etter lange diskusjoner mellom sentrale myndigheter og Midt-Norsk Oljeråd. De valgte blokkene synes å være tilfredsstillende med hensyn til prospektivitet.

Imidlertid ville det vært ønskelig fra et geologisk kartleggingssynspunkt å åpne et noe større område, slik at flere prospekttyper kunne vært representert.

Statoil dekket 5 av de 6 blokkene med et detaljert seismisk nett i 1977. Sommeren 1978 ble så den siste av de 6 blokkene dekket med detaljseismikk av Statoil.

Status for dette området er at samtlige blokker nå er dekket med et nett tilstrekkelig for valg av borelokaliteter. Oljedirektoratet er stort sett ferdig med sin tolkning av alle data i området.

Som et ledd i forberedelsen til borestart, ble det sendt ut tilbud til oljeselskap om kjøp av seismiske data fra området. Tilbudet ble sendt 23.5.1978, og pr. 31.12.1978 hadde 15 selskap kjøpt dataene. Disse var Union, Elf, Esso, Phillips, Arco, Total, Agip, Shell, Conoco, BP, Deminex, Amoco Gulf, Hydro og Saga. Statoil hadde disse data fra før, da en stor del av dem var innsamlet av Statoil, mens resten var innkjøpt tidligere. Det hadde pr. 31.12.1978 blitt omsatt data for 34,3 millioner kroner, hvorav 12,9 millioner tilfaller statskassen via Oljedirektoratet, mens 21,4 millioner går til Statoil.

De fleste selskap har nå mottatt dataene og er inne i tolkningsfasen. I løpet av vinteren og våren 1978/79 vil nok de fleste selskap være ferdig med tolkningen av disse. Dette betyr at dersom man satser på borestart i området i 1980 er det teknisk sett ingen ting som er til hinder for dette.

3.3.7 Uoppdagete reserver nord for 62° N

Oljedirektoratet har ikke tidligere gitt anslag over de potensielle reservene i områdene nord for 62° N. Slike anslag må nødvendigvis være spekulative så lenge boring ikke er foretatt. Området nord for 62° N er ca. 10 ganger større enn det sør for 62° N, men de foreliggende data gir ikke grunn til å forvente samme grad av prospektivitet i de nordlige områder.

3.4 BOREAKTIVITETEN PÅ SVALBARD

Det er ikke foretatt noen undersøkelsesboringer på Svalbard i 1978. Overensstemmende med sikkerhetsforskriftene på Svalbard mottok Oljedirektoratet tidlig i 1978 en del kjerneprøver samt loggedata fra Trust Artikugols borehull som ble boret i Colesbukta i 1976.

4. Vitenskapelige undersøkelser og frigivning av data

4.1 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Det er pr. 31.12.1978 meddelt i alt 103 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell VIII er det for 1978 meddelt 18 slike tillatelser. Dette er en markant stigning i forhold til forrige år hvor antallet var 7.

Fortsatt dreier det seg hovedsakelig om geofysiske og geologiske undersøkelser, men det har i beretningsperioden også vært en del biologiske undersøkelser.

Geografisk fordeler undersøkelsene seg over hele den norske kontinentalsokkel, men for 1978 synes interessen å ha vært størst for nord-

ligere farvann. Dette skyldes nok til en viss grad den økende interesse for områdene nord for 62° N bredde med tanke på fremtidig åpning for oljeleting.

En rekke undersøkelser gjelder dypseismiske målinger av samme type som de kommersielle undersøkelser. Den viktigste forskjell er at resultatene fra de vitenskapelige undersøkelser må offentliggjøres.

Som nevnt under punkt 2.1.2. Undersøkelsellatellateller har man kommet med forslag til nytt tillatelsesformular også for de vitenskapelige undersøkelser. Det vises i den forbindelse til ovennevnte punkt.

TAB. VIII.

Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster meddelt i henhold til kgl. res. av 31.1.1969.
Licenses for scientific research for natural resources granted pursuant to Royal Decree of 31.1.1969.

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
086/78	Universitetet i Tromsø Institutt for Biologi og Geologi			×	Andfjorden og sokkelen utenfor Tromsø
087/78	DAFS Marine Laboratory			×	Sokkelen utenfor Sogn og Fjordane
088/78	Natural Environment Research Council			×	Skagerrak
089/78	Universitetet i Bergen Geologisk institutt			×	Sokkelen utenfor Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal
090/78	Institutt for Kontinental- undersøkelser			×	Sokkelen utenfor Møre og Romsdal og Nord- Trøndelag
091/78	Lamont- Doherty Geologi- cal Observatory of Columbia University		×		Sokkelen utenfor Nord- Norge samt områder vest for Svalbard
092/78	Der Bundesmeister für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten			×	Sokkelen utenfor Troms
093/78	Biologische Anstalt Helgoland			×	Langs norskekysten og Svalbard

TAB. VIII. Forts.

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
094/78	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee			×	Skagerrak og sokkelen utenfor Rogaland og Hordaland
095/78	Universitetet i Bergen	×			Omkring Svalbard
096/78	Jordskjelvstasjonen University of Rhode Island	×	×	×	Omkring Jan Mayen, Svalbard og Bjørnøya
097/78	Der Bundesminister für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten			×	Omkring Bjørnøya og Svalbard
098/78	Institut Francais du Pétrole	×	×		Barentshavet og omkring Svalbard
099/78	Universitetet i Bergen	×			Omkring Jan Mayen og Svalbard
100/78	Jordskjelvstasjonen Institute of Geological Sciences		×		Sokkelen utenfor Stadt
101/78	MAFF Directorate of Fisheries Research			×	Sørliche deler av Nord-sjøen
102/78	DAFS, Marine Laboratory			×	Sokkelen utenfor Rogaland, Hordaland og Segn
103/78	Universitetet i Oslo Institutt for geologi		×		Indre Skagerrak og Oslofjorden

4.2 FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet kan frigi geologisk materiale og utolkede data fra kontinentalsokkelen når de er blitt eldre enn fem år. Direktoratet frigr ikke oljeselskapenes tolkninger.

Hvert år utgis en oversikt over hvilke borehull som ble avsluttet fem år tidligere. Denne publikasjonen, «Well data summary sheet», gir informasjon om hvert enkelt borehull i form av en grov geologisk oversikt, tabeller som viser hvilke logger som er kjørt, eventuelle testresultater etc.

Utolkede logger er frigitt når brønnen er presentert i «Well data summary sheets».

En mer utfyllende geologisk beskrivelse av de enkelte borehullene presenteres i serien «NPD Papers» som viser en detaljert litologisk/stratigrafisk logg, geologiske tolkninger og en oversikt over det geologiske materialet som er tilgjengelig. Ved utgangen av 1978 var 26 borehull publisert i 19 hefter.

Geologisk materiale kan først frigis når brønnen er presentert i «NPD Papers».

Av seismiske data er frigitt det som er eldre enn fem år og som er fra tilbakeleverte konse-

sjonsområder, samt det som er eldre enn ti år fra konsesjonsbelagte områder. Seismikk fra områder som aldri har vært konsesjonsbelagt er ikke frigitt.

I tillegg har en del oljeselskaper frigitt nyere seismiske data til bruk ved forsknings- og utdanningsinstitusjoner.

Geologisk materiale fra de øvre 2-3 m under havbunnen samles inn på Oljedirektoratets egne geologiske/geokjemiske tokt. Dette blir frigitt til norske forsknings- og utdanningsinstitusjoner. Slikt materiale fra årets tokt i Barentshavet har vært gitt til Universitetet i Oslo, Fiskeridirektoratets havforskningsinstitutt og Norsk Polarinstitut. Oversikt over det frigitte materialet er gitt i tabell IX.

Geologisk materiale samles også inn til geotekniske analyser i forbindelse med plassering av produksjonsplattformer, rørledninger etc. Dette er prøver fra opptil 150 m dyp. Det planlegges å publisere en del av de geotekniske dataene i en egen publikasjonsserie. Det meste av materialet blir ødelagt ved de forskjellige analysene, men sporadiske prøver blir til overs og kan frigis til interesserte. Det er bl.a. tilgjenge-

lig noe materiale fra Statfjord- og Friggfeltet.

Oljedirektoratet mottar alle rapporter, avhandlinger etc. som bygger på materiale fra direktoratet. Samtidig styrkes det faglige miljøet ved direktoratet ved en utstrakt kontakt med forsknings- og utdanningsinstitusjonene. Denne

kontakten er formalisert gjennom årlige møter mellom direktoratet og norske og utenlandske institusjoner som arbeider på norsk kontinentalsokkel. På disse møtene presenterer institusjonene såvel resultater fra foregående års arbeid som planer for det framtidige arbeidet.

TAB. IX.

Frigitte data fra Barentshavet.

Released data from the Barents Sea.

Institusjon	Frigitt materiale	Prosjekt
Universitetet i Oslo, Institutt for geologi	21 overflateprøver	Studier av levende bentoniske foraminiferer
Fiskeridirektoratets havforskningsinstitutt	51 overflateprøver	Studier av levende organismer. Analyser av hydrokarboner
Norsk Polarinstitutt	50 kjerneprøver, max 3 m under bunnen, 43 overflateprøver	Geologiske, geotekniske og sedimentære undersøkelser

4.3 OPPDRAG TIL ANDRE INSTITUSJONER

Dels etter initiativ fra forskningsinstitusjoner og dels fra Oljedirektoratet utfører geologiske og geofysiske institusjoner undersøkelser som støttes økonomisk av Oljedirektoratet. I 1978 ble det bevilget 2,05 millioner kroner til slike prosjekt.

Undersøkelsene har alle en klar sammenheng med de arbeidsoppgavene som utføres ved direktoratet og inngår som en integrert del av den petroleumsrettede kartlegging av kontinentalsokkelen. I de fleste tilfellene er oppgavene så pass spesialiserte og detaljerte at direktoratet selv ikke har anledning til å forestå undersøkel-sene.

I 1978 ble det med økonomisk støtte fra Oljedirektoratet, arbeidet med følgende 15 prosjekt:

- Geologisk forskning på sedimentære bergarter i Nordsjøen, Geologisk institutt, Avd A, Universitetet i Bergen
- Petroleumsgeologisk utforskning av visse bergartssekvenser i Svalbard, Geologisk Institutt Avd. A, Universitetet i Bergen.
- Sammenligning av sedimentasjonsmiljøet i en fjord (Sognefjorden) og på kontinentalsokkelen, Geologisk Institutt Avd. B, Universitetet i Bergen.
- Maringeologiske undersøkelser på den norske kontinentalsokkel, Geologisk Institutt Avd. B, Universitetet i Bergen.
- Kontinentalsokkelundersøkelsene 1978, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Kontinentalrandprosjektet, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter fra dansk norsk basseng, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Paleontologiske og sedimentologiske undersøkelser i Jura-lagrekken i nord-øst England, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Nord Atlanteren og Norskehavets utvikling i Mesozoisk og Kenozoisk tid, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Geofysikk på Svalbard 1978, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Marin geofysisk forskning 1979, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Palynologisk og vitrinit-refleksjonsundersøkelser av sedimenter fra Svalbard og Barentshavet, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Seismiske undersøkelser på den norske Antarktisekspedisjonen, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Kartlegging av seismisiteten på den norske kontinentalsokkel, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Nordsjøens dinoflagellat stratigrafi, Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser.

5. Sikkerhetsmessig kontroll

5.1 GENERELT OM KONTROLLVIRKSOMHETEN

Utbyggingen av oljevirksomheten på kontinentalsokkelen har ført med seg at det har vært nødvendig å sette seg inn i en teknologi som generelt må karakteriseres som meget komplisert.

I begynnelsen fantes det få eller ingen lover og regler som kunne brukes til å verifisere et anleggs sikkerhet slik at hver utbygging måtte vurderes for seg. Myndighetenes kontrollapparat var i en oppbyggingsfase, og for å sikre at kontroll på de ulike områder ble tilfredsstillende utført, var det nødvendig med en utstrakt bruk av konsulenter.

Det har i de senere år vært utarbeidet lover, forskrifter og retningslinjer som dekker mesteparten av den virksomhet som drives. De offentlige kontrollinstitusjoner er blitt utbygget og har skaffet seg en økende grad av ekspertise. Dette har ført til at mer og mer av sikkerhetskontrollen blir utført direkte av myndighetene.

Hele kontrollvirksomheten er bygget på prinsippet om at det er operatøren som er ansvarlig for hvorledes virksomheten drives. Det regelverk som er utarbeidet tar i størst mulig grad sikte på å fastlegge rammer for virksomheten og sikre at nødvendige prosedyrer og rutiner blir utarbeidet.

På bakgrunn av de erfaringer som er vunnet i den tiden oljevirksomheten har vært drevet på kontinentalsokkelen, er det av betydning at myndighetenes innvunne ekspertise blir trukket ytterligere inn i en tidlig fase av feltutbyggingen.

Oljedirektoratet vil i fremtiden legge større vekt på vurderingene av operatørens helhetsløsninger ved utbyggingene. Direktoratet vil foreta konseptvurderinger og godkjenne designkriterier.

Lover og forskrifter gir til dels detaljerte bestemmelser for krav som stilles til de installasjonene som skal benyttes på den norske kontinentalsokkel. Når det gjelder bygge- og installasjonsfasen ser Oljedirektoratet det således naturlig at kontrollen mer og mer går over fra en kontinuerlig detaljert produktkontroll til en kontroll av operatørens egenkontroll.

For driftsfasen skal operatørens vedlikeholdsprosedyrer og rutiner for driftskontroll godkjennes av Oljedirektoratet. Ved stikkprøvekontroll vil Oljedirektoratets inspektører kontrollere at driften foregår på en sikker måte og at anlegget er i forskriftsmessig stand.

5.2. EGENKONTROLL

I Arbeidsmiljøloven av 1977 er det fastsatt at arbeidsgiver skal sørge for at virksomheten blir planlagt, organisert og drevet på en sikker og forsvarlig måte.

I Sikkerhetsforskriftene av 9.7.1976 er det videre fastsatt at rettighetshaver er ansvarlig for at alle som utfører arbeid for ham, overholder de bestemmelser som er gitt i disse forskriftene.

For å gjennomføre og følge opp sitt ansvar må rettighetshaver bygge opp et tilfredsstillende kontrollsystem. Dette kontrollsystemet skal Oljedirektoratet godkjenne. Myndighetenes godkjenning av rettighetshavers kontrollsystem reduserer imidlertid ikke rettighetshavers ansvar for hvorledes virksomheten drives.

For å oppnå en enhetlig forståelse for hvordan dette ansvar skal ivaretas, har Oljedirektoratet funnet det nødvendig å utarbeide «Retningslinjer for rettighetshavers egenkontroll».

Retningslinjene har vært ute til høring. De innkomne kommentarer er vurdert og innarbeidet i et revidert utkast. En gruppe med representanter fra Oljedirektoratet, operatørselskapene og konsulenter vil gjennomgå det reviderte utkastet før retningslinjene fastsettes.

5.3. EVALUERING AV

PLATTFORMKONSEPTER

Oljedirektoratet godkjenner ikke en plattform før den er ferdig installert og skal tas i bruk til sitt tiltenkte formål.

I praksis gis det imidlertid spesielle godkjenninger på visse stadier under planleggingen og fabrikasjonen av en plattform. Dette gjøres for å unngå situasjoner hvor store og kostbare endringer må utføres på et sent tidspunkt i planleggings- og byggefasen.

Den første av slike godkjenninger Oljedirektoratet gir, omfatter selve plattformkonseptet. I

den evaluering som tillatelsen bygger på, forsøker direktoratet å vurdere hvorvidt det vil være mulig, basert på det foreslåtte konsept, å utforme og bygge en plattform med et akseptabelt sikkerhetsnivå for mennesker, miljø og materielle verdier.

Oljedirektoratets vurdering på dette stadium i kontrollarbeidet omfatter spesielt følgende sider av plattformen:

- hovedutformingen av de bærende konstruksjoner
- innbyrdes beliggenhet av de enkelte primærfunksjoner og servicefunksjoner
- spesiell beskyttelse ved større ulykker
- plassering og beskyttelse av hovedrømningsveiene
- utformingen og effektiviteten av evakueringsystemene

Mesteparten av vurderingen er knyttet til risiko på plattformen i forbindelse med større ulykker så som ukontrollert utblåsing, brann, eksplosjon osv.

Risikoen knyttet til en bestemt ulykke avhenger av sannsynligheten for at ulykken skal inntruffe og de konsekvenser ulykken kan ha. Sannsynlighetsnivået kan i stor utstrekning reduseres til under en akseptabel grense ved en adekvat utforming av de ulike komponenter og systemer på en plattform. Ved valg av plattformkonsept, må en legge vekt på mulighetene for å redusere konsekvensene av en større ulykke.

Oljedirektoratets evaluering av plattformkonsepter består hovedsakelig i en vurdering av hvorvidt konsekvensene for mennesker og miljø av omfattende ulykker vil være under visse grenser.

5.4 PRODUKSJONS- OG HJELPESYSTEMER

Med basis i «Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v.», fastsatt 3.4.1978, har Oljedirektoratets kontroll vært utført både i design-, bygge- og driftsfasen. Driftskontrollen har vært foretatt av direktoratets egne inspektører, mens det for bygge- og installasjonskontroll har vært benyttet en del konsulentbistand. Foruten Det norske Veritas har dette vært Norges Vassdrags- og elektrisitetsvesen, Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt og Norges tekniske høyskole.

Ved siden av den rene kontrollutøvelse, har arbeidet bestått i rådgivning og informasjon, deltagelse i forskningprosjekter, opplæring av egne ansatte, samt utarbeiding av regelverk og interne arbeidsrutiner.

Når det gjelder produksjons- og hjelpesystemer er kontrollvirksomheten delt på de tre hovedfagfeltene elektro, sikringssystemer og mekanisk utstyr.

5.4.1 Elektriske installasjoner

I det installasjonene bygges etter forskjellige utenlandske forskrifter, blir kontrollarbeidet ekstra krevende når det gjelder harmonisering med norske forskrifter.

Det har vært foretatt en rekke driftsinspeksjoner på Ekofiskfeltet. Mest tidkrevende har kontrollarbeidet vært når det gjelder Frigg og Statfjord, ettersom de elektriske anlegg på Frigg og deler av Statfjord "A" er satt i drift i 1978. Totalt sett har det vært en betydelig økning når det gjelder driftskontrollen sammenliknet med 1977.

Kontrollen av de elektriske installasjoner på Statfjord "A" er utført av Oljedirektoratets inspektører. I den grad det har oppstått helt spesielle problem, er nødvendig ekspertise blitt engasjert.

Det er truffet avtale mellom Olje- og energidepartementet, Norges Vassdrags- og elektrisitetsvesen og Oljedirektoratet om kontrollansvaret når det gjelder de elektriske installasjoner som benyttes under bygging av faste installasjoner i Norge. Dette gjelder de installasjonene som er tenkt brukt på norsk kontinentalsokkel.

5.4.2 Sikringssystemer

Kontrollen omfatter systemene for aktiv og passiv brannbeskyttelse, deteksjonssystemer samt prosess-sikring og nødavstengningssystemer. Kontrollen i byggefasen er hovedsakelig foretatt av eget personell, mens det på designstadiet er benyttet konsulent på enkelte fagfelt. Samspillet mellom de forskjellige sikringssystemene kan først verifiseres når anlegget er ferdig. Hovedtyngden av arbeidet er derfor lagt i kontroll av de ferdige anlegg, samt vedlikeholds- og inspeksjonsrutiner for disse.

5.4.3 Mekanisk utstyr

Kontrollen av mekanisk produksjonsutstyr i design- og byggefasen, har i det vesentlige vært utført i samarbeid med konsulent (DnV). I driftsfasen derimot, baseres kontrollen på eget personell.

Det har vært lagt ned et betydelig arbeid i oppfølging og kontroll av spesifikasjoner. Når det gjelder vedlikehold- og inspeksjonssystemer for mekanisk utstyr, har disse vært under stadig utvikling. Etter hvert som feltene går inn i driftsfasen, vil det kreve en økende innsats å følge opp på dette området.

Kontroll av brønnutstyr og undervannskompletering er «nye» områder. Det er i inneværende år startet utredningsaktiviteter for å etablere kriterier for kontrollvirksomheten.

5.5 BORING

Det har i 1978 vært gitt 19 tillatelser til å foreta undersøkelsesboring. Ved årsskiftet 1978/79 var 5 undersøkelsesborehull under boring. Det har vært registrert en økende tendens til å bore stadig dypere hull og til dels også på dypere vann. Det forarbeid som slike boreprosjekter krever, har stilt Oljedirektoratet overfor vurderinger av til dels nye problemstillinger.

Aktiviteten innen boring av produksjonsbrønner har i beretningsperioden vært meget høy. På Ekofisk-området er det i perioden igangsatt boring på plattformene Albuskjell F og A, samt Eldfisk A. På Ekofisk Alphaplattformen er produksjonsboringen blitt utvidet med flere brønner.

I november startet produksjonsboring på Statfjord "A" etter flere forskyvninger av tidspunktet for planlagt borestart. Med dette ble boringen på verdens største bore- og produksjonsplattform innledet.

I 1978 har det vært en del vedlikeholdsarbeider på brønner som er i produksjon. Det nevnes her spesielt utskifting av produksjonsrør på Ekofisk Alpha-plattformen, hvor det er påvist korrosjon av en del produksjonsrør. Korrosjon av produksjonsrør kan muligens føre til at det vil bli en økende aktivitet innen vedlikeholdssektoren i de nærmeste år. Forøvrig er det naturlig å forutse en større forskningsaktivitet på dette feltet knyttet til forholdene i Nordsjøen (jfr. kap 8.3).

Innen boring har det i beretningsperioden vært to spesielt kritiske situasjoner som bør nevnes. Den første var en «kick» på Eldfisk 2/7-A, hvor olje og gass strømmet ukontrollert inn i borehullet. Dette medførte at det en kort tid sprutet olje og gass oppover i boretårnet.

Det andre tilfellet gjaldt det første borehullet i blokk 34/10, hvor store mengder olje strømmet inn i borehullet. Et spesielt forhold ved dette tilfellet var at en del olje som strømmet inn i borehullet, antas å ha vært over kokepunktet. Dette medførte at oljen, da den strømmet mot overflaten og nådde kokepunktet, ekspanderte ved frigjørelsen av gass og bidro til en meget hurtig borevæskeutstrømming fra borehullet.

I begge tilfellene ble brønnen stengt ved hjelp av sikringsventil (BOP), og deretter kontrollert på vanlig måte. Oljedirektoratet har mottatt rapporter fra oljeselskapene om hendelsene og vurdert disse inngående. Årsakene til hendelsene er flere, imidlertid er det et felles trekk ved disse to tilfellene: brønnene burde kunne ha

vært avstengt på et tidligere tidspunkt enn det som ble gjort. Disse tilfellene understreker nødvendigheten av opplæring og trening av boremannskaper, som vil bidra til bedre innsikt i å vurdere kritiske situasjoner.

Det er i 1978 blitt satt i gang en del forskningsprosjekter i forbindelse med borevirksomhet. Det kan nevnes utarbeidelse av retningslinjer/krav som bør stilles til selskapenes egenkontrollsystemer. Disse retningslinjer vil spesielt gjelde for produksjonsboring og vedlikehold av produksjonsbrønner. På bakgrunn av registrerte personskader i forbindelse med boreoperasjoner, vurderer Oljedirektoratet for tiden andre utstyrstyper enn det som i dag primært benyttes. Det kan her være naturlig med en viss utvikling mot bruk av mer automatisert utstyr. Et prosjekt innen dette området er igangsatt, og både operatør- og arbeidstakerorganisasjonene samt Oljedirektoratet vil bli engasjert.

5.6 SAMTIDIG BORING OG PRODUKSJON

I Sikkerhetsforskriftene gitt ved kgl. res. av 9.7.1976, er det angitt at samtidig boring og produksjon fra samme produksjonsanlegg skal ikke finne sted, med mindre departementet gir særskilt samtykke til dette i hvert enkelt tilfelle.

Intensjonen bak denne forskriften er å ivareta den sammenheng det er mellom det totale aktivitetsnivået på plattformen og risikoen for en ulykke. Spesielt sentrale aktiviteter i denne sammenheng er som nevnt i forskriftene bore- og produksjonsaktivitetene, men erfaring viser at også konstruksjonsfasen er meget omfattende ved ferdiggjørelse av plattformen til havs.

Oljedirektoratet har nedlagt meget arbeid i kartlegging av risikomomentene i forbindelse med samtidige aktiviteter, og hvilke restriksjoner og forutsetninger som er nødvendige for å kontrollere problemene. Spesielt aktuelle er problemene knyttet til ukontrollert utblåsing, fallende gjenstander over vitalt utstyr på plattformen under lasthåndtering, samt brann og eksplosjon.

I beretningsperioden har Oljedirektoratet gitt tillatelse til samtidig boring og produksjon på de enkle satellitplattformene på Ekofisk-området under visse forutsetninger. Forutsetningene omfatter primært administrative og operasjonelle tiltak som skal ivaretas for å sikre at virksomheten drives på en tilfredsstillende måte.

Selskapenes evne til å administrere sine aktiviteter og virksomheter er av fundamental betydning for sikkerheten ute på plattformene, og vurdering av disse forhold står også sentralt ved våre inspeksjoner på plattformene.

5.7. DYKKING

Det formelle ansvar for dykking i forbindelse med utvinning av petroleumforekomster på den norske kontinentalsokkelen, ble 1.4.1978 overført fra Direktoratet for Arbeidstilsynet til Oljedirektoratet.

1978 må regnes som et etableringsår for Seksjon for Dykkekontroll. I løpet av året er 4 av 6 stillinger i seksjonen blitt besatt. Dessuten er overingeniør Winsnes fra Direktoratet for Arbeidstilsynet knyttet til seksjonen for en periode på et år.

Oljedirektoratet fastsatte 1.7.1978 «Midlertidige forskrifter for dykking på den norske kontinentalsokkel». Disse bygger på et tidligere forslag utarbeidet av Direktoratet for Arbeidstilsynet. Forskriftene ble først opptrykket og distribuert med norsk tekst. Ved utgangen av 1978 forelå imidlertid de midlertidige forskriftene ferdig opptrykt med både norsk og engelsk tekst.

Det er nedsatt en gruppe med representanter fra myndighetene, arbeidsgiverne og fagorganisasjonene som skal utarbeide et forslag til arbeidstidsbestemmelser for dykkere. Arbeidstidsbestemmelser er en viktig del av arbeidsmiljøloven. Bestemmelsen om begrensninger av arbeidstiden for dykkere vil få operasjonelle, økonomiske og utstyrmessige konsekvenser. Det er derfor av betydning at alle sider av saken blir vurdert. Gruppens anbefalinger ventes å foreligge i første halvdel av 1979.

I høysesongen i 1978 var ca. 550 dykkere i arbeid på norsk sokkel. De norsk-registrerte dykkeselskapene har hatt totalt ca. 420 dykkere i arbeid, hvorav ca. 120 norske. Som eksempel på aktiviteten kan nevnes at på en dykkeinstallasjon har det vært utført ca. 500 overflateorienterte dykk, og det har vært ca. 30 000 manntimer i metning.

Fra 1.4. og til årets utgang er det ikke blitt registrert noen dødsulykke under dykkeoperasjoner i forbindelse med oljevirkomheten og heller ikke skader som har medført varig mén.

Kontrollen med virksomheten har bestått i å vurdere tegninger av dykkesystemer, dykkeprosedyrer, beredskapsplaner m.v. Det har vært foretatt inspeksjoner under bygging av systemene. Hovedvekten av inspeksjonene har imidlertid vært i forbindelse med kontroll av arbeidsoperasjoner og utstyr ombord på lektere, dykkeskip, borerigger og forsyningsbåter. Det har tilsammen vært utført 35 inspeksjoner.

Det har vært lagt ned et betydelig arbeid i å få tilpasset North Sea Operator's Committee's standard beredskapsplan for dykkere til forholdene ombord i den enkelte borerigg.

5.8 UNDERVANNSRØRLEDNINGER

De generelle krav til beskyttelse av rørledninger som Oljedirektoratet fastsatte i 1975, var dels basert på direktoratets egne vurderinger og dels på de krav de øvrige Nordsjøland hadde kommet med. Allerede ved oppstart av Ekofisk-Teesside-ledningen i november 1975, var man klar over at disse krav var noe rigorøse og ikke var gjennomført fullt ut. Dette ble det tatt hensyn til ved at det i oppstartstillatelsen ble forlangt at det foretas årlige inspeksjoner av ledningens tilstand med det best mulige utstyr, for til enhver tid å kunne bedømme ledningens sikkerhet.

Under forberedelse til oppstart av Ekofisk-Emden-ledningen, hadde man erfaringene fra Teesside-ledningen å bygge på. Dette resulterte i ganske detaljerte krav til inspeksjon før og etter oppstart. Disse krav var det enighet om mellom tyske, danske og norske myndigheter.

De forhandlinger som ble ført med danske myndigheter våren 1977 i forbindelse med de danske krav til nedgravning, førte til at det av uavhengige institusjoner ble foretatt vurderinger og beregninger av ledningens sikkerhet.

Oljedirektoratet har ført uformelle drøftinger om krav til nedgravingsdybde, naturlig tilbakefylling etc. med de andre Nordsjølandenes myndigheter. Rørledningene fra Ekofisk til Emden og Teesside samt fra Frigg til St. Fergus representerer en total lengde på ca. 1115 km. Av dette ligger kun ca. 80 km på norsk kontinentalsokkel. Resten ligger på engelsk, tysk og dansk sokkel. En samstemmighet mellom de enkelte lands krav er av største betydning.

Sikkerhetsforskriftenes krav om nedgravning tjener to formål. På den ene side å beskytte rørledningene mot skader ved ytre påvirkninger, på den annen side å beskytte fiskeredskapene mot skade ved passering av rørledningene.

De kravene Oljedirektoratet opprinnelig fastsatte, skilte imidlertid ikke mellom de forskjellige rørledningene. Kravene har således vært de samme uansett rørledningens diameter, egenvekt, betongkappekvalitet o.l.

Senere erfaringer, bl.a. simulerte slagforsøk og fullskala forsøk, har vist at de større rørledningene ville tåle eventuelle sammenstøt med et trålbord uten, eller med svært små skader på betongkappene. Forsøkene viste også at faren for skader på fiskeredskaper er liten selv om rørledningen ikke er nedgravd.

Erfaring har også vist at selve nedgravingsoperasjonen slik den foretas i dag, utsetter rørledningen for en betydelig risiko for skader. Slike skader har i flere tilfeller ført til at omfattende og kostbare reparasjonsarbeider har vært nødvendig før rørledningene kunne bli satt i drift.

Oljedirektoratet har igangsatt arbeidet med forskrifter for beregning, dimensjonering, konstruksjon og installering av stigerør og undervannsrørledninger. Beskyttelseskriterier for rørledninger vil inngå som en naturlig del av dette regelverk. På det nåværende tidspunkt er det ikke mulig å si hvordan den endelige forskriften vil se ut på dette punktet, men forskriftene vil være mer nyansert og vil ta hensyn til de forskjellige rørledningers styrke, neddykket egenvekt, betongkvalitet, bunnens beskaffenhet, miljøfaktorer, annen virksomhet i området etc.

5.9 BEREDSKAP

I henhold til kgl. res. av 3.10.1975 og kgl. res. av 9.6.1976, skal rettighetshaverne utarbeide plan for beredskap i tilfelle ulykkes- og faresituasjoner på henholdsvis flyttbare og faste installasjoner.

Oljedirektoratet har tatt initiativ til at det foretas visse endringer i nevnte kongelige resolusjoner hva angår fordelingen av det konstitusjonelle ansvar vedrørende beredskap. Dette er gjort bl.a. i sammenheng med overføring av ansvaret for sikkerhet og beredskap fra Olje- og energidepartementet til Kommunal- og arbeidsdepartementet.

I 1978 har Oljedirektoratet behandlet eller har under behandling beredskapsplanene til alle rettighetshavere som har faste installasjoner. Videre behandler Oljedirektoratet visse deler av beredskapsplanene i forbindelse med undersøkelsesboring.

Rettighetshaverne selv har via sin organisasjon North Sea Operators Committee Norway (NSOC-N) og den tilsvarende organisasjon på britisk side, United Kingdom Offshore Operators Association (UKOOA) kommet fram til det såkalte sektor-klubb samarbeidet for gjensidig hjelp i tilfelle ulykkes- og faresituasjoner. Videre samarbeider norske rettighetshavere om felles utstyr for oppsamling av olje gjennom organisasjonen North Sea Operators Clean Spill Association (NOCSA).

5.10 FORSKRIFTSSAMLING

Oljedirektoratet skal i henhold til delegasjonsvedtak koordinere den praktiske gjennomføring av kontrollvirksomheten som de samarbeidende offentlige kontrollinstitusjoner utfører i forbindelse med faste installasjoner på den norske kontinentalsokkel.

Direktoratet har sett det som en fordel å få samlet de forskrifter som gjelder for disse anlegg. Samlingen består foreløpig av to deler. I del I inngår forskrifter utgitt av Oljedirektoratet. I del II inngår forskrifter utgitt av andre offentlige kontrollinstitusjoner. Det er mulig å tegne abonnement på forskriftssamlingen.

I løpet av 1978 har Oljedirektoratet fastsatt følgende forskrifter og retningslinjer:

- Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskjningsanlegg samt undervannsrørledningssystemer.
- Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v.
- Forskrifter for instrumentering, registrering og behandling av E- og P-data (miljø- og plattformdata)
- Midlertidige forskrifter for dykking på den norske kontinentalsokkel.

5.11. RETNINGSLINJER FOR KVALIFIKASJONER

Med hjemmel i kgl. res. av 9.7.1976 er Oljedirektoratet delegert myndighet til å fastsette kvalifikasjonskrav til personell som arbeider på de faste installasjonene på kontinentalsokkelen. Selv små feil begått på grunn av manglende kjennskap til arbeidet, kan få katastrofale følger. Det er derfor viktig at det etableres en høy sikkerhetsmessig og faglig standard hos personellet, og krav til at personellet har tilfredsstillende kvalifikasjoner for det arbeid de skal utføre, er en naturlig konsekvens.

Det har vært nedsatt en intern arbeidsgruppe i Oljedirektoratet for å utarbeide retningslinjer for kvalifikasjoner for ledende personell på faste installasjoner.

Forslag til retningslinjer har vært ute til høring. De innkomne merknader har vært vurdert, og det regnes med at retningslinjene kan fastsettes i den nærmeste fremtid.

Oljedirektoratet stiller de samme kvalifikasjonskrav til borepersonellet på faste installasjoner som for flyttbare plattformer. Kravene i disse forskriftene angis i nivåer når det gjelder utdanning og Oljedirektoratet har i 1978 utsendt retningslinjer for hvilke utdannelser som godkjennes.

5.12 ARBEIDERVERN OG ARBEIDSMILJØ

Året 1978 har medført en ytterligere arbeidsbyrde for Oljedirektoratet med hensyn til gjennomføringen av lov om arbeidervern og arbeidsmiljø. Direktoratet er blitt presentert en rekke fortolkningsspørsmål i denne sammenheng. Flere av problemene som er blitt reist ble innarbeidet i det utkast til endelige forskrifter om arbeidervern og arbeidsmiljø m.v. i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumforekomster som ble oversendt Olje- og energidepartementet fra Oljedirektoratet i mai 1978. Departementet utarbeidet på denne basis sitt høringsutkast. Resultatet

av høringsrunden er ved årsskiftet 1978/79 under bearbeiding og et endelig utkast bør kunne ventes i løpet av våren 1979.

Frekvensen i inspeksjonsvirksomheten er økt i løpet av året. Dels er det foretatt kontroll med de rent faktiske forhold på sokkelen, dels kontroll med loggbøker, skiftplan etc. ved selskaperne baser i land. I den forbindelse har Oljedirektoratet hatt en rekke konsultasjoner med representanter fra både arbeidsgiver- og arbeidstakersiden. Kontaktene må sies å ha hatt positiv effekt. Resultatene av denne ovennevnte kontroll må likeledes kunne sies å være gode. En rekke overtredelser er blitt påpekt og rettet. I et slikt tilfelle så imidlertid Oljedirektoratet seg nødsaget til å gå til politianmeldelse for overtredelse av arbeidsmiljøloven for en underentreprenørs vedkommende.

Verneombudsordning og arbeidsmiljøutvalg er etablert og i funksjon i de store selskaperne. I en del av de små og middels store kontraktorselskaperne er situasjonen mindre tilfredsstillende. Direktoratet vil legge vekt på arbeidet med å rette opp dette. Dette bør kunne føre til at en rekke av de problemer som oppstår kan løses der de primært hører hjemme, dvs. av arbeidstaker og arbeidsgiver i fellesskap og på et tidlig tidspunkt.

De arbeidskonflikter en har hatt på kontinentalsokkelen, har hatt utspring i forhold som har ligget utenfor direktoratets ansvarsområde. Oljedirektoratet har dog i enkelte tilfelle måtte redegjøre overfor partene om innhold og grenser for det regelverk som administreres av Oljedirektoratet.

Oljedirektoratets forbindelse med andre offentlige organer på det arbeidsmiljømessige område har vært tilfredsstillende. Det kan dog pekes på nødvendigheten av i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet å få foretatt en grensegang når det gjelder visse grupper av arbeidstakere på flyttbare installasjoner.

Oljedirektoratet har i 1978 drevet en utstrakt informasjonsvirksomhet om arbeidsmiljøloven. I denne forbindelse kan følgende eksempel nevnes: Oljedirektoratet har stilt foredragsholder til disposisjon ved ca. 30 større seminarer og kurs, en konferanse om arbeidsmiljøet på kontinentalsokkelen er gjennomført i Oljedirektoratets regi, en rekke firmaer og representanter for bedriftsklubber er blitt gitt orientering i særskilte møter.

Det antall arbeidstakere som har kommet under Oljedirektoratets jurisdiksjon, utgjorde ved starten av 1978 ca. 7000 og ved slutten av året ca. 8600. Med bakgrunn i forventet nedtrapping av konstruksjonsvirksomhet, vil tallet i 1979 kunne ventes å utgjøre ca. 6000. Disse tallene gjelder faste installasjoner.

5.13 INNKVARTERING/BOLIGFORHOLD
Inntil 1976 hadde Sjøfartsdirektoratet i medhold av delegasjonsvedtak ansvaret for boligkvarterene både på de faste og flyttbare plattformene på kontinentalsokkelen.

Da Sikkerhetsforskriftene for produksjon m.v. av 9.7.1976 ble fastsatt, ble også ansvaret for boligkvarter på installasjonene overført til Oljedirektoratet. Heri inngår flotellene som defineres som integrert del av et fast anlegg.

Kgl. res. av 9.7.1976 slår fast at boligkvarter skal maksimalt innredes for 2 personer pr. rom. Dette gjelder uansett hvilken operasjonsfase som foregår på installasjonen. Det må imidlertid nevnes at Oljedirektoratet allerede i september 1975 gikk ut med krav om at de nevnte boligkvarter kun skulle være belagt med 2 personer pr. rom fra det tidspunkt boring starter.

Praksis som har vært fulgt hittil, er at Oljedirektoratet har gitt tillatelse for 4 personer pr. rom i en konstruksjons/oppbyggingsfase. Fra borestart tillates kun 2 personer pr. rom.

Det viser seg imidlertid at dette kravet er vanskelig å etterkomme. Dette kan bl.a. skyldes slike forhold som at:

- konstruksjonsarbeid pågår gjerne en god stund etter at boring er påbegynt
- behovet for vedlikeholdstjenester og ombygging etter at installasjonene er kommet i normal drift, har vært undervurdert.
- planleggingen ikke god nok m.h.t. personellbehov.

For å rette på denne situasjonen, er bruken av floteller, dvs. flytende boligenheter, blitt mere og mere utbredt. Først ble disse flotellene brukt stort sett under oppbyggingen/konstruksjon av en fast installasjon. Men dette har endret seg slik at det nå benyttes floteller på samtlige av de tre hovedfeltene på norsk kontinentalsokkel.

Kravene i kgl. res. av 9.7.1976 om at soverom skal innredes for maksimalt 2 personer, er ennå langt fra etterkommet. Det har vært nødvendig å gi dispensasjoner på dette området. Det arbeides imidlertid kontinuerlig med de enkelte operatører for å få oppfylt krav om 2 personer pr. rom, uansett hvilke operasjonsfase som pågår.

I begynnelsen av 1979 vil Oljedirektoratet fastsette «Forskrifter for boligkvarter... m.v.». Kravene i disse forskriftene vil også føre til at standarden på boligkvarterene blir høynet. Utviklingen på området hittil må sies å ha vært positiv, selv om det har gått noe sent. Det er praktiske begrensninger på eldre installasjoner for å etterkomme de nye kravene til boligkvarter. I den grad det er mulig med en oppjustering, vil dette bli krevet. Særlig gjelder dette krav om tilfredsstillende rekreasjonsmuligheter

og at forholdene skal legges til rette for arbeidstakere av begge kjønn.

På bakgrunn av de nye kravene om en høyere standard, at personellbehovet er blitt større enn planlagt, samt oppfølgingen av kravet i kgl. res. av 9.7.1976 om 2 personer pr. rom, regnes det med at operatørene vil måtte gjøre permanent bruk av floteller på norsk kontinentalsokkel. For å oppnå en fornuftig kapasitetsutnyttelse av flotellene, forutsettes det at overføringssystemer m.v. videreutvikles.

Den samme standard som kreves for permanente boligkvarter på faste installasjoner, vil også gjelde for floteller. Det samme gjelder for krav om antall personer pr. rom.

5.14 BRANNSKADER

Oljedirektoratet har i 1978 registrert 43 branner på faste installasjoner. Av disse er det bare et tilfelle som har ført til personskade, nemlig brannen i utstyrsskafet på Statfjord "A", der 5 mennesker omkom.

To «brann-saker» er under etterforskning ved Stavanger Politikammer. Det er brannen i utstyrsskafet på Statfjord "A" og brannen på havflaten under 2/4 E-plattformen på Torfellet. Hendelsesforløpet for disse to brannene er nærmere beskrevet i kap. 2.

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med riksadvokatens bestemmelser har mottatt rapporter om, er gitt i tabell X. Det kan nevnes at den rapporteringspraksis som er innarbeidet, er så omfattende at den inkluderer bokstavelig talt alle branntilløp. En vesentlig årsak til at antall

registrerte branner er steget i forhold til i fjor, er økingen av aktiviteten i installeringsfasen.

Som det vil gå frem av tabellen har brannene, bortsett fra de to forannevnte, ikke forårsaket personskade og minimale eller ingen materielle skader.

5.15 SKADEREGISTRERING

Alle personskader rapporteres skriftlig til Oljedirektoratet. Ved alvorlige arbeids- og dødsulykker skal Oljedirektoratet og Stavanger politikammer straks varsles pr. telefon. Representanter fra begge myndigheter etterforsker ulykken. Spesifisert rapport om ulykken blir også krevd av operatørselskapet.

5.15.1 Arbeidsulykker 1978/(1977)

Statistikken, tabell XIII, gir en oversikt over yrkesskader (ulykker) som er meldt til Oljedirektoratet i 1978/(1977), og som har medført fravær eller har fått dødelig utgang. Fraværets lengde er ikke tatt hensyn til, og oversikten gir ikke grunnlag for direkte sammenligning med statistikker fra annen virksomhet, da disse vanligvis er basert på 11 dagers fravær eller mer.

47 ryggskader i 1978 og 8 ryggskader i 1977, som er tatt med i oversikten, vil i alminnelighet ikke kunne godkjennes som yrkesskade etter folketrygdloven. Oversikten omfatter arbeidsulykker på faste anlegg på den norske kontinentalsokkel, samt pumpeplattformene tilknyttet rørledningene til Teesside (England) og Emden (Vest-Tyskland).

TAB. X.

Brannskader på faste installasjoner i 1978.

Fire damages on fixed installations in 1978.

Skader som følge av brannen	Konstruksjonsfasen	Driftsfasen	
		A	B
Personskader og store materielle skader	1	0	0
Personskader og mindre eller ingen materielle skader	0	0	0
Ingen personskade, men større materielle skader	0	0	1
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader	28	6	7
Total:	29	6	8 = 43

A - brannårsak: Konstruksjonsarbeid
B - brannårsak: Som følge driften/driftsuhell

Grunnlaget for oversikten er de yrkesskademeldinger som arbeidsgiver plikter å sende Oljedirektoratet. Med yrkesskade forstås ulykke eller sykdom påført under arbeid på arbeidsplassen i arbeidstiden. Oversikten omfatter arbeidstakere av alle yrkeskategorier og nasjonaliteter, samt alle aktivitetsfaser innen virksomheten på ovennevnte anlegg.

5.15.2 Dødsulykker

I 1978 inntraff to ulykker på de faste anlegg, hvor tilsammen 6 personer forulykket. 25.2.1978 forulykket 5 personer under brannen i utstyrsskafet på Statfjord "A" (jfr. pkt. 2.7.5).

8.11.1978 forulykket 1 person etter fall fra et boretårn under monteringsarbeide. Tabell XI gir en oversikt over antall dødsulykker pr. 1000 årsverk på de faste installasjoner.

26.6.1978 forulykket 18 personer i en helikopterulykke, som inntraff da et helikopter styrtet i sjøen på vei til Statfjord "A" fra Bergen.

5.15.3 Arbeidsulykker generelt

Økningen fra 287 rapporterte yrkesskader i 1977 til 612 i 1978 har sin forklaring i en sterk aktivitets-økning. Denne økningen omfatter spesielt arbeid og fullføring av nye installasjoner.

TAB. XI

Antall døde pr. 1000 årsverk
(1976—1978)

Faste produksjonsanlegg m.v.

Number of fatalities/1000 man years.
Fixed Installations.

År	Årsverk	Døde	Døde pr. 1000 årsverk
1976	2.633	2	0,76
1977	4.574	2	0,44
1978	13.390	6	0,45
Totalt	20.597	10	0,49

TAB. XII.

Arbeidstimer pr. år.

Man hours per year.

1976	1977	1978
4.876.316	7.926.742	23.206.160

Fem skadeårsaker dominerer oversikten: håndverktøy, fall av personer til lavere nivå, fall av personer på samme nivå, fallende gjenstander som skadede ikke håndterte og løfting, bæring som skadede utførte.

Tre legemsdeler er mest utsatt: øye, hånd/finger og fot. De mange samtidige arbeidsoperasjoner, ofte trange arbeidsforhold/stort antall personell og ofte vekslende værforhold — samt omfattende konstruksjonsarbeider — forklarer endel av dette. Det syner imidlertid klart at oppfølgingen på arbeidsplassen, spesielt overfor nyansatte og personell med liten erfaring fra den arbeidsoperasjon de er satt til, ikke er god nok. Generell opplæring og hyppigere kontroll med at arbeidet bli utført på forsvarlig måte, samt at riktig verneutstyr og redskap blir brukt, må innarbeides bedre. Disse forhold vil bli spesielt fulgt opp av Oljedirektoratet i nært samarbeid med de impliserte parter.

Generelt kan sies at antall skader kan reduseres ved bedre orden på arbeidsplassen, bedre organisering, planlegging og utførelse av arbeidet, samt mer effektiv kontroll av impliserte parter.

5.15.4 Skadeoversikter, statistikk

Oljedirektoratet vil i løpet av første halvår 1979 utarbeide en mer omfattende oversikt over yrkesskadene, også med hensyn til skader i fritiden og på flyttbare plattformer.

TAB. XIII.
Arbeidsulykker 1978/(1977). Faste produksjonsanlegg m.v.
Occupational accidents 1978(1977). Fixed installation.

Skadet legemsdel Skade Årsak	Skadet legemsdel											Sum	%
	Hode	Øye	Bryst	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot	Andre	Døde			
Motor generator transmisjon	(1)				2 (1)							2 (2)	0,3 (0,7)
Arbeidsmask. Splinter o.l. fra samme	3	3	1		6 (3)	1			1	1		16 (3)	2,6 (1,1)
Heis, kran løfteanord. transportør	2 (1)			1 (1)	3 (3)	1	1			1	(1)	9 (7)	1,5 (2,4)
Kjøretøy fartøy, fly helikopter					1							1	0,2
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	4 (5)	47 (36)	1	(1)	33 (12)	3 (1)	(1)		5 (1)	2		95 (57)	15,5 (19,9)
Varmt eller kaldt stoff fast, flytende gassaktig	1 (2)	6 (2)	(1)		5 (2)	2 (1)			1	1 (2)		16 (10)	2,6 (3,5)
Elekt. strøm		1			3 (2)					2 (1)		6 (3)	1,0 (1,0)
Eksplisjon, sprengning brann e.l.	2	3			1						5	11	1,8
Giftig og/ eller etsende stoff, stråler	2 (2)	(7)				1				5 (1)		8 (10)	1,3 (3,5)
Fall (av person til lavere nivå)	5 (1)		5 (5)	13 (12)	5 (3)	7 (4)	6 (4)	17 (9)	15 (9)	1 (1)		74 (48)	12,1 (16,7)
Fall (av person på samme nivå)	4		7 (2)	13 (12)	13 (4)	4 (6)	12 (10)	14 (14)	2 (3)			69 (41)	11,3 (14,3)
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	5 (3)	3	2 (1)	(1)	21 (2)	3 (1)	11 (2)	19 (3)	1			65 (13)	10,6 (4,5)
Trækking på, støt av eller mot gj.stand som skadete ikke håndterte	8 (2)	3	5	8 (1)	74 (3)	10 (3)	19 (5)	36 (11)	2 (1)			165 (26)	27,0 (9,1)
Løfting, bæring som skadete utførte	(1)		5 (1)	37 (9)	6 (30)	4 (3)	2 (1)		(7)			54 (52)	8,8 (18,1)
Andre årsaker	(1)	14 (11)		2 (1)	2	(1)	(1)	1	2			21 (15)	3,4 (5,2)
Sum	36 (19)	80 (56)	26 (10)	74 (28)	175 (65)	36 (20)	51 (24)	94 (46)	34 (17)	6 (2)		612 (287)	
%	5,9 (6,6)	13,1 (19,5)	4,2 (3,5)	12,1 (9,8)	28,6 (22,6)	5,9 (7,0)	8,3 (8,4)	15,3 (16,0)	5,6 (5,9)	1,0 (0,7)		100 (100)	

6. Annen kontroll

6.1 STYRING AV RESSURUTNYTTELSEN (CONSERVATION)

Olje- og energidepartementet fastsatte midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster med gyldighet fra 17.10.1978.

Forskriftene slår fast at utnyttelsen av petroleumforekomster skal foregå i samsvar med forsvarlige tekniske fremgangsmåter og sunne økonomiske prinsipper. Herunder skal det påses at unødig øding av petroleum og reservoarenergi hindres. For å oppfylle dette formål, er det nødvendig med en omfattende teknisk og vitenskapelig undersøkelse av ressursene og mulighetene for å utnytte disse. Forskriftene presiserer derfor at de nødvendige undersøkelser skal foretas. For å sikre en tilstrekkelig kommunikasjon mellom rettighetshaverne og myndighetene i de viktige spørsmål det her dreier seg om, er rettighetshavernes rapporteringsplikt presisert. Myndighetene vil på sin side godkjenne utbyggingsplaner og endringer av disse samt gi regelmessige produksjonstillatelser som spesifiserer betingelsene for produksjon.

Videre er muligheten for samproduksjon av flere forekomster i samme rør der en brønn gjennomtrenger mer enn en forekomst, begrenset. Dette er i overensstemmelse med vanlig praksis på dette området.

Forskriftene regulerer fordelingen av myndighet mellom Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet. I de tilfeller der myndighet er beholdt i Olje- og energidepartementet, forutsettes at de spesifiserte rapporter m.v. sendes i kopi til Oljedirektoratet.

6.2 KONTROLL MED PRODUSERTE MENGDER HYDROKARBONER

Kontroll med produserte mengder olje og gass utføres både på målingene før ilandføring og på målingene som utføres på de ferdigbehandlede produkter som selges ut fra landterminalene. Førstnevnte målinger utføres for å beregne royalty og for å beregne de enkelte felts bidrag. Måling av ferdigbehandlede produkter gjelder salg der Oljedirektoratet er blitt pålagt kontroll-

oppgaver i forbindelse med bestemmelse av selenskapens inntekter.

Kontrollen omfatter alle stadier av et felts utbygging, dvs. kontroll av målesystemenes oppbygging i planleggings- og byggefase, kontroll av utprøving av systemene før de tas i bruk og kontroll av vedlikehold og drift i driftsfase.

De måletekniske oppgaver er blitt ivaretatt av en egen seksjon opprettet i begynnelsen av 1978. Eget personell til kontinuerlig driftsinspeksjon på Ekofisk-komplekset er blitt ansatt og opplært. Dette personell vil overta inspeksjon på Ekofisk og satellittfeltene fra februar 1979. På dette tidspunkt opphører kontrakten med det konsulentfirma som leide ut inspektører til Oljedirektoratet.

Personell for driftskontroll for salgsmålestasjonene i Emden og St. Fergus er blitt opplært og starter sin virksomhet tidlig i 1979.

System for måling av royalty og inntekter fra Frigg-gass omfatter nå målere på Frigg, målere for gass fra Piper/Tartan på kompressorplattformen MCP-O1 og salgsmålere i St. Fergus. Kontroll av test og drift av disse systemene er utført i samarbeid med britiske myndigheter.

Kontroll av oppbygging av målesystemene på Statfjord "B" og Murchison har foregått i samarbeid med britiske myndigheter ut fra den antagelse man gjorde vedr. Statfjord "A", dvs. at unitiseringsavtale vil følge samme hovedlinjer som for Frigg.

Forberedende arbeid for test av målesystemene i Teesside er blitt utført.

Det store antall nye medarbeidere i 1978 nødvendiggjorde stor innsats fra seksjonens øvrige medarbeidere for opplæring og tilrettelegging av arbeidsrutiner. Det finnes i dag ikke miljøer i Norge der en kan rekruttere medarbeidere med bakgrunn innenfor måleteknikk for olje og gass, heller ikke finnes kurs som kan gi en fullstendig innføring i faget.

Forskrifter for målesystemer er ikke utgitt. Krav som stilles til målesystemenes oppbygging, test og drift, er en kombinasjon av kravene fra internasjonale standarder og krav som baseres på den erfarningsbakgrunn som på det aktuelle tidspunkt eksisterer i Oljedirektoratet. Denne

erfaringsbakgrunn skriver seg i hovedsaken fra de systemer som har kommet i drift. Oljedirektoratet deltar bl.a. aktivt som medlem i enkelte komitéer i den Internasjonale Standardiseringsorganisasjonen (ISO), og en deltar i et større prosjekt vedrørende olje- og måleteknikk arrangert av Institute of Petroleum i Storbritannia. En har også etablert kontakt med norske instanser for standardisering og har initiert norsk standardisering for referansebetingelser for volummål.

6.3. OPPRYDDING AV HAVBUNNEN

Arbeidet med undersøkelse og opprydding rundt forlatte borelokaliteter har fortsatt i 1978 og er nå på det nærmeste fullført.

I løpet av 1977 og 1978 er ca. 170 borehull undersøkt og nødvendig rydding er foretatt. Det er brakt i land over 1000 tonn med avfall og operasjonene har kostet operatørene i overkant av 100 millioner kroner.

Årets opprydding har for størstedelen blitt foretatt ved hjelp av trål. Ett selskap har benyttet dykkere, mens 5 andre selskap har benyttet norske trålere. Det blir benyttet en forsterket

trål og et område som minst tilsvarer utstrekningen av ankerkjettingene fra riggen er blitt trålet. Store mengder avfall, særlig vaier, er tatt opp på denne måten. Der trålen har satt seg fast i ting det ikke har vært mulig å få opp, er dykkere eller undervannsbåt blitt sendt ned for å undersøke årsaken. Det har da blitt konstatert ankere, stein, vrak m.v. I samarbeid med Oljedirektoratet er så enkelte av områdene blitt valgt ut for prøvetråling med vanlig fisketrål. Alle steder har det da vist seg at trålfiske er mulig i de områder som er ryddet.

Under oppfølgingen av oppryddingsarbeidet har Oljedirektoratet hatt god kontakt med fiskeriorganisasjonene, og man har fått råd og har kunnet utveksle erfaringer som har vært til god hjelp i arbeidet. Oljedirektoratet vil utarbeide en oversikt over de områder som er ryddet, slik at denne kan distribueres til trålfiskerne.

Forholdene rundt nye borelokaliteter synes å være blitt bra. De fleste operatørene utfører nå en undersøkelse ved hjelp av trål etter hver avsluttet boring, slik at man straks kan si om området er rent.

7. Bistand til fremmede stater

Oljedirektoratet har også i 1978 fortsatt sin bistand til Utenriksdepartementet og Norad i forbindelse med petroleumsrettede prosjekter som utføres i utlandet i forbindelse med norsk utviklingshjelp.

I tillegg til oppfølging av prosjekter som var påbegynt i forrige år, har det også vært en del nye prosjekter, hovedsakelig i forbindelse med kartlegging av petroleumsressurser i land som Tanzania, Portugal, Jamaica og Sri Lanka. Det

har også vært et par anledninger for faglig utveksling av erfaringer i forbindelse med samarbeidet på petroleumssektoren som Olje- og energidepartementet har innledet med en del land.

Økning i omfanget av Oljedirektoratets innsats i denne sammenheng har vært merkbar. Dette understreker på nytt behovet for en permanent ordning, slik at det ikke går på bekostning av Oljedirektoratets vanlige oppgaver.

8. Spesielle utredninger og prosjekter

8.1 SIKKERHET OG BEREDSKAPS-FORSKNING

8.1.1 Bakgrunn og mål

I St.prp. nr. 1, Tillegg 2 (1977-78) «Om økning av bevilgningene til sikkerhets- og beredskapsforskning i tilknytning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen» er det bl.a. lagt opp til et forskningsprogram vedrørende preventiv sikring og beredskap i Oljedirektoratets regi.

Til å bistå Oljedirektoratet med råd for gjennomføring av forskningsprogrammet er det oppnevnt to komitéer:

- «Styringskomité for sokkelberedskap» (SSB)
- «Sikkerhet, prosedyrer og overvåking» (SPO)

I begge komitéene er det representanter fra oljeselskapene, de ansatte og offentlige institusjoner. Formann for SSB er seksjonssjef Arne Stavland, og formann for SPO er sjefsingeniør Knut Åm.

For de enkelte prosjekter er det opprettet styrings-/kontaktgrupper som skal bistå utførende institusjoner og Oljedirektoratet med prosjektstyringen.

Til å ivareta Oljedirektoratets ansvar for å administrere sitt forskningsprogram er det opprettet en Forskningsgruppe. Sekretariatfunksjonene for SSB og SPO er også tillagt Forskningsgruppen.

For året 1978 var det bevilget 8 millioner kroner til Oljedirektoratets forskningsprogram, og 12 millioner kroner til NTNf's forskningsprogram: «Sikkerhet på Sokkelen». For 1979 vil Oljedirektoratet få 8.2 millioner kroner til sitt forskningsprogram og NTNf vil få 12.5 millioner kroner.

Oljedirektoratets mål for gjennomføringen av forskningsprogrammet er:

Generelle mål

Oljedirektoratets program for forskning innen preventiv sikring og beredskap har som overordnet mål å bidra til en økning av sikkerheten

for mennesker, miljø og tekniske installasjoner på den norske kontinentalsokkel. Dette gjelder primært å fremskaffe nye kunnskaper, systematisere og bearbeide eksisterende viten og informere og koordinere dette på en slik måte at det danner grunnlag for på best mulig måte å ivareta sikkerheten på sokkelen innenfor forsvarlige økonomiske rammer.

Strategiske mål

De strategiske mål er følgende:

1. De enkelte prosjektene skal bygges opp og ledes på en slik måte at de mest mulig direkte skal kunne benyttes i Oljedirektoratets daglige arbeid.
2. Forskningen skal ta utgangspunkt i de tekniske spørsmål, men også legge vekt på den helhet som utgjøres av administrative systemer og rutiner, opplæring og trening og på mennesket som en del av det tekniske system.
3. En skal kartlegge andre myndigheters administrative og faglige ansvarsområder og sørge for at tverrfaglige spørsmål blir belyst og at faglige problemer i grenseområder blir tatt opp.
4. Oppbygging og styring av prosjekter skal i størst mulig utstrekning skje ved å benytte de fagfolk hos myndighetene som i sitt daglige arbeide er nærmest til å engasjere seg i prosjektet.
En vil også legge vekt på råd fra operatører, entreprenører, ansattes organisasjoner og andre med spesielle forutsetninger — både ved utforming av prosjekter og ved forslag til gjennomføring av tiltak.
5. Oljedirektoratet vil gjennom en systematisk informasjon forsøke å gjøre prosjekter og prosjektresultater kjent blant alle brukergrupper.
6. Forskningsaktivitetene skal ha det langsiktige mål å komme fram til en mest mulig konkret avveining mellom beredskap og preventiv sikring.

7. Den forskningsaktivitet som Oljedirektoratet initierer vil i størst mulig utstrekning søkes samordnet med tilsvarende virksomhet i Norge, slik at den samlede nasjonale forskningsinnsats blir koordinert og dekker

sikkerhetsproblemet så bredt og fullstendig som mulig. Aktiviteten vil også bli vurdert i lys av kjente tilsvarende prosjekter i utlandet.

TAB. XIV.

Prosjekter igangsatt innen beredskap.

Projects started within contingency planning.

SSB prosjekt	Tittel	Utførende institusjon
1	Myndighets-og ansvarsforhold	Det norske Veritas
2.2	Evakuering av personell sjøveien	Det norske Veritas
2.2.1	Evakueringsaspekter vedrørende «Off-shore system for personelltransport og evakuering	Kongsberg Engineering A/S
2.3	Evakuering med helikoptere	Norges Skipsforskningsinstitutt
2.4	Redningsdrakter/helikoptertransport	Norges Skipsforskningsinstitutt
3.1	Beredskap tilknyttet dykkevirksomheten (Paraplyprosjektet)	Norsk Undervannsinstitutt og Det norske Veritas
4.2	Beredskap ved indikasjoner på at en brønn ikke er under full kontroll	OTTER i samarbeid med Rogalandsforskning
4.3	Brønnavstegning ved ukontrollert utblåsning	OTTER i samarbeid med Rogalandsforskning
4.4	Boring av avlastningshull ved ukontrollert utblåsning	Rogalandsforskning i samarbeid med PETCON
4.6	Sikkerhetssoner i forbindelse med brann- og eksplosjonsfare ved ukontrollert utblåsning	OTTER i samarbeid med Norsk institutt for luftforskning
4.7.1	Brannberedskap på plattform	Det norske Veritas
4.7.2	Brannberedskapsfartøyer	Det norske Veritas
7.1	Simulering — Katastrofe — Sokkel (SIKAS-prosjektet)	Norges Skipsforskningsinstitutt

TAB. XV.

Prosjekter igangsatt inn preventiv sikring.

Projects started within preventive safety measures.

SPO prosjekt	Tittel	Utførende institusjon
1.1	Sikkerhetsoptimalisering ved boring	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk — NTH
1.2	Sikkerhet/trening ved oljeboring Simulator for brønnkontroll	SINTEF
1.3	Komplettering og vedlikehold av produksjonbrønner	Rike Service, New Orleans, USA
1.4	Undervannssystemer for olje- og gassproduksjon	A/S Kongsberg Våpenfabrikk
1.5	Inspeksjonsmanual/rutiner for boreutstyr	Norges Skipsforskningsinstitutt
1.6	Design av foringsrør	SINTEF
1.7	Sementeringsrutiner for borehull	SINTEF
2.1	Tilstandskontroll av rørledninger og stigerør («Superpig»)	Det norske Veritas og A/S Kongsberg Våpenfabrikk

TAB. XV.

Prosjekter igangsatt innen preventiv sikring.

Projects started within preventive safety measures.

SPO prosjekt	Tittel	Utførende institusjon
2.2	Innvendig korrosjon av offshore rørledninger	Det norske Veritas
2.3	Retningslinjer for utforming og dimensjonering av faste plattformer med hensyn på ulykkeslaster	Oljedirektoratet
2.4	Forskrifter for undervannsrørledninger	Oljedirektoratet
2.5	Review and evaluation of structural monitoring systems for use on offshore structures	Hollobone, Hibbert & Associates Ltd, London
2.6	Innstøping av korrosjonssonde i skaftveggen på Statfjord 'B'	Forskningsinstitutt for cement og betong NTH
3.1	Pilotundersøkelse, verne- og miljøarbeid på faste installasjoner	3S (System for sikkert skip) og Oljedirektoratet
3.11	Verne- og miljøarbeid på faste installasjoner (arrangement av konferanse)	Norges Skipsforskningsinstitutt og Oljedirektoratet
4.1	Vedlikeholdsprosedyrer for produksjonsanlegg (Data collection project)	PA Management Consultants Ltd, Aberdeen
4.11	Data collection project	T. R. Moss, England
4.2	Sikringsventilarrangement	SINTEF
4.3	Brannklassifisering av mekanisk utstyr	3S (System for sikkert skip) og Oljedirektoratet
4.4	Deteksjonssystemer for gass/brann	Det norske Veritas og Elektronikklaboratoriet ved NTH
4.5	Safe control of production and auxiliary systems — offshore production platforms in the North Sea	WS Atkins & Partners, England
4.6	IFAC/IFIP symposium — Automation for safety	SINTEF
5.1	Grunnleggende kontrollstrategi	Oljedirektoratet
6.1	Detektering av dekompresjonsbobler	Norsk Undervannsinstitutt
6.2	Personlig dykkerutstyr	Norsk Undervannsinstitutt
6.3	Kriterier for dykkerkommunikasjon	Norsk Undervannsinstitutt
6.4	Arbeidsytelsesbegrensning i dykking	Norsk Undervannsinstitutt
6.5	Fysiologisk overvåking av dykkere	Norsk Undervannsinstitutt

8.2 INNSAMLING AV MILJØDATA I TROMS I

Oljedirektoratets innsamling av miljødata fra værskipet «AMI» i posisjon 71° 30' N og 19° Ø har fortsatt i 1978. Målingene har gått meget bra og har gitt verdifulle resultater.

Den største enkeltbølge som er målt til nå er på 19.1 m og ble målt i desember 1977. I november 1978 ble det registrert signifikant bølgehøyde på 12.1 m. Bølgestatistikken viser at i løpet av de to første år var den signifikante bølge-

høyde under 2 m i 53% av tiden og under 3 m i 80% av tiden.

De maksimale strømhastigheter som er registrert varierer fra 68 cm/s i 50 m dyp til 46 cm/s i 235 m dyp.

Oljedirektoratet har utgitt rapporter med resultatene fra bølge og strømmålingene fra september 1976 til desember 1977, og rapporter med resultater fra perioden januar 1978 til desember 1978 ventes å foreligge i første halvdel av 1979.

9. Avgifter innbetalt til Oljedirektoratet

9.1 PRODUKSJONSAVGIFT

Fra 1978 er det blitt innbetalt totalt kr. 1.213.415.453,01 i produksjonsavgift fordelt på følgende måte:

Gruppe/Selskap	Utv.til.	Felt	Olje/gass/ kondensat	Beløp i Norske kroner
Phillipsgruppen	18	Ekofisk	gass	197.498.714,76
Petronordgruppen	24	Frigg	gass/kondensat	48.459.738,60
Amoco/Noco-gruppen	6	Ekofisk	gass	399.886,30
Dyno Industrier A/S		Ekofisk	gass	69.693.407,50
Statoil		Ekofisk	olje	897.363.705,85
				1.213.415.453,01

De enkelte utvinningstillatelser er sammen-
satt av følgende selskaper:

Utv.til. 6

Amoco Norway Oil Company	28	1/3 %
Amerada Petroleum Comp. of Norway	28	1/3 %
Texas Eastern Norwegian Inc.	28	1/3 %
Norwegian Oil Consortium Inc.	15	%

Utv.til. 18

Phillips Petroleum Company Norway	36,960%
Norske Fina A/S	30,000%
Norsk Agip A/S	13,040%
Norsk Hydro a.s.	6,700%
Elf Aquitaine Norge A/S	8,094%
Total Marine Norsk A/S	4,047%
Eurafrep Norge A/S	0,456%
Coparex Norge A/S	0,399%
Cofranord Norge A/S	0,304%

Utv.til. 24

Elf Aquitaine Norge A/S	41,42%
Norsk Hydro a.s.	32,87%
Total Marine A/S	20,71%
Statoil	5,00%

Oljedirektoratet vil i 1979 innkassere royalty på olje, gass og noe kondensat. Royalty av olje vil komme fra oljeproduksjonen på Ekofiskfeltet. Gassproduksjonen og kondensatproduksjonen vil komme fra Ekofiskfeltet og Friggfeltet.

På Friggfeltet er den norske andelen satt til 60,82%.

Avregningen for 1978 har for olje foregått etter normpris, mens den for gass og kondensat har foregått etter kontraktpris.

9.2 AREALAVGIFT AV KONSESJONS- OMRÅDER

Oljedirektoratet har i løpet av 1978 innkassert kr. 51.137.750,— i arealavgift.

Disse fordeler seg som følger:

Konsesjoner meddelt i 1965:	kr. 46.738.400,—
Konsesjoner meddelt i 1969:	kr. 10.637.500,—
Konsesjoner meddelt i 1971:	kr. 707.400,—
Konsesjoner meddelt i 1977:	kr. 364.500,—
Konsesjoner meddelt i 1978:	kr. 375.750,—
	kr. 58.823.550,—
Tilbakebetalt i 1978	kr. 7.685.800,—
Netto innbetalt i 1978	kr. 51.137.750,—

9.3 AVGIFTER FOR UNDERSØKELSE- TILLATELSER

Oljedirektoratet meddeler undersøkelsestillatelser i henhold til bestemmelser i kap. 2 i kgl. res. av 8.12.1972. Undersøkelsestillatelser meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og før tillatelser gis, skal det forskuddsvis betales en avgift på kr. 20.000,— pr. kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevningen av denne avgiften.

For 1978 er det innbetalt avgift for i alt 15 tillatelser.

FIG. 9A.

Utgiftene til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll i perioden 1971-1978, fordelt på produksjonsfelt.

Technical and safety control expenses for the period 1971-1978.

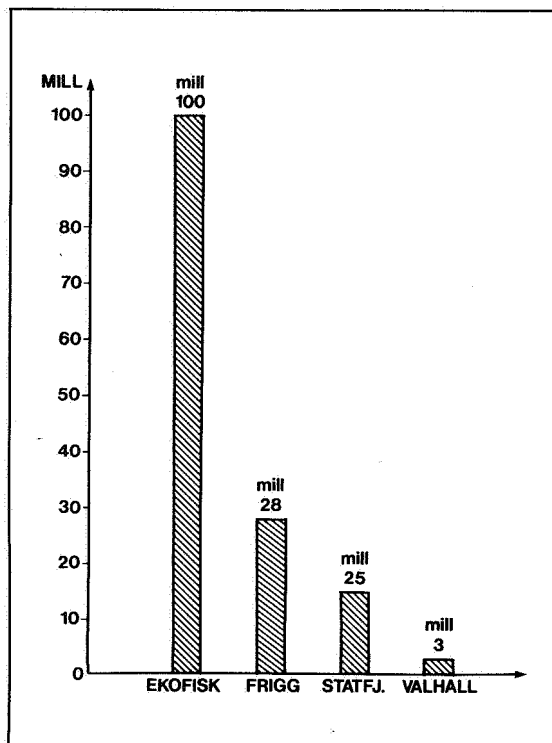
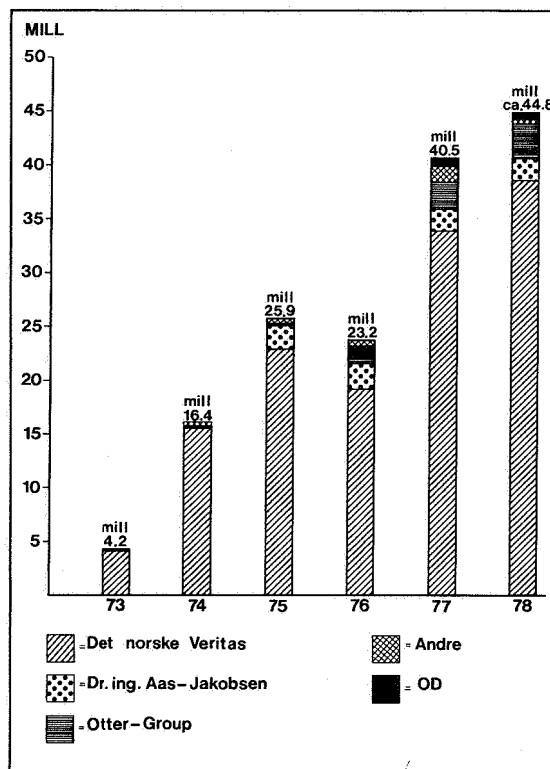


FIG. 9B.

Utgiftene til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll fordelt på engasjerte konsulentfirmaer i perioden 1973-1978.

Technical and safety control expenses paid to consultants in the period 1973-1978.



9.4 REFUSJON AV KONTROLLUTGIFTER

Refusjonen Oljedirektoratet mottar fra rettighetshaverne dekker utgifter for direktoratets konsulentfirmaer, samt egne ansatte inspektørens reiseutgifter ved kontroll.

Til den teknisk og sikkerhetsmessige kontroll fordeler utbetalingen seg i 1978 slik:

Det norske Veritas	kr. 38.045.500,—
Dr. ingeniør A. Aas-Jacobsen	kr. 2.351.500,—
Otter-gruppen	kr. 3.317.000,—
Skandinavisk Kontroll A/S	kr. 391.700,—
Sira Institute	kr. 55.100,—
Oljedirektoratets egenkontr.	kr. 617.300,—
Sum	kr. 44.778.100,—

Beløpet vil bli dekket i sin *helhet* av rettighetshaverne.

Pr. 31.12.1978 var det innbetalt:
kr. 45.189.500,—

10. Internasjonal harmonisering av sikkerhetsforskrifter

Den nordvest-europeiske konferanse i London 1973 om «Safety and pollution safeguards in the development of North-West European mineral resources» og det arbeid med bl.a. harmonisering av sikkerhetsforskrifter som ble igangsatt som et resultat av konferansen, er omtalt i Oljedirektoratets årsberetninger for 1974, 1975, 1976 og 1977.

Londonkonferansen 1973 ble fulgt opp med en ny konferanse i Haag i tiden 13.—17. 11.1978.

Følgende land var representert: Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland. Det møtte observatører fra Canada, IMCO, ILO, sekretariatet for Oslo- og Paris-konvensjonene og EF-kommisjonen.

Til Haag-konferansen 1978 forelå rapporter utarbeidet av de tre arbeidsgrupper oppnevnt i London 1973. Fra Working Group I, ledet av Storbritannia, forelå det rapport med anbefalinger om bl.a. fri utveksling og koordinert innsamling av miljødata. Rapporten ble godkjent, men en undergruppe av spesialister ble av konferansen anmodet om å fortsette sitt arbeid og fremlegge endelig rapport innen utgangen av 1979. Fra Working Group II, ledet av Norge,

forelå det rapport med forslag om en harmonisering av reglene for flyttbare borefartøyer i den form at man stort sett har registrert de strengeste regler i regionen samt utarbeidet et forslag til sertifikatordning til bruk for borefartøy som tilfredsstillt alle deler av de strengeste regler i regionen. Dette med henblikk på en enklest mulig forflytning av borefartøy fra en kontinental-sokkel til en annen.

Det var betydelig grad av enighet om gruppens rapport, men ikke alle lands delegasjoner var beredt til å godkjenne rapporten slik den forelå. Konferansen anmodet Working Group II om å fortsette sitt arbeid innen rammen av et nytt mandat og avlevere ny rapport innen utgangen av 1979. Enkelte emner ble overført til Working Group II fra Working Group III.

Working Group III, ledet av Forbundsrepublikken Tyskland, har behandlet emner vedrørende sikkerhet, helse og velferd for personell, herunder sikkerhetsregler for dykking. Konferansen anmodet arbeidsgruppen om å fortsette sitt arbeid innen rammen av et nytt mandat. Working Group III vil bli ledet av Nederland.

Det ble vedtatt å holde en ny konferanse i siste kvartal av 1980.

DEL III - FAGARTIKLER

11. Posisjonering av fartøy og borerigger

Navigare necesse est,
vivere non est necesse.

Fartøy har gjennom århundrer brukt kompass, logg og lodd for å navigere på verdenshavene. Man utgår fra en kjent posisjon i et kartnett og beregner fortløpende posisjonsendringen. Med kjennskap til vindens og strømmens fart og retning kan man korrigere posisjonen. Over lange distanser trenges en metode for å oppdatere posisjonen så ofte som mulig. Til dette formål brukes sekstant som man måler himmellegemenes høyde med. En erfaren navigatør kan med sekstant bestemme posisjonen med en nøyaktighet på én til to nautiske mil. Det er metoder som i dag fremdeles brukes ombord på skip for å navigere på verdenshavene.

Moderne sjøfart og spesielt prospekteringen etter mineral- og hydrokarbonforekomster i kontinentalsokkelområder, trenger større nøyaktighet og en kontinuerlig informasjon om posisjonen.

Hvilke prinsipper brukes for å navigere?

Vi har ovenfor nevnt at navigatøren ombord bruker referanser utenfor fartøyet for å navigere. Man skiller mellom to ulike metoder å navigere etter, terrester og celest navigasjon. Ved terrester stedsbestemmelse er referansen bundet til jorden og ved celest til himmelkroppen. Ved all navigasjon og spesielt ved de terrestre navigasjonsmetodene, brukes kompass eller gyrokompass, ekkolodd og direkte optiske metoder som suppleres gjennom bruk av kikkerter og forskjellige peileinstrumenter for å måle vinkler. I de tilfeller de optiske metodene ikke er brukbare, f.eks. ved dårlig vær eller når de faste landemerkene faller under den synlige horisonten, kan radioteknikken brukes. Her finnes en rekke forskjellige metoder: radiopeiling, hyperbelnavigering (f.eks. Decca og Loran) og radarnavigering.

Når de terrestre metodene ikke lenger går an å bruke, f.eks. ved at avstanden til målepunktet er altfor stor eller ved at radiokommunikasjonen er forstyrret, kan man bruke astronomisk (celest) stedsbestemmelse. Denne bygger på

prinsippet om at stjerners og planeters posisjon på himmelsfæren sett i et jordfast koordinat-system, er entydige funksjoner av tiden. Man kan altså i forveien beregne og sette opp tabeller for himmelkroppens posisjon for et sted som funksjon av tiden. En himmelkroppens posisjon bestemmes gjennom å måle vinklene relativt horisontalplanet og meridianplanet samtidig som tidspunktet for målingene bestemmes nøyaktig. Ved å bruke tabeller kan man så bestemme fartøyet's posisjon i lengde- og breddegrad. Denne metode forutsetter at sikten er god slik at stjernehimmlen og horisonten er synlige. Radioteknikken kan imidlertid også brukes ved celest navigasjon da solen og en del stjerner sender ut radiostråling hvilket gjør det mulig å peile disse ved f.eks. dårlig vær. En annen metode for posisjonsbestemmelse som har en del til felles med den astronomiske navigasjonen, er satellittnavigasjon. Prinsippet bygger på oppmåling av dopplerfrekvensforandringen ved passasje av en satellitt med radiosender.

Et radiosignal utsendt fra en satellitt som beveger seg i forhold til en mottaker ombord på et fartøy, vil bli registrert med en frekvens som er forskjellig fra den utsendte. Denne forandring i frekvens kalles dopplereffekt. Matematisk kan man beregne skjæringskurven mellom jordoverflaten og det geometriske sted som har samme dopplerskifte i forhold til et bevegelig objekt. Ved å måle dopplerfrekvensen ved flere forskjellige tidspunkt, kan man beregne fartøyet's posisjon.

Navigasjon av borerigger og undersøkelsesfartøy

Vi skal nå se noe mer på de metoder som brukes ved posisjonering av borerigger og fartøy som f.eks. gjør seismiske målinger på kontinentalsokkelen. Man bruker for disse formål utelukkende såkalte integrerte navigasjonssystem, bestående av en eller flere satellittmottakere integrert med et eller flere radionavigasjonssystem og f.eks. gyrokompass og sonardoppler for å bestemme kurs og fart. Tanken bak denne teknikk er at ved å gjøre flere observasjoner av posisjonen med forskjellige metoder, kan man

få en nøyaktigere posisjon enn man får med bare en registrering.

Stort sett alle radionavigasjonssystem er fra begynnelsen utviklet for militært bruk. Alle fartøyer kan i dag bruke systemene forutsatt at de har investert i et mottakeranlegg. Den tekniske utviklingen innen elektronikk og databehandling har ført til at det finnes et stort antall ulike radionavigasjonssystem. Felles for alle er et ønske om at de skal kunne brukes 24 timer pr. døgn og kontinuerlig gi informasjon om fartøyets posisjon. De tre viktigste kriterier for et godt navigasjonssystem er rekkevidde, nøyaktighet og driftssikkerhet.

Hyperbelnavigasjonssystemer

En radiosender sender ut radiobølger med en bestemt bølgelengde eller frekvens. Generelt for radiobølger er at med høye frekvenser får man kort rekkevidde og god oppløsning. Ved lavere frekvenser blir rekkevidden lengre, men risikoen for refleksjoner av radiobølgen i jonsfæren skaper vanskeligheter. Sendere med lav frekvens trenger og meget store antenneanlegg. Som eksempel på lavfrekvente navigasjonssystem skal nevnes Omega, som med 8 sendestasjoner skal dekke hele jorden. En sender i Omega-systemet ligger i Nord-Norge. Nøyaktigheten er i størrelsesorden 2 nautiske mil. Dette systemet brukes lite i denne forbindelse da det har altfor dårlig nøyaktighet.

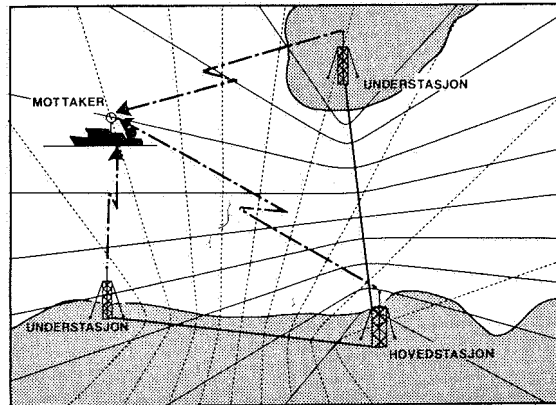
De vanligste radio- eller hyperbelnavigasjonssystem som brukes ved bl.a. prospektering er Decca Navigator og Loran-C. En rekke system har og blitt utviklet spesielt for oljepropektering etc. på kontinentalsokkelen, f.eks. Pulse 8, Argo, Shoran, Toran, Syledis, Hi-Fix, Mini-Ranger etc. Grunnprinsippet for samtlige system ovenfor er stort sett likt. Da det har liten interesse å beskrive alle system, skal her bare beskrives Decca Navigator systemet.

Decca Navigator er et hyperbelssystem for radionavigering. Utviklingsarbeidet begynte i 1938 og systemet ble første gang brukt i 1944 under invasjonen i Normandie. Systemet bygger i prinsipp på måling av faseforskjellen mellom radiosignaler som utsendes synkront fra to sendere (fig. 11A). Da radiobølgenes forplantningshastighet er konstant, blir det geometriske sted for punkter med samme faseforskjell en hyperbel. Matematisk defineres en hyperbel som det geometriske sted for alle de punkter som har samme avstandsforskjell til to faste punkter. Hyperblene trykkes på de vanlige sjøkartene og identifiseres med sin faseforskjell. Når man plotter posisjonen måles faseforskjellen for signaler fra to eller tre separate senderpar. Tre eller fire samfasede senderstasjoner kalles for Decca-kjede. Decca-kjedens rekke-

FIG. 11A.

Prinsippet for hyperbelnavigasjonssystemer.

Principle of hyperbolic location.



vidde er omkring 240 nautiske mil fra hovedstasjonen. Normalt bruker man bare 2 av understasjonene ved en posisjonsbestemmelse. For å beholde best mulig nøyaktighet prøver man å bruke hyperbelskarer som skjærer hverandre med så rett vinkel som mulig. Nøyaktigheten varierer kraftig avhengig av bl.a. fartøyets beliggenhet i forhold til senderstasjoner, men er i størrelsesorden en kvart til en nautisk mil. Når radiobølgene passerer over landområder, oppstår forstyrrelser. Dette er en type av faste feil som kan beregnes og korrigeres for. Radiobølger påvirkes også av variable feil som varierer lokalt under visse tider på døgnet eller i året. Disse feil er vanskeligere å korrigeres for. Hele den norske kysten er dekket av Decca Navigatorsystemet med totalt 6 kjeder.

Loran-C bygger på de samme prinsipper som Decca-systemet og er altså også et hyperbolisk system. Rekkevidden er lengre, ca. 1200 nautiske mil og nøyaktigheten 100—500 m. Norskehavet og vestlige del av Barentshavet dekkes av en Loran-C kjede. Loran-C brukes ofte, spesielt ved seismiske målinger, som et sirkulært istedenfor et hyperbolisk system for å øke nøyaktigheten. Dette innebærer kort at man simulerer en stasjon ombord i fartøyet og direkte måler gangtiden for signaler mellom et senderpar, slik at det geometriske sted for punkter med samme gangtid blir en sirkel.

I Nordsjøen finnes flere radionavigasjonssystem spesielt konstruert og installert for navigasjon til og fra plattformer og for undersøkelser i området. En rekke system finnes i dag som kan leies for kortere tid og installeres på f.eks. plattformer, ved rørleggingsarbeid o.l.

Satellittnavigasjon

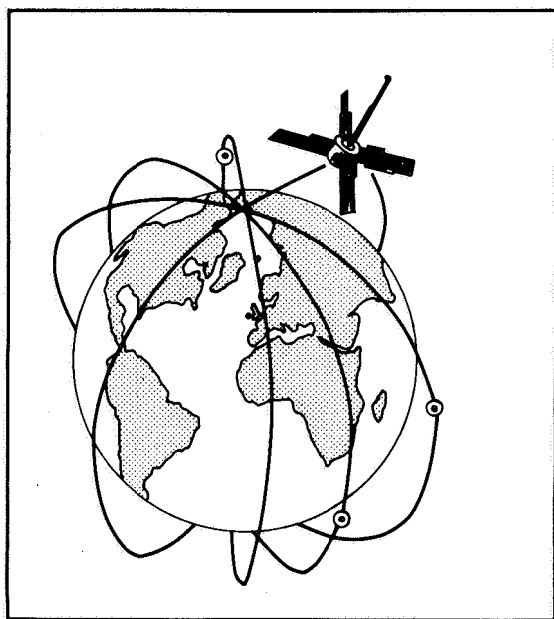
Satellittnavigasjonssystemet Transit eller NNSS som er en forkortelse for Navy Navigation

Satellite System, er et amerikansk system som begynte å utvikles den 4.10.1957 som en direkte følge av den vellykkede russiske oppskytingen av Sputnik I. En gruppe forskere ved John Hopkins Universitetet i USA begynte å lytte til radiosignalene som den russiske satellitten sendte til jorden. De fant at det var et meget definitivt frekvensskifte i satellittens utsendte frekvens som gjorde den vanskelig å spore. De lyktes i å måle frekvensskiftet og fant at det var dopplerskiftet forårsaket av satellittens hastighet. Gjennom å måle frekvensskiftet mot tid på en geografisk kjent plass på jorden kunne man matematisk beregne satellittens bane meget eksakt. Man tenkte seg nå muligheten av å la en satellitt sende eksakt informasjon om sin bane til en mottaker på jorden, slik at man skulle kunne beregne mottakerens posisjon. Den første satellitten av denne type ble skutt opp i 1960 og i 1964 var systemet operasjonelt. Systemet ble i 1967 frigitt for sivil bruk. Transit består i dag av fire satellitter som fremdeles er i funksjon i polare baner (fig. 11B). En satellitt fullfører omløpet rundt jorden på ca. 108 minutter. På 65° bredde kan man i prinsippet få en brukbar satellittfix hver halvtime. Satellittene kontrolleres fra bakkestasjoner. Hver satellitt sender radiosignaler til jorden på to forskjellige frekvenser. Disse frekvenser anvendes for å måle dopplerskiftet og er fasemodulert for samtidig å kunne sende informasjon om sin egen

FIG. 11B.

De fire Transit satellittene i bane rundt jorden.

The four Transit navigation satellites in their orbit circling the globe.



bane, tid etc. til mottakeren. Hver meddelelse tar to minutter å sende og gjentas med to minutters intervall. Målt dopplerskifte, satellittens posisjon og en antatt posisjon for fartøyet trengs for å beregne eksakt posisjon. Dette gjøres automatisk ombord i fartøyet på en regnemaskin. For at beregningen skal kunne gjennomføres trengs 3 målte dopplerskift og fire satellittposisjoner. Satellittsystemet dekker hele jorden 24 timer pr. døgn uansett været. Nøyaktigheten for et fartøy i bevegelse er ca. 50 m og for en forankret borerigg e.l., hvor man har mulighet å beregne flere satellittpassasjer, ca. 10 m i 3 dimensjoner, dvs. lengdegrad, breddegrad og antennehøyde. Man må huske at satellittnavigasjonssystemet ikke gir en kontinuerlig informasjon om posisjonen, men bare data om posisjonen med en til to timers intervall. Man er altså avhengig av å bestemme fartøyet kurs og kurs over havbunnen med andre metoder mellom satellittfixene. Man kan nå lett forstå de integrerte satellittnavigasjonssystemene som bruker f.eks. hyperbelnavigasjonssystem for å bestemme kurs og fart, og siden oppdaterer posisjonen med satellittfix så ofte som mulig. Ved seismiske målinger i Norskehavet og Barentshavet brukes oftest Loran-C integrert med Transit hvorved man kan forvente en nøyaktighet på ca. 250 m. Ved posisjonering av borerigger i Nordsjøen brukes bl.a. Decca Navigator og Pulse 8 integrert med Transit. Da man her har en plattform som har ankret kan man posisjonere riggen med en nøyaktighet på ca. 10 m eller bedre.

Det finnes ytterligere metoder som brukes for å bestemme et fartøys kurs og fart som kan integreres med satellittsystemet. Sonar-doppler er et instrument som måler fartøyet hastighet i forhold til havbunn. Et akustisk signal sendes ut fra skipet og reflekteres i havbunnen. Den registrerte frekvensen er høyere enn den utsendte, frekvensforandringen kalles dopplereffekt. Prinsippet er det samme som brukes ved satellittnavigasjon. Av frekvensforandringen kan man beregne skipets fart over havbunnen. Metoden er ikke brukbar ved kraftig sjøgang og på større vanddyb enn maksimalt ca. 200—300 m.

En meget sofistikert metode som bare brukes for helt spesielle formål grunnet de høye instrumentkostnadene, er treghetsnavigering, som består av 3 accelerometrer og 2 gyroskop for å bestemme fart og kurs. Fordelen med systemet er at det virker uten informasjon utenfra etter at det en gang er blitt kalibrert. Systemet blir brukt for navigasjon under ekstreme forhold som for eksempel når ubåter passerer under isen ved Nordpolen. Her oppstår da også helt spesielle problem da man har syd i alle retninger.

Til slutt skal her bare nevnes noen metoder som bl.a brukes for å legge rørledninger på havbunnen eller ved andre konstruksjonsarbeider på havbunnen. Det finnes i dag navigasjonsinstrument som arbeider med infrarøde- eller laserstråler. Metoden bygger på optiske observasjoner og rekkevidden er ca. 2-3 km med en meget høy presisjon helt ned til noen centimeter eller bedre. Om man ikke har mulighet å plassere en sender på f.eks. en plattform, finnes det andre typer instrumenter som plasseres på havbunnen og kontinuerlig sender akustiske signa-

ler i vannet. Disse registreres ombord på skipet og posisjonen kan beregnes med stor nøyaktighet, men bare over kortere avstand.

Denne sammenstillingen gir en idé om en del av de posisjoneringsmetoder som brukes ved prospektering etter hydrokarboner og konstruksjonsarbeider på kontinentalsokkelen. Det utvikles stadig nye teknikker med det formål å forbedre dekning, nøyaktighet og driftssikkerhet av eksisterende og nye navigasjonssystemer.

12. Testrater i borehull, hva sier de oss?

Innledning

I forbindelse med produksjonstesting av undersøkelsesborehull er det praksis at Oljedirektoratet sender ut en pressemelding når testresultatet foreligger som sier om hullet under testen produserte hydrokarboner til overflaten, og i tilfelle i hvilke mengder. For å forklare hva disse testratene som vanligvis angis i fat olje og/eller Nm³ gass pr. dag, betyr, er det nødvendig å se nærmere på de sammenhenger som gjelder mellom trykk og rate for en brønn som produserer hydrokarboner.

Kort systembeskrivelse

Fig. 12A viser en skisse av et borehull som trenger gjennom en produktiv sone, og som er klargjort for testing av denne. Under produksjonstesten vil reservoarfluidene (olje og/eller gass og eventuelt vann) strømme fra reservoaret gjennom perforeringene i foringsrøret og testrørstrengen. Videre vil fluidene strømme

opp igjennom testrørstrengen, gjennom en dyse på toppen og inn i en separator hvor væske og gass skilles slik at de enkelte strømmer kan måles.

Innstrømning fra reservoaret

Fig. 12B viser den typiske sammenhengen mellom trykket i rørstrengen i reservoarnivået (det såkalte bunnhullstrykket, P_{BP}) og innstrømningsraten (q). Dersom *innsuget* (trykkdifferansen mellom det statiske trykket i reservoaret, P_S , og bunnhullstrykket, P_{BP}) økes, fremgår av figuren at man også øker innstrømningsraten q . q_{max} på figuren er den innstrømningsraten man ville ha om bunnhullstrykket kunne reduseres til atmosfæretrykk. Denne raten benevnes brønnens maksimale innstrømningspotensial.

Forholdet mellom en gitt rate og tilhørende innsug (trykkfall inn mot brønnen) er definert som brønnens produktivitetindeks. Denne er et mål på brønnens innsugningsevne og avhenger såvel av reservoarets egenskaper som av forholdene i og nær brønnveggen (antall perforeringer, boreslamsinntrengning osv.)

FIG. 12A.

Prinsippskisse av borehull under testing.

Sketch of well that is being tested.

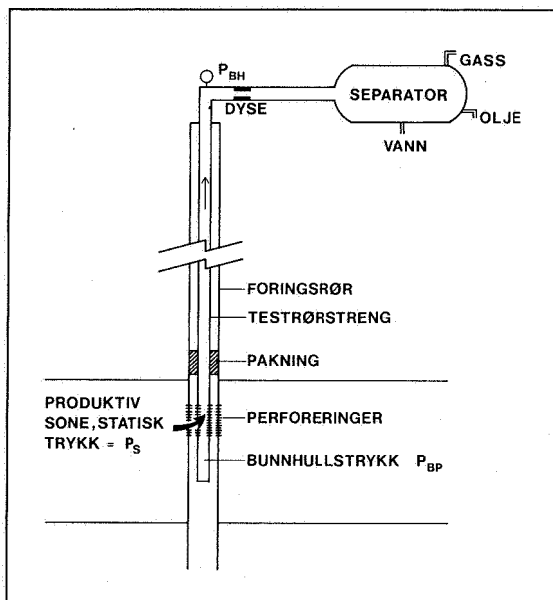


FIG. 12B.

Bunnhullstrykk mot innstrømningsrate for en produserende oljebrønn.

Bottom hole flowing pressure versus rate.

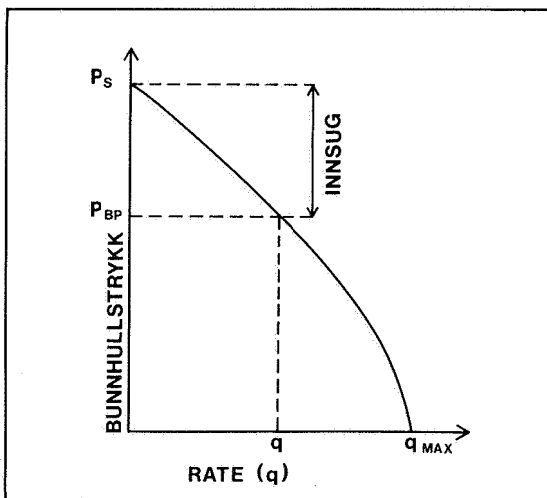
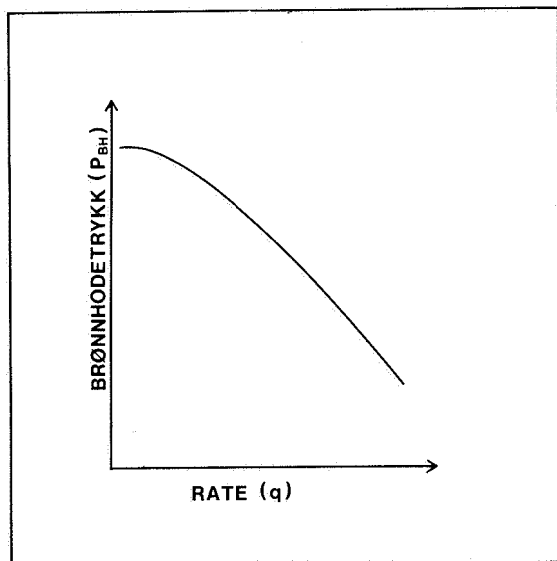


FIG. 12C.

Brønnehodetrykk mot rate for en produserende oljebrønn.
Wellhead pressure versus rate.



Strømning i rørstrengen

Trykket i rørstrengen ved overflaten (det såkalte brønnehodetrykket, P_{BH}), vil være lavere enn trykket i rørstrengen i reservoarnivå, bunnhullstrykket (P_{BP}). Dette trykktapet skyldes tre forhold: endring i potensiell energi, endring i kinetisk energi og friksjonstap. De to siste er rateavhengige, og trykktapet i rørstrengen blir derved også rateavhengig. Det fører for langt i denne sammenheng å gå nærmere inn på hvordan det totale trykktap i rørstrengen kan beregnes. Det skal imidlertid nevnes at de viktigste parametrene som inngår er rørstrengens dimensjoner og friksjonsegenskaper, samt sammensetningen av fluidene som strømmer.

Fig. 12C viser den typiske sammenhengen mellom brønnehodetrykket og raten for en produserende brønn og viser at brønnehodetrykket avtar med økende rate.

Strømning gjennom dysen

Dysen som er plassert mellom brønnehodet og separatoren er en rateregulator.

Dersom trykket på innstrømningssiden av dysen betegnes oppstrømstrykket og trykket på utstrømningssiden nedstrømstrykket, har man for et gitt nedstrømstrykk og en gitt dyseåpning at strømningsraten gjennom dysen øker med oppstrømstrykket som vist på fig. 12D.

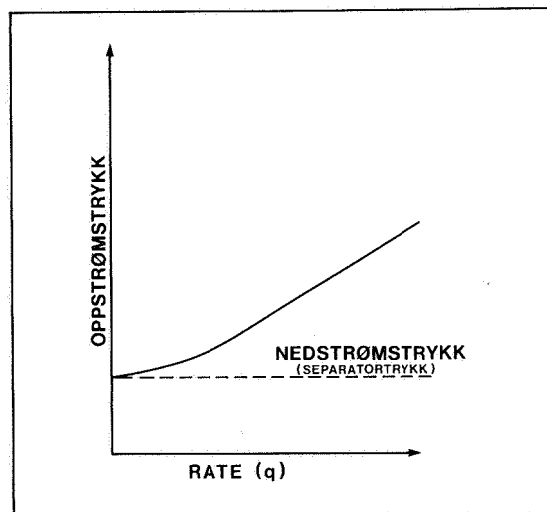
Sammenstilling av trykk/rate-relasjonene

Fig. 12E viser trykk/rate-relasjonene for tre forskjellige dyseåpninger plottet sammen med kurven for brønnehodetrykket. Så lenge avstan-

FIG. 12D.

Oppstrømstrykk mot rate for gitt nedstrømstrykk, dyseåpning og fluidsammensetning.

Upstream pressure versus rate for a given downstream pressure, choke size and fluid composition.

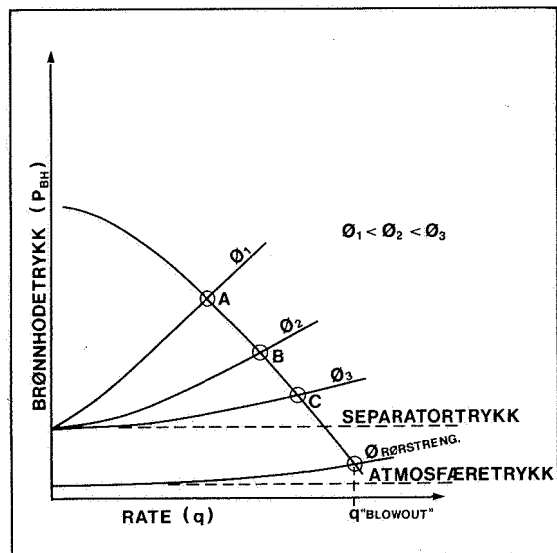


den mellom dysen og brønnehodet er liten, vil dysens oppstrømstrykk være tilnærmet lik brønnehodetrykket, og de tre skjæringspunkter A, B og C gir derfor de tre tilhørende produksjonsratene. Man ser at jo større dyseåpning, desto lavere brønnehodetrykk og desto større rate. Dersom man velger dyseåpning lik rør-

FIG. 12E.

Sammenstilling av brønnehode og dysekarakteristikkurver (dyseåpning \emptyset).

Comparison between wellhead and chokes characteristic curves.



strengens indre diameter og setter nedstrøms-trykket lik atmosfæretrykket, vil skjæringspunktet gi oss den raten denne brønnen ville gi i tilfellet av en ukontrollert utblåsning.

Hva sier testrater isolert sett, og hvilken annen informasjon trengs for å evaluere funnet?

I pressemeldingen heter det f.eks.:

«Undersøkelseshull x er produksjonstestet og testen ga 6000 fat olje og 60 000 Nm³ gass pr. dag med ¾" dyseåpning.» Dette utsagnet inneholder bare en liten del av den informasjon som er samlet inn under testen og forteller isolert sett bare at sonen som er testet inneholder olje og gass i det angitte forhold under så høyt trykk at det strømmer til overflaten av seg selv. Størrelsen på dyseåpningen er relativt uinteressant så lenge man ikke kjenner sammenhengen mellom brønnehodetrykket og raten, og følgelig ikke kan kvantifisere effekten av å endre dyseåpningen.

Under en produksjonstest måles foruten raten også trykk og temperatur såvel i bunnen av brønnen som på overflaten. Analyser av hvordan bunnhullstrykket bygger seg opp når brønnen stenges, gjør det mulig å kvantifisere flere viktige reservoarparametre så som trykk og gjennomstrømningsevne (permeabilitet), i en-

kelte tilfeller også utstrekning og kontinuitet. Ved siden av å kvantifisere innsugningsevnen, vil man også kunne analysere årsakene til trykkfallet inn mot brønnen. Det blir videre tatt prøver av utstrømmende olje og gass slik at hydrokarbonenes sammensetning og egenskaper kan analyseres i detalj.

De data som kommer ut av produksjonstesting er ikke i seg selv tilstrekkelig til å vurdere hvorvidt et funn er lovende eller ikke. Dette må ses i sammenheng med størrelsen på reservoaret som fremkommer ved tolkning av geofysiske, geologiske og petrofysiske data. Oljedirektoratets årsberetning for 1976 inneholder en fagartikkel om slike reserveberegninger.

Avslutning

Når det i Oljedirektoratets pressemelding angis testrater, er dette en informasjon om at hydrokarboner er produsert til overflaten fra den aktuelle sone som ble testet. Testratene i seg selv gir ikke grunnlag for å trekke slutninger om funnets størrelse og betydning, og det er heller ikke mulig å vurdere forskjellige funn mot hverandre på grunnlag av sammenligning av testratene alene.

DEL IV STATISTIKKER/OVERSIKTER

A. UNDERSØKELSE- OG AVGRENSNINGSBORING PÅ NORSK SEKTOR AV NORDSJØEN

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 på norsk sektor av Nordsjøen, har i alt 208 undersøkelses- og avgrensingsborehull blitt påbegynt pr. 1.1.1979. Av disse er 204 avsluttet pr. samme dato. Informasjoner fra 169 av disse borehullene er nedenfor benyttet i noen statistikker som kan belyse sider ved den virksomheten som har funnet sted.

Det er tilsammen boret 546 903 m i de borehullene som inngår når borelengde regnes fra midlere havnivå til bunnen av hullet. Dette gir et gjennomsnittlig dyp pr. borehull på 3236 m. Rigger har i gjennomsnitt tilbrakt 76 døgn pr. borehull, mens kun 23 av disse i gjennomsnitt har vært effektiv boretid. Gjennomsnittlig kostnad pr. borehull har vært 17.167.076 kroner.

I 99 av de 169 borehullene er det tatt kjerneprøver. Totalt utgjør kjerneboret intervall 9178 m, mens det har lyktes å få til overflaten 4720 m med kjerneprøver. I gjennomsnitt pr. borehull der kjerneboring er foretatt, utgjør kjerneboret intervall 92 m. Tilsvarende tall for opphentet kjerne er 47,6 m.

Tabell XII viser «riggmåneder» pr. kvartal frem til 1978. En riggmåned er en rigg i arbeid i en måned. Tabellen er ikke ajour for -77 og -78.

Tabell XIV viser hvor mange borehull som er påbegynt i hver kalendermåned over samme tidsrom.

Tabell XV viser gjennomsnittlig vanddyb og totaldyb for de borehullene som er påbegynt hvert år.

Det dypeste borehullet i norsk del av Nordsjøen er fortsatt 30/10-5, med Esso Exploration and Production Norway, Inc. som operatør. Boringen ble påbegynt i september 1974 og avsluttet i april 1975 på 5185 m dyp.

Det største vanddyb som er boret på er 304 m. Borehullet var 35/3-1 som ble boret i 1976 med Saga Petroleum som operatør.

For boringen av de borehull statistikken dekker, har det vært benyttet 30 forskjellige bore-rigger (Tabell XVI). Av disse er 20 av typen halvt nedsenkbare, 6 oppjekkable og 4 bore-skip.

TAB. XVI.
Riggmåneder pr. kvartal.

Rigg months per quarter.

Årstall	1. kvar- tal	2. kvar- tal	3. kvar- tal	4. kvar- tal	Sum pr. år
1966			2	3	5
1967	3	3	5	6	17
1968	5	11	9	8	33
1969	6	7	9	6	28
1970	5	8	16	15	44
1971	12	12	14	9	47
1972	9	13	18	13	53
1973	5	7	10	17	39
1974	19	15	8	12	54
1975	9	16	17	13	55
1976	17	8	13	8	46
1977	5	4	8	8	25
1978	6	6	2		14
Sum pr. kvartal	101	110	131	118	

TAB. XVII.
Sesongsvingninger i aktivitet.

Seasonal variations in activity.

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	8
Februar	9
Mars	6
April	17
Mai	14
Juni	13
Juli	26
August	23
September	17
Oktober	15
November	10
Desember	11

TAB. XVIII.

Vannndyp og boredyp.

Water depth and total depth.

Årstall	Gjennomsnittlig vannndyp	Gjennomsnittlig 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	5 313
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949
1977	94	2 719

TAB. XIX.

Borerigger på norsk sokkel.

Drilling rigs on the Norwegian Shelf.

Borerigg	Antall hull	Riggtype
Ocean Viking	29	Halvt nedsenkbar
Neptune 7	13	Halvt nedsenkbar
Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Norskald	12	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	Boreskip
Ross Rig	10	Halvt nedsenkbar
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbar
Deep Sea Driller	8	Halvt nedsenkbar
Orion	7	Oppjekkbar
Polyglomar Driller	7	Halvt nedsenkbar
Zapata Nordic	5	Oppjekkbar
Ocean Tide	5	Oppjekkbar
Maersk Explorer	5	Oppjekkbar
Deep Sea Saga	5	Halvt nedsenkbar
Drillmaster	4	Halvt nedsenkbar
Sedneth 1	3	Halvt nedsenkbar
Gulftide	3	Oppjekkbar
Dyvi Alpha	3	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2	Halvt nedsenkbar
Endeavour	2	Oppjekkbar
Transworld Rig 61	2	Halvt nedsenkbar
Ocean Voyager	2	Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	1	Halvt nedsenkbar
Drillship	1	Boreskip
Waage Drill	1	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 G	1	Halvt nedsenkbar
Norjarl	1	Halvt nedsenkbar
Odin Drill	1	Halvt nedsenkbar
Saipem II	1	Boreskip
Borgny Dolphin	1	Halvt nedsenkbar

B. PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJE-DIREKTORATET I 1978**Forskrifter****Forskrifter — faste installasjoner I og II**

Samleperm (2 stk.) som inneholder forskrifter for faste installasjoner.

Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskjningsanlegg samt undervanns rørlednings-systemer.

Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m.v.

Forskrifter for instrumentering, registrering og behandling av E (Miljø)- og P (Plattform)-data.

Midlertidige forskrifter for dykking på den norske kontinentalsokkel.

Geologiske publikasjoner

WELL DATA SUMMARY SHEETS, VOL 4

Wells completed 1973.

NPD PAPER NO 14,

Lithology Well no 17/4-1

NPD PAPER NO 15,

Lithology Wells Nos 1/3-1 and 1/3-2

NPD PAPER NO 16,

Lithology Well No 7/12-1

NPD PAPER NO 17,

Lithology Wells Nos 2/3-1, 2/3-2 and 2/3-3

NPD PAPER NO 18,

Lithology Well No 7/8-1

Kart

Kart over Den norske kontinentalsokkel sør for 62° N bredde. Konsesjonsområder pr. 1.1.1978.

Petroleums-dokumentasjon

OLJEINDEKS utgis kvartalsvis i samarbeid med Norsk senter for informatikk (NSI)

Andre publikasjoner

Environmental Loads, Non-Mandatory supplement to regulations for the structural design of fixed structures on the Norwegian Continental Shelf.

Environmental conditions at Tromsøflaket 71°30' N 19°00' E, currents and waves, report prepared by the River and Harbour Laboratory for the Norwegian Petroleum Directorate.

Report No 1: Wavedata September 1976 - December 1977.

Report No 2: Current Velocity Data September 1976 - December 1977.

Report No 3: Waves and Currents at Tromsøflaket — September 1976 - December 1977.

The role of the Norwegian Petroleum Directorate: Styreformann Martin Buvik's foredrag på ONS-78.

C. STYRER/UTVALG/ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1978

Polarrådet.

Styret for Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser.

Den norske nasjonale komité for Verdens oljekongresser.

NTNF's utvalg for permafrost.

NTNF's Kontinentalsokkelkomité.

Ekofisk-Teesside rørledningskommisjon.

Ekofisk-Emden rørledningskommisjon.

Utvalg til å føre forhandlinger med Danmark om norsk rørledning over dansk kontinentalsokkel.

Delegasjon til forhandlinger med Sovjetsamveldet om grensen på kontinentalsokkelen i Barentshavet.

Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritannia for unitisering av Statfjord- og Murchisonfeltene.

Utvalg for å utrede arbeidsmiljølovens anvendelse på virksomhet i forbindelse med leting etter og produksjon av petroleumsforkomster på kontinentalsokkelen (Halden-utvalget).

Oljevernrådet.

Erstatningsnemnda for skade på fiskeredskap m.v. som følge av oljevirkosomheten på kontinentalsokkelen.

Klagenemnd for erstatningsnemnda.

Utredningsutvalg for igangsettelse og samordning av utredninger som er aktuelle i forbindelse med petroleumsvirkosomheten nord for 62° N.

Dansk-norsk komité for tildekning av Ekofisk-Emden-rørledning.

Utvalg vedrørende bruk av utenlandsk arbeidskraft på kontinentalsokkelen («Stavanger-utvalget»).

Utvalg til utarbeidelse av sikkerhetsforskrifter for undersøkelse og boring etter petroleumsforkomster o.l. på Svalbard.

Råd for bemanning av boreplattformer.

Utvalg til å vurdere hvilke beredskapstiltak m.v. som bør forbedres i forbindelse med petroleumsvirkosomheten på den norske kontinentalsokkelen (Aasland-utvalget).

Styringskomité for norsk sertifiseringsordning for NDT-personell.

Prosjektkomité for utvikling av oljevernutstyr.

Rådgivende organ for petroleumskatningen.

Arbeidsgruppe for Svalbards rådgivende ekspertorgan for behandling av saker om anmeldelse av utmål på olje.

Styringskomité i forbindelse med utredningsarbeidene av et transportsystem for gass på den norske kontinentalsokkel.

Utvalg for utarbeidelse av forslag til utdanning av de ulike typer personell på boreplattformer (Leiro-utvalget).

Utvalg til å vurdere utdanningsbehovene for personell som tjenestegjør på produksjonsplattformene i Nordsjøen (Leiro-utvalget II).

Forskrifter for undervannsrørledninger. Rørledningskomitéen.

Arbeidsutvalget i trykkbeholderkomitéen N.V.S.

Rådgivende utvalg for dykkemedisin, Direktoratet for arbeidstilsynet.

Arbeidsgruppe til å vurdere offentlig kontroll m.v. med dykkesystemer, dyp dykking og undervannsfarkoster, Sjøfartsdirektoratet.

Rådgivende utvalg i dykkemedisin, Helsedirektoratet.

Arbeidsgruppe til å vurdere arbeidstid for dykkere, Oljedirektoratet.

Faglig råd, Norsk Undervannsinstitutt.

Arbeidsgruppe til å vurdere offentlig kontroll med undervannsfarkoster.

Styret for NTNFS forskningsprogram «Sikkerhet på Sökkelen».

Styringskomitéen for Oljedirektoratets forskningsprogram innen Sikkerhet, Prosedyrer og Overvåking.

Sertifiseringsutvalget for maritime sertifikater.

Arbeidsgruppe for utredning om: Risiko for utblåsning på norsk kontinentalsokkel. I regi av DnV.

Norges delegasjon til møte i IEA vedrørende metoder for assistert utvinning fra oljefelt.

Arbeidsgruppe for harmonisering av Sikkerhetsbestemmelser for Nordsjøområdet.

Norsk/britisk arbeidsgruppe innen sikkerhet og beredskap.

Utvalg for persontransport i Nordsjøen.

Forskrifter for elektriske anlegg.
Den permanente forskriftskomiteé av 1964.

Rådet for bemanning av norske flyttbare boreplattformer.

Faglig underutvalg under NTNFS kontinentalsokkelkomité. «Kontinentalsokkelundersøkelser».

Norsk verkstedsindustri standardiseringssentral's komité for kvalitetssikring.

Advisory Committee on Offshore Technology (ACOT).

Styret for Norges Geotekniske Institutt.

Styret for Norsk Undervannsinstitutt.

NTNFS utvalg for risikoforskning.

Komiteé for forskrifter for beregning, dimensjonering, bygging og installering av stigerør og undervannsrørledninger.

Norsk geologiråd.

Styringsgruppen for utbygging av 2. byggetrinn Havarivern-skolen i Haugesund.

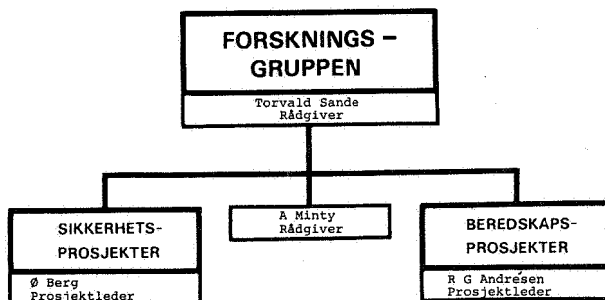
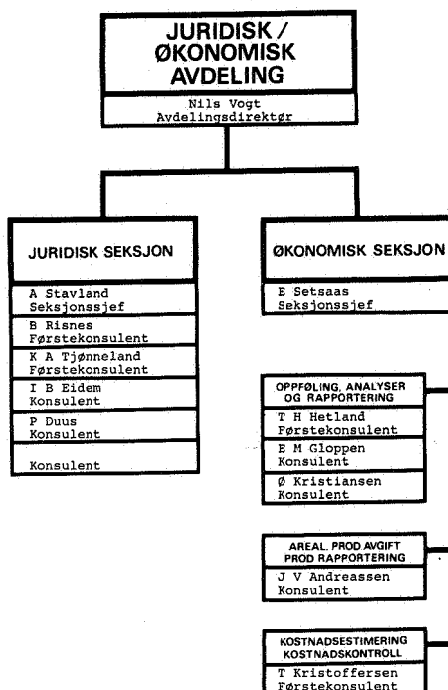
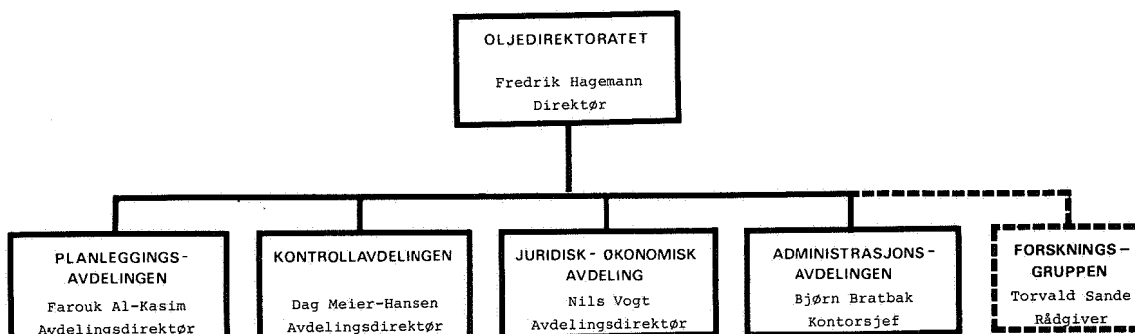
Rådgivende utvalg for energistatistikk.

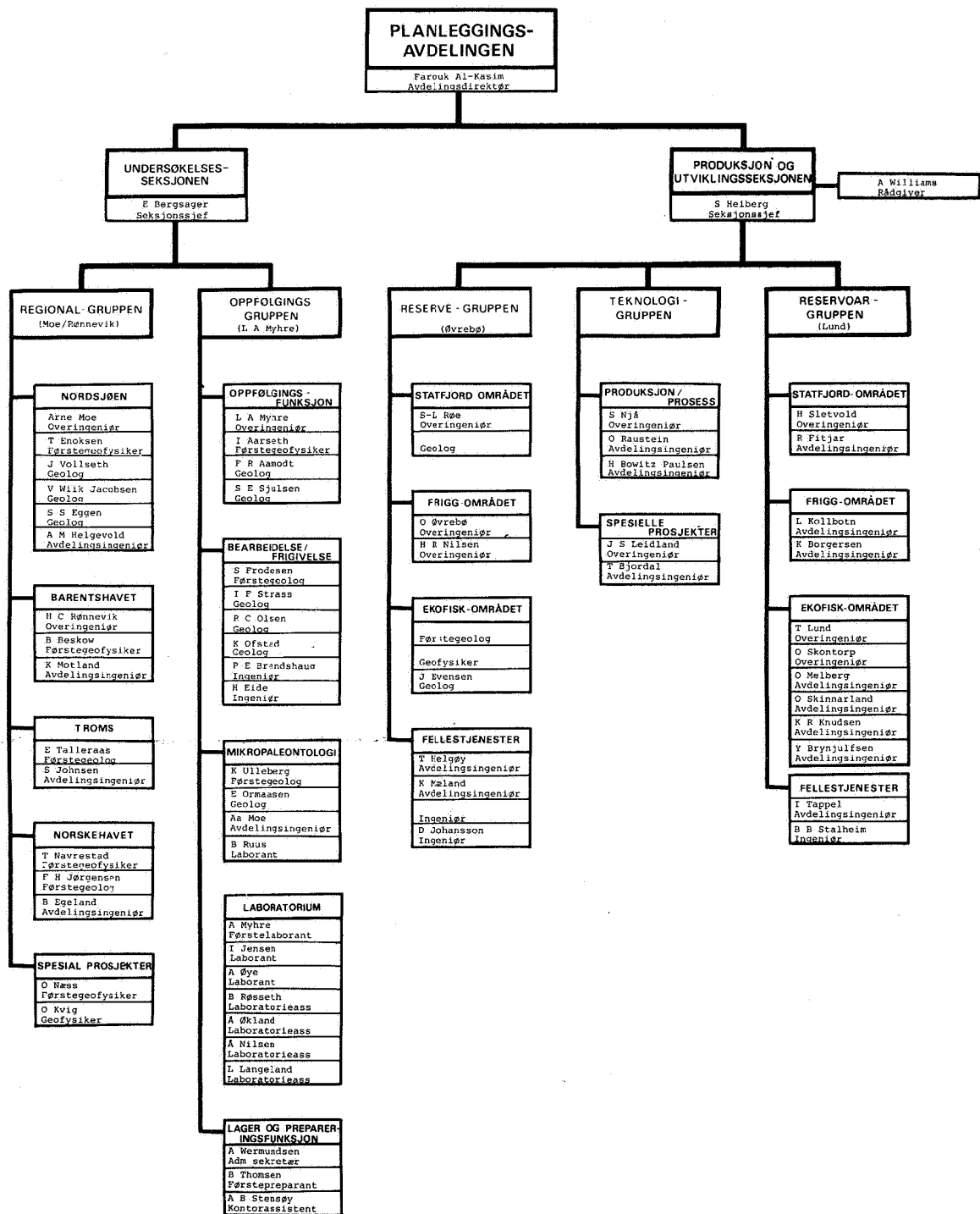
Arbeidsgruppe som utreder forholdet mellom fiskeri og oljevirkosomheten på kontinentalsokkelen.

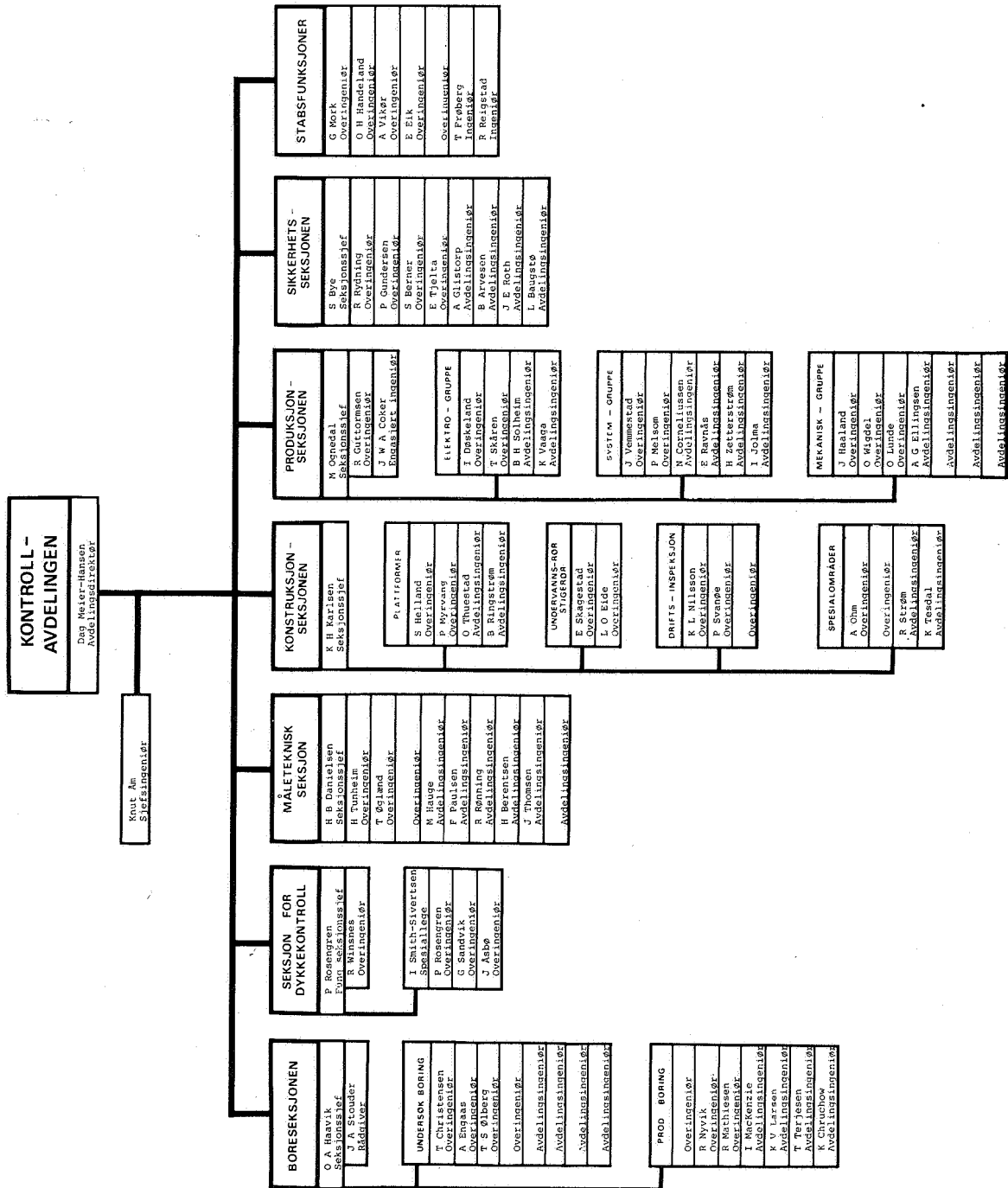
Norsk Verkstedsindustri Standardiseringssentral (NVS) standardiseringskomité for sveising.

Kirke- og undervisningsdepartementets rådgivende kontaktutvalg for petroleumsvirkosomheten.

D. ORGANISASJONSTABLÅ







REPORT OF THE BOARD OF DIRECTORS

1978 was a year of growth for the Norwegian Petroleum Directorate. The number of employees increased from 176 to 231. The work load increased markedly. New tasks were added and this accounts for some of the growth. Control with diving operations on the continental shelf was on April 1st 1978 transferred from the State Labour Inspectorate to the Norwegian Petroleum Directorate. A diving section with technical experts and a medical doctor experienced in hyperbaric medicine was established in the Control and Inspection Department. In the report of the board of directors for 1977 mention is made of an appropriation of 20 mill. Norwegian kroner, made by the Storting to research related to safety and contingency planning. The Norwegian Petroleum Directorate administer 8 million of this sum. A research group within the Norwegian Petroleum Directorate was established, steering groups and project groups have been established with broad representation from research milieus, companies and employees. A good many individual projects are already well under way.

The question of the Norwegian Petroleum Directorate's organization and it's place in the government administration has been a topic of discussion for some time. One suggestion has been to split the Norwegian Petroleum Directorate and establish a "Shelf Inspectorate" to be responsible for safety control, which today mainly is the responsibility of the Inspection and Control Department. The board of directors opposed this. As a result of the discussion in the Storting, it was decided to place the responsibility for respectively the business interest and for safety and contingency matters in two different ministeries. This has led to a situation where the Norwegian Petroleum Directorate report to two ministries, namely the Ministry of Energy and Petroleum and the Ministry of Labour and Municipal Affairs (safety and contingency matters). The board is aware of the danger that this will entail a more cumbersome work method, but expects that it will be possible to work out practical routines.

The fast increase in the Norwegian Petroleum Directorate's personnel and the new tasks added have made it desirable to undertake a thorough examination of the Directorate's organisation. Experts from the Government Institution of Organization and Management and Industriksulent A/S with assistance from an internal steering group, have prepared a preliminary report in which certain changes are suggested. These experts will present their final report in the beginning of 1979.

At the time when the Storting had the establishment of the Norwegian Petroleum Directorate under discussion, it was foreseen that the Norwegian Petroleum Directorate could get in a situation where it could not meet the demand for qualified personnel on account of competition for labour from the private petroleum industry, and in Stortingsprop. 113, 1971-72 "a certain flexibility in matters of wages" was recommended. Time has shown that experts in the Norwegian Petroleum Directorate are sought after by the industry and at the same time prospects of promotion within the Norwegian Petroleum Directorate are limited. The board expresses its concern about this situation.

Furthermore, the board will call attention to the fact that it has not yet been possible to reach an agreement about a compensation for it's employees in connection with field inspections.

The Norwegian Petroleum Directorate are steadily getting more and more involved in Norwegian cooperation projects with other countries. Without an increase in personnel this will be difficult to combine with tasks at home, and the board has tried to get two positions earmarked for this purpose.

The office situation for the Norwegian Petroleum Directorate has gradually become more difficult, and the employees are spread on four different locations. Several projects have been considered and an agreement has been signed to rent office space in a buliding now under construction. However, this does not represent a satisfying solution in the long run, and the Norwegian Petroleum Directorate are trying to acquire a site for building its own building.

The Norwegian Petroleum Directorate have important tasks in connection with "conservation" or proper exploitation of petroleum resources. Regulations in this field were laid down by the Ministry of Energy and Petroleum on 17 October 1978, and the board reckons that important decisions in such matters will have to be taken in the time to come. The decisions will have to be based on extensive analyses of a technical and economic nature. "Proper exploitation of petroleum resources" also presupposes an evaluation of the so-called marginal fields. The Norwegian Petroleum Directorate have prepared a report to the Ministry of Energy and Petroleum on the problems involved in this connection.

Unfortunately, neither the year 1978 was without serious accidents on the continental shelf. During the Storting's discussion on the report on the Bravo-blowout, it was strongly emphasized that it is the responsibility of the

operator to see to it that safety is as good as altogether possible. This however, does not exempt the authorities, in the first instance the Norwegian Petroleum Directorate, to carry out necessary control. The Norwegian Petroleum Directorate's control apparatus have gradually been strengthened and can in many instances also rely on an extensive apparatus of safety delegates. However, we cannot be satisfied as long as accidents happen, and the board regards a continuous evaluation of the appropriateness and effectiveness of rules and control measures as one of its main tasks. A central issue here is to what extent one can influence the organization of and rely on the companies' own control. A draft of guidelines in this field has been worked out and are currently out on a hearing.

The board is fully aware of the fact that safety measures often involve considerable costs, and that these will have to be weighed against the improvements in safety one expects to achieve. The analytical tools in this connection have constantly been improved, but in the last instance such matters will often be a question of opinion based on the dominant values in the society.

In 1976 the Norwegian Petroleum Directorate carried out a geophysical experiment (annual report 1977, chapter 8.4) with a super long energy source. Initiated by the Norwegian Petroleum Directorate, the private company Geco A/S acquired the necessary technical equipment and carried out the practical part of the work. Technically the experiment was very successful. The board is pleased to note the fact that this initiative from the Norwegian Petroleum Directorate has contributed to strengthen the competitiveness of Norwegian geophysical industry. The super long energy source is a central factor behind Geco's strong position in the international market.

There seems to be an almost unlimited need both at home and abroad for information about the development on the continental shelf and about the work of the Norwegian Petroleum Directorate. The board hopes that this annual report to some extent will satisfy this need, but is also preoccupied with other measures aimed at strengthening the information activity of the Norwegian Petroleum Directorate.