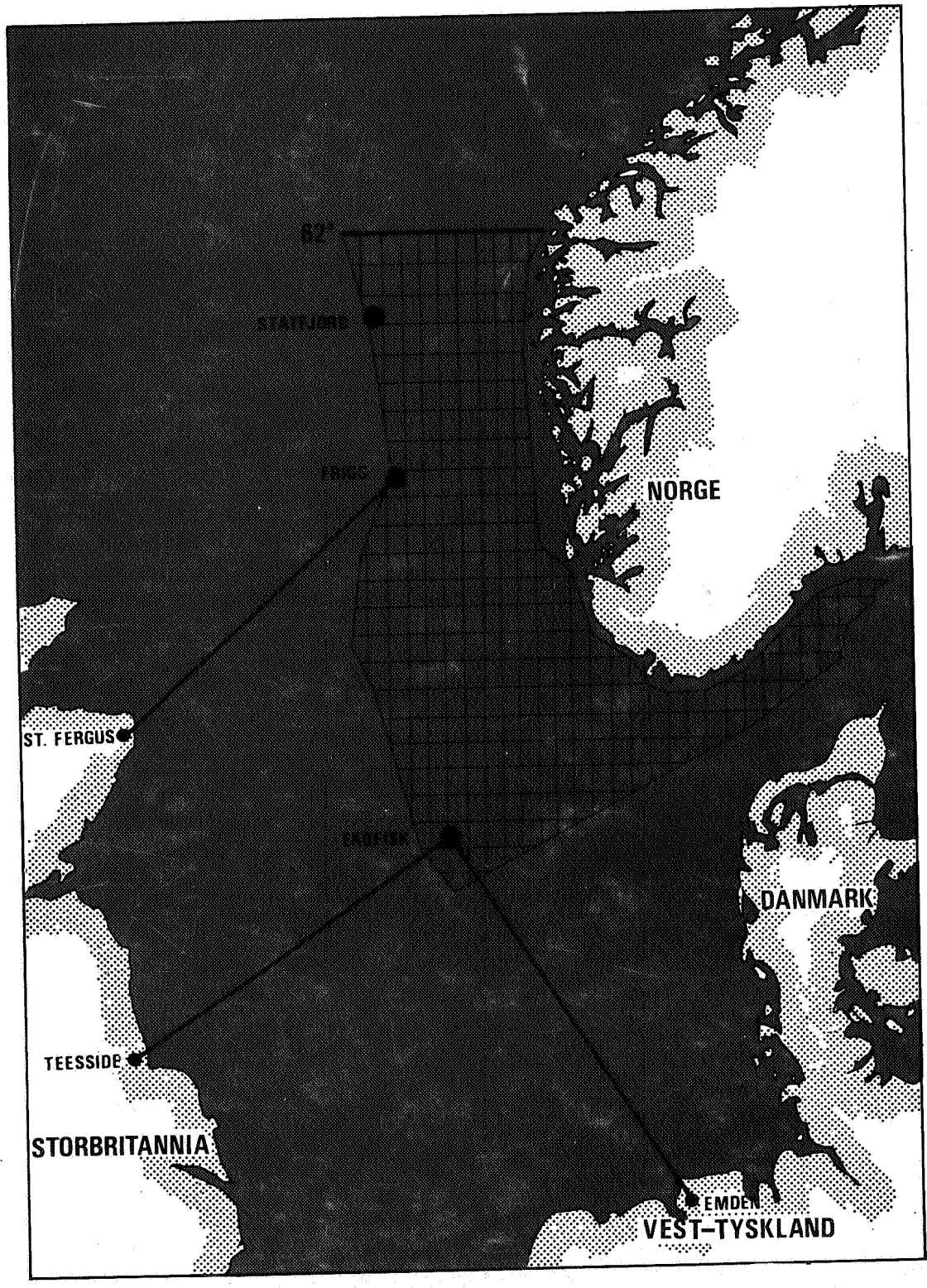




# Oljedirektoratet

## ÅRSBERETNING 1976



**Oljedirektoratet**  
ÅRSBERETNING 1976

# Innhold

DEL I – STYRETS BERETNING			
DEL II – VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN			
<b>1. DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON</b>	<b>8</b>		
1.1 Instruks for Oljedirektoratet	8		
1.2 Styre og administrasjon	9		
1.2.1 Styre	9		
1.2.2 Personell	9		
1.2.3 Organisasjon	9		
1.2.4 Opplæring	9		
1.2.5 Lokaler	9		
1.2.6 Budsjett	10		
1.2.7 Samarbeidsutvalget	11		
<b>2. VIRKSOMHETEN SØR FOR 62° N</b>	<b>11</b>		
2.1 Seismiske undersøkelser	11		
2.1.1 Undersøkelsestillatelser for petroleum	11		
2.2 Boring	11		
2.2.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull	11		
2.2.2 Produksjonsbrønner	12		
2.3 Nye funn	12		
2.4 Ekofisk-området	14		
2.4.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	14		
2.4.2 Rørledninger fra Ekofisk	16		
2.5 Frigg-området	16		
2.5.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	16		
2.5.2 Rørledninger fra Frigg-feltet	17		
2.5.3 Felles utnyttelse (Unitisering)	17		
2.5.4 Satelittfelter	17		
2.6 Statfjord-feltet	18		
2.6.1 Felles utnyttelse (Unitisering)	19		
2.7 Andre felt	19		
2.7.1 Heimdal	19		
2.7.2 Valhall – Hod	19		
2.7.3 Murchison-feltet	20		
2.7.3.1 Felles utnyttelse (Unitisering)	20		
2.8 Petroleumsreserver	20		
2.8.1 Status	20		
2.8.2 Felt som er planlagt utbygget	22		
2.8.3 Andre felt	23		
2.8.4 Nye funn	24		
2.8.5 Uoppdagede reserver	24		
2.9 Utnyttelse av petroleumskomstene	24		
2.9.1 Generelt	24		
2.9.2 Produksjonsprognoser	25		
2.10 Tilbakelevering av konsesjonsområder	26		
2.11 Tildeling av nye konsesjoner	26		
2.12 Andelsoverdragelser	27		
<b>3. VIRKSOMHETEN NORD FOR 62° N</b>	<b>28</b>		
3.1 Geofysiske undersøkelser	28		
3.1.1 Helgelands-undersøkelsen	28		
3.1.2 Undersøkelser i Barentshavet	29		
3.1.3 Eksperiment med lang energikilde	29		
3.1.4 Flymagnetiske målinger i Jan Mayen-området	29		
3.1.5 Geologiske og geokjemiske undersøkelser i Barentshavet	29		
3.1.6 Andre undersøkelser	30		
3.2 Områder åpnet for videre utforskning	31		
3.2.1 Møre/Lofoten	31		
3.2.2 Område I utenfor Troms	32		
3.3 Boreaktiviteten på Svalbard	32		
3.3.1 Colesbukta	32		
3.3.2 Haketangen	32		
<b>4. VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER OG FRIGIVNING AV GEOLOGISK MATERIALE</b>	<b>33</b>		
4.1 Undersøkelser foretatt av vitenskapelige institusjoner	33		
4.2 Frigivning av geologisk materiale	34		
<b>5. SIKKERHETSMESSIG KONTROLL</b>	<b>36</b>		
5.1 Undersøkelsesboring	36		
5.1.1 Forskrifter	36		
5.1.2 Kontrollopplegg	36		
5.1.3 Kontroll i perioden	36		
5.2 Produksjon, ilandføring	37		
5.2.1 Forskrifter	37		
5.2.2 Kontrollopplegg	37		
5.2.3 Kontroll i beretningsperioden	39		
5.3 Egne plattformer for boligkvarter	39		
5.4 Arbeidervern	40		
5.5 Skaderegistrering	40		
5.6 Beredskap	40		
5.7 Inspeksjon av havbunnen ved forlatte borehull	41		
<b>6. ANNEN KONTROLL</b>	<b>42</b>		
6.1 Styring av ressursutnyttelsen (Conservation)	42		
6.2 Kontroll med produserte mengder hydrokarboner	43		
<b>7. BISTAND TIL FREMMEDE STATER</b>	<b>43</b>		
<b>8. SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER</b>	<b>44</b>		
8.1 Miljørapport	44		
8.2 Værobservasjoner i område Troms I	44		
8.3 Utslipp ved rørbrudd	45		
8.4 Identifikasjonssystem for oljer	45		

<b>8.5</b>	<b>Gjenfinning og inspeksjon av forlatte borelokaliteter</b>	45	<b>DEL IV – OVERSIKTER</b>	
<b>8.5.1</b>	Feltforsøk	46	A. Medarbeidere i 1976	52
<b>9.</b>	<b>AVGIFTER INNBETALT TIL OLJEDIREKTORATET</b>		B. Spesifikasjon over utvalg/ komitéer/arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet har hatt representanter i 1976	53
<b>9.1</b>	<b>Produksjonsavgift</b>	47		
<b>9.2</b>	<b>Arealavgift av konsesjonsområder</b>	47	C. Publikasjoner som utgis av Oljedirektoratet.	56
<b>9.3</b>	<b>Avgift for undersøkelsestillatelser</b>	47		
<b>9.4</b>	<b>Refusjon av kontrollutgifter</b>	47		
<b>10.</b>	<b>INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETSFORSKRIFTER</b>	47		
<b>DEL</b>	<b>III – FAGARTIKLER</b>			
<b>11.</b>	<b>RESERVEBEREGNINGER</b>	48		
<b>12.</b>	<b>BOREHULL PÅ NORSK SEKTOR I NORDSJØEN</b>	50		

## Forord

Styret legger herved frem Oljedirektoratets årsberetning for 1976.

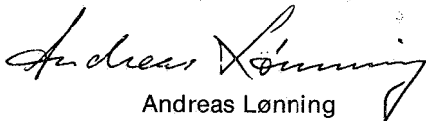
Man har i år funnet det hensiktsmessig å la styrets beretning inngå som del I; som del II omtales virksomheten generelt og som del III har man, i likhet med tidligere år, generelle faglige artikler innenfor direktoratets fagområder.

Stavanger, 4. mars 1977

I styret for Oljedirektoratet



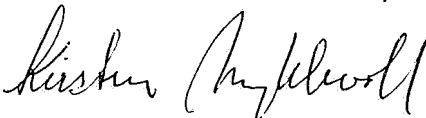
Gunnar Hellesen



Andreas Lønning



Erik Setsaas



Kirsten Myklevoll



Aksel Olsen

---



Fredrik Hagemann

---



Bjørn Bratbak

## Styrets beretning

Året 1976 var preget av en meget stor aktivitet innen Oljedirektoratet. Internt skjedde det en betydelig oppbygging. 56 stillinger ble besatt, hvorav de fleste innen Kontrollavdelingen. Samtidig måtte man arbeide under en viss usikkerhet når det gjaldt organisasjonsmønsteret. Fra Industridepartementets ledelse ble det gitt uttrykk for at det kunne være hensiktsmessig å opprette et eget sokkeltilsyn, som da skulle overta de sikkerhetsmessige kontrolloppgaver som nå er tillagt blant andre Oljedirektoratet. Et flertall i det regjeringsoppnevnte utvalg som skal utrede anvendelsen av den nye arbeidsmiljølov på kontinentalsokkelen, gikk også inn for at «det med utgangspunkt i Oljedirektoratets Kontrollavdeling etableres et eget sokkeltilsyn administrativt underlagt Kommunal- og arbeidsdepartementet.»

Styret har i en omfattende uttalelse imøtegått disse forslag som ville føre til at Oljedirektoratet ble delt. Styret har imidlertid samtidig vært sterkt opptatt av spørsmålet om det er ønskelig å foreta organisasjonsmessige endringer innen direktoratet. I løpet av 3½ år er direktoratet bygget opp fra ingenting til en organisasjon med 152 ansatte. I 1977 vil 31 komme til. Det er ikke uten videre gitt at den modell man opprinnelig arbeidet etter, og som forutsatte en mer begrenset stab, i alle deler vil være hensiktsmessig i fremtiden. Styret er i denne forbindelse også opptatt av å få klargjort sitt eget ansvars- og myndighetsområde.

De lenge ventede sikkerhetsregler for produksjon m.v. av undersjøiske petroleumforekomster ble fastsatt ved kgl res av 9 juli 1976. Med hjemmel i disse regler forlangte direktoratet at det skulle bygges en egen boligplattform for Staffjord-feltet med tilknytning til B-plattformen der. Pålegget har betydelige økonomiske konsekvenser og har med all ønskelig tydelighet understreket behovet for den best mulige synkronisering av de politiske myndigheters godkjenning av feltutbyggingsplaner og de tekniske organers approbasjoner. Den eneste praktiske fremgangsmåte synes å være at kontrollinstansene følger prosjektet helt fra konseptstadiet. Kgl res av 9. juli 1976 legger opp til et slikt system.

De undersøkelser Oljedirektoratet høsten 1976 lot foreta på havbunnen omkring 17 forlatte borehull, viste at det i strid med regelverket for borevirksomhet var etterlatt skrap som kunne være til skade for fiskeresskap. Erfaringene fra disse undersøkelser bekrefter nødvendigheten av at myndighetene følger opp de kontrolltiltak operatørene setter i verk, og viser videre at myndighetene må ha til disposisjon meget avanserte tekniske hjelpemidler for sitt kontrollarbeid.

Såvel i kontroll- som i beredskapsarbeid, er det i

mange tilfelle en svakhet at det ønskelige analyseverktøy og tekniske utstyr ikke er tilgjengelig. Oljedirektoratet har lagt frem for Industridepartementet et omfattende forslag til forsknings- og utviklingsprosjekter som etter Oljedirektoratets syn, bør gjennomføres for å bøte på situasjonen. Forslaget forutsetter samarbeid mellom en rekke institusjoner og innsats av offentlige midler.

For å føre saken videre ble det i desember 1976 besluttet nedsatt en arbeidsgruppe med representanter fra Oljedirektoratet, NTNf, Miljøverndepartementet, Industridepartementet med formanns- og sekretærfunksjonene ivaretatt av Oljedirektoratet.

Sikkerheten på kontinentalsokkelen er i høy grad avhengig av at man har tilstrekkelig informasjon om de krefter i form av bølger, vind etc. som installasjonene blir utsatt for. I løpet av beretningsperioden er Miljødatasenteret, som samler og ordner slike opplysninger fra en rekke målestasjoner, kommet i drift. Initiativet til dette senteret ble tatt av Oljedirektoratet i nært samarbeid med den såkalte Otter-gruppen i Trondheim og Meteorologisk Institutt. Sistnevnte står for datalagringen. Videre er det stasjonert et værskip for registrering av data av særlig interesse i forbindelse med operasjoner på kontinentalsokkelen nord for 62° N. Styret har besluttet å yte bidrag til driften av såvel Miljødatasenteret (delvis dekning) som værskipet (full dekning).

En åpning av områdene nord for 62° N for boring, er en beslutning som må fattes av politiske organer. Direktoratets oppgave i denne sammenheng er å fremskaffe så fylldige opplysninger som mulig som grunnlag for disse beslutninger. Det er da primært som petroleumsgesologisk fagkyndig organ direktoratet kartlegger og vurderer mulighetene for å finne hydrokarboner i forskjellige områder. Videre kommer direktoratet med sikkerhetsmessige vurderinger, men konsekvenser for fisket o.l. tilkommer det andre å uttale seg om. Styret legger for øvrig stor vekt på å ha den best mulige kontakt med fiskerne og deres organisasjoner, og direktoratet har blant annet et kontaktutvalg der saker av felles interesse kan tas opp.

Direktoratet opptrer som fagkyndig organ for vurdering av petroleumforekomstenes størrelse og egenskaper med tanke på en eventuell utvinning. Selskapene vurderer naturligvis selv disse forhold. Deres beregninger har i enkelte tilfelle vist seg å avvike adskillig fra direktoratets. Slike beregninger vil alltid være beheftet med betydelig usikkerhet, og det er ikke uten videre gitt at direktoratets beregninger alltid vil vise seg å være de mest korrekte.

Styret anser det imidlertid nødvendig for statens planlegging og kontroll at myndighetene arbeider ut

fra anslag som er utarbeidet på en ensartet måte, og som man med sikkerhet kan si ikke er påvirket av andre hensyn enn ønsket om å komme frem til det mest mulig korrekte resultat.

I løpet av 1976 har Oljedirektoratet foretatt en evaluering av de totale reserver på sokkelen syd for 62 ° N. Denne viser at det pr. idag er påvist noe i underkant av 1,5 milliarder tonn olje-ekvivalenter. I tillegg finnes det sannsynligvis utvinnbare reserver i størrelsesorden 2 milliarder tonn olje-ekvivalenter i strukturer som ennå ikke er boret.

Det er ventet at oppgavene med å bevirke en forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomstene vil spille en stadig mer fremtredende rolle etter hvert som flere felt blir satt i produksjon. Over de neste 3 år vil utvinningsaktiviteten på kontinentalsokkelen bli nærmere det femdobbelte av hva den er i dag. Oljedirektoratet tar sikte på å bygge opp den kompetanse og arbeidskapasitet som er nødvendig for å føre en reell kontroll med denne del av virksomheten.

# 1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

## 1.1 INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET

Oljedirektoratets formål og oppgaver ble gitt i egen instruks som opprinnelig ble fastsatt av Industridepartementet den 30. mars 1973 samt ved senere delegasjonsvedtak.

Som følge av at ansettelsesmyndigheten for enkelte stillinger i 1976 ble overført fra styret til nyopprettede ansettelsesråd, ble instruksen erstattet av ny instruks fastsatt av Industridepartementet den 17. juni 1976.

### § 1 – Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl Industridepartement. Det har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, i indre norsk farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk stats-høyhet for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, Industridepartementet eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskriftene m.v. for undersøkelse og boring etter petroleumforekomster o.l. i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 17. juli 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 unødige skader eller volder skade for annen virksomhet.
- d. å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid

er i overensstemmelse med de retningslinjer Industridepartementet fastsetter.

- e. å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen 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 behandling 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 i h.h.t. de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig i.h.h.t. departementets bestemmelser.
- i. å holde Industridepartementet 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 Industridepartementet 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 Industridepartementet forskrifter og enkeltvedtak vedrørende forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation).
- l. å være rådgivende organ for Industridepartementet 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

I første del av beretningsperioden besto styret av:

- Banksjef Gunnar Hellesen, Haugesund
- Direktør Andreas Lønning, Oslo
- Stortingsrepresentant  
Kirsten Myklevoll, Skånland
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest
- Førstegeofysiker  
John Stangenes, Stavanger  
(valgt av og blant de ansatte)

Varamenn:

- Stortingsrepresentant  
Gunnar Berge, Stavanger
- Førstekonsulent  
Erik Setsaas, Stavanger  
(personlig varamann for de ansattes representant i styret).

Dette styrets funksjonstid utløp 12.9.76. Ved Kronprinsregentens resolusjon av 20.8.76 ble følgende medlemmer oppnevnt for perioden frem til 12.9.78:

- Banksjef Gunnar Hellesen, Haugesund
- Direktør Andreas Lønning, Oslo
- Stortingsrepresentant  
Kirsten Myklevoll, Skånland
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest
- Førstekonsulent  
Erik Setsaas, Stavanger  
(valgt av og blant de ansatte)

Varamenn:

- Stortingsrepresentant  
Gunnar Berge, Stavanger
- Førstegeolog Hans Chr Rønnevik, Stavanger  
(personlig varamann for de ansattes representant i styret)

Styret har i beretningsperioden avholdt 10 møter.

### 1.2.2 PERSONELL

Direktoratet ba i sitt budsjettforslag for 1976 om 38 nye stillinger. I regjeringens proposisjon til Stortinget var det foreslått 20 stillinger.

Etter en lengre debatt i Stortinget om direktoratets oppgaver og dets evne til å løse disse, gikk man inn for at direktoratet skulle få de 38 stillingene som det hadde bedt om.

Direktoratet har ved utgangen av beretningsperioden 152 ansatte, inklusiv åremåltilsatte, engasjerte og personell ansatt på kontrakt.

Det har i 1976 vært en avgang på 14 ansatte. De fleste av disse har gått over til annen oljevirkosomhet.

Etterspørselen etter kvalifisert personell med erfaring fra denne virksomheten er stor i distriktet.

Hele 21 nyansatte har i beretningsperioden kommet fra områder utenfor Stavanger-regionen. Det har i dette året vært vanskelig å skaffe de nyansatte boliger.

Ved kgl res av 11.6.76 ble det fastsatt reglement for personalforvaltningen ved Oljedirektoratet. Dette medførte blant annet at ansettelsesmyndighet for en del stillinger ble overført fra styret til ansettelsesråd. Ordningen med ansettelses- og innstillingsråd ble iverksatt fra 1.7.76.

### 1.2.3 ORGANISASJON

Direktoratet har siden det ble opprettet i 1973 hatt uendret organisasjonsform. Organisasjonsmessige endringer i perioden 1973-76 har gått ut på å organisere avdelingene i seksjoner, blant annet har man fra 1.1.77 fått en juridisk og en økonomisk seksjon. Fra samme tidspunkt har styret funnet det riktig at betegnelsen Forvaltningsavdelingen blir endret til Juridisk - Økonomisk avdeling, og at Administrasjons- og personalkontor blir endret til Administrasjonsavdeling. Navneendringene medfører ingen endring i direktoratets nåværende arbeids- og ansvarsområder. Man er i løpet av 1976 blitt klar over at en mer dyptgående analyse av direktoratets organisasjon i lys av dets oppgaver, er ønskelig.

### 1.2.4 OPPLÆRING

Også i 1976 har det vært en omfattende opplæringsvirksomhet. Den høye aktivitet skyldes at en stor del av det personell som direktoratet knytter til seg kommer fra industrien eller direkte fra utdanningsinstitusjonene. Det er derfor ofte nødvendig med en spesialisering. Videre skjer utviklingen innen petroleumsvirksomheten så raskt at etterutdanning også av denne grunn ofte er påkrevet.

I samsvar med tidligere planer har man i 1976, med hjelp fra oljeselskapene, arrangert deler av etterutdanningen i egen regi. Dette har falt heldig ut. Man vil i større grad forsøke å få dette til også i fremtiden.

### 1.2.5 LOKALER

I løpet av 1976 overtok direktoratet til eget bruk en del av de lokaler som tidligere har vært fremleiet til Statoil. Kontorsituasjonen er imidlertid fremdeles vanskelig, blant annet er hele Kontrollavdelingen fremdeles adskilt fra de øvrige avdelingene. I håp om å bedre situasjonen har direktoratet derfor gjort henvendelse til de kommunale myndigheter med forespørsel om tomt for oppføring av eget bygg.

### 1.2.6 BUDSJETT

På statsbudsjettet for 1976 ble det bevilget kr. 69.855.000,- til direktoratets drift.

Herav var kr. 50.000.000,- bevilget til dekning av utgifter i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll. Rettighetshaverne refunderer kontrollutgiftene.

Til direktoratets geofysiske og geologiske undersøkelser m.v. på kontinentalsokkelen ble det bevilget kr. 25.000.000,-.

### 1.2.7 SAMARBEIDSUTVALGET

Ved avtale av 3.12.75 ble det opprettet eget samarbeidsutvalg ved Oljedirektoratet. Av utvalgsmedlemmene er 4 oppnevnt fra ledelsen og 4 fra organisasjonene – med personlige varamenn.

Det er i 1976 avholdt 8 møter. Av saker som er behandlet kan blant annet nevnes: Budsjett, deling av direktoratet, kantinedrift, bedriftslegeordning, rapportskrivning, velferdstiltak m.m.

Samarbeidsutvalget har i 1976 hatt følgende sammensetning:

Medlemmer utpekt av ledelsen:

- Direktør Fredrik Hagemann
- Avdelingssjef Farouk Al-Kasim

- Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
- Kontorsjef Bjørn Bratbak

Varamenn:

- Avdelingssjef Nils Vogt
- Seksjonssjef Egil Bergsager
- Seksjonssjef Magne Ognedal

Medlemmer utpekt av organisasjonene:

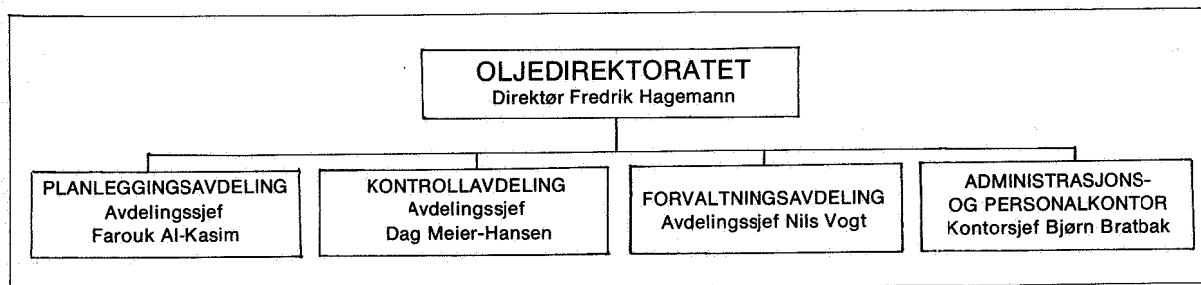
- Overingeniør Bjørn Frøyland (AF)
- Førstekonsulent Erik Setsaas (AF)
- Hustrykker Tor Inge Ottosen (NTL)
- Førstekontorfullmektig Brit Borvik (STAF0)

Varamenn:

- Overingeniør Arne Wyller Christensen (AF)
- Førstegeolog Hans Chr Rønnevik (NTL)
- Førstekontorfullmektig Torunn Fraser (NTL)
- Førstesekretær Thomas Houge-Thiis (STAF0)

Utvalgets faste sekretær:

Inntil 17.9.76 Førstesekretær Brynhild Meltveit  
Deretter Konsulent Kåre A. Tjønneland.



## 2. Virksomheten sør for 62° N

### 2.1 SEISMISKE UNDERSØKELSER

I 1976 ble det skutt ca. 16 700 profilkilometer refleksjonsseismikk i den norske del av Nordsjøen. Dette er av samme størrelsesorden som i de tre foregående år, og gjenspeiler delvis tempoet i tildeling av nye konsesjoner. Som det fremgår av Fig. 2A, er dette ca. halvparten av det som ble skutt i toppårene 1971 og 1972 da aktiviteten før 3. konsesjonsrunde i 1973 var stor. Siden 1962 er det sammenlagt skutt ca. 192.000 profilkilometer.

De seismiske undersøkelsene i 1976 er foretatt etter oppdrag fra de forskjellige oljeselskapene. Det har vært skutt ubetydelige mengder seismikk med henblikk på salg.

I forbindelse med installasjoner og aktiviteten for øvrig, ble det dessuten foretatt forskjellige grunne seismiske undersøkelser.

#### 2.1.1 Undersøkelsestillatelser for petroleum

Det er til nå meddelt 62 undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser er gitt siden forrige beretning.

Tillatelse nr 055	Norske Shell Exploration and Production
056	Conoco Norway Inc
057	Saga Petroleum A/S and Co
058	Seiscom Delta Ltd
059	Western Geophysical Co of America
060	Elf Norge A/S
061	Den norske stats oljeselskap A/S
062	Amoco Norway Oil Company

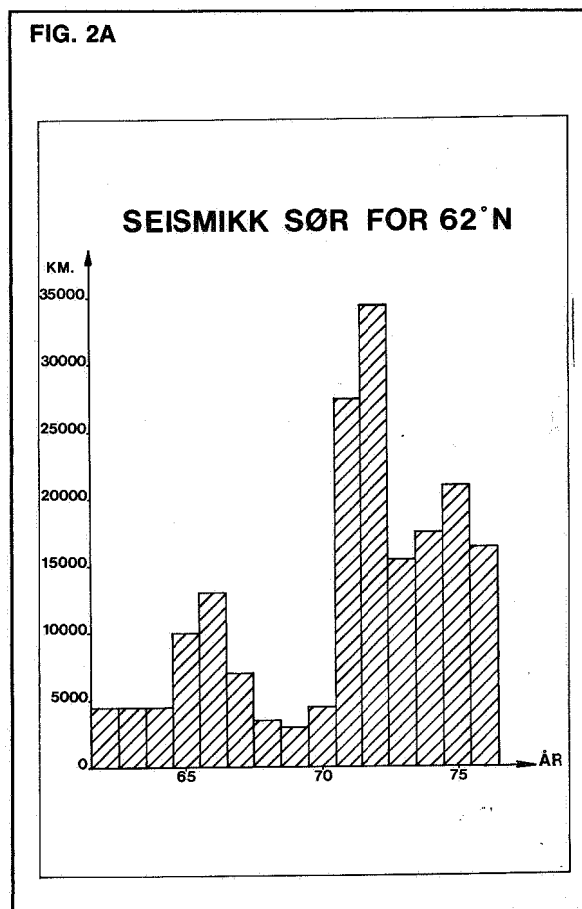
### 2.2 BORING

#### 2.2.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull

Ved årsskiftet 1975/76 var 5 undersøkelseshull og 1 avgrensingshull under boring. Disse er alle avsluttet. I 1976 ble det påbegynt 20 undersøkelseshull og 3 avgrensingshull. 3 av undersøkelseshullene var under boring ved årsskiftet. Boreaktiviteten er vist i Fig. 2B. Den var noe høyere enn Oljedirektoratets prognose på grunn av uventet høy aktivitet i 1965-konsesjonene. Dette har sammenheng med frivillig tilbakelevering av konsesjonsbelagte arealer på grunn av økede arealavgifter. I 1976 var ca. 27.000 km<sup>2</sup> konsesjonsbelagt i den norske del av Nordsjøen, og aktiviteten kan angis som noe under ett hull pr. 1000 km<sup>2</sup>. Til sammenligning kan nevnes at det på britisk side ble boret ca. 90 borehull pr. ca. 85.000 km<sup>2</sup>, det vil si i overkant av ett hull pr. 1000 km<sup>2</sup>. Oljedirektoratets prognose for 1977 ligger i overkant av 20 borehull.

Ett borehull, 16/3-1, måtte oppgis på ganske lite dyp på grunn av tekniske problemer. Et annet, 35/3-1 på en av «Måløyblokkene», er midlertidig forlatt. Det ble boret et stykke ned i Jura, men her ble trykket

FIG. 2A



etterhvert så høyt at det ikke var forsvarlig å fortsette boringen med vanlig boreutstyr. Man vil imidlertid komme tilbake med spesialutstyr som kan kontrollere det trykk det her er snakk om. Boringen foregikk på 304 m's vandndyp som er det dypeste på norsk sokkel hittil.

Borehull 15/3-2 ligger i et område hvor man erfaringsmessig har høye trykk. Det bores derfor i to etapper. Det er boret til like over den forventede høytrykksonen, og midlertidig plagget i påvente av spesialutstyrt borerigg.

Borehull 30/7-3 ble også avbrutt før planlagt dybde var nådd på grunn av høyt trykk. Her er dessuten bergartene i borehullet så svake at man ikke kan komme tilbake med høytrykkutstyr, og borehullet ble plagget permanent. Det primære prospektet var imidlertid gjennomboret.

I Nordsjøen har man truffet på høye trykk i det dype bassenget langs grenselinjen i den nordlige delen. 35/3-1 er boret dypere i sedimetasjonsbassenget enn de to første hullene på «Måløyblokkene» og viser at man også må forvente høye trykk i de dype bassengene videre nordover forbi 62° N.

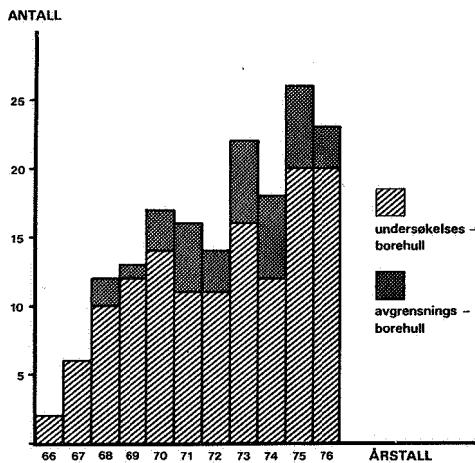
**TAB. I OVERSIKT OVER BRØNNER BORET I 1976**

140	33/12-5	61° 11' 05.5"	01° 51' 53.4"	20.09.75	20.02.76	154	Statoil/Mobil gr.	Norskald
141	2/10-1	56° 07' 32"	03° 18' 06"	16.09.75	22.04.76	224	Phillipsgruppen	Ocean Viking
142	33/9-5	61° 20' 47.9"	01° 56' 51.7"	27.10.75	25.12.75	60	Statoil/Mobil gr.	Ross Rig
143	2/8-8	56° 16' 49.8"	03° 24' 12.7"	10.11.75	09.03.76	120	Amoco/Noco-gruppen	Deepsea Saga
144	1/6-4	56° 44' 52.1"	02° 42' 23.6"	29.12.75	08.04.76	103	Shell	Chris Chenery
145	8/9-1	57° 26' 28.9"	03° 51' 09.2"	22.12.75	12.02.76	53	Conoco	Ocean Victory
146	15/12-2	58° 08' 31.1"	01° 55' 47.3"	07.01.76	25.02.76	48	Statoil/Esso	Ross Rig
147	11/9-1	57° 17' 33.2"	06° 44' 52.6"	17.01.76	27.02.76	42	Petronordgruppen	Deep Sea Driller
148	16/3-1	58° 47' 12.9"	02° 47' 32.2"	31.01.76	10.02.76	11	Petronordgruppen	Polyglomar Driller
149	2/4-B-19	56° 33' 54.9"	02° 12' 13.2"	16.12.75 *	15.03.76	91	Phillipsgruppen	Ekofisk B
150	33/12-6	61° 04' 36.4"	01° 57' 17.7"	02.03.76	20.06.76	111	Statoil/Mobil gr.	Norskald/Dyvi Alpha
151	16/3-2	58° 47' 12.8"	02° 47' 34.7"	10.02.76	06.03.76	26	Petronordgruppen	Polyglomar Driller
152	24/9-1	59° 16' 09.5"	01° 47' 31.2"	29.02.76	02.07.76	125	Conoco	Ross Rig
153	25/2-5	59° 48' 01.4"	02° 28' 18.4"	08.03.76	04.08.76	149	Petronordgruppen	Polyglomar Driller
154	17/11-2	58° 06' 54.9"	03° 22' 09.8"	12.04.76	17.05.76	36	Shell	Chris Chenery
155	2/8-9	56° 17' 48.5"	03° 23' 04.3"	09.04.76	27.06.76	80	Amoco/Noco-gruppen	Sedco 135 G
156	10/5-1	57° 34' 52.1"	05° 35' 25.9"	30.05.76	27.06.76	29	Conoco/Petrow./Dem.	Norjarl
157	2/8-10	56° 15' 53.3"	03° 24' 58.8"	30.06.76	29.08.76	61	Amoco/Noco-gruppen	Sedco 135 G
158	33/9-6	61° 25' 12.8"	01° 48' 43.9"	22.06.76	31.08.76	71	Statoil/Mobil gr.	Dyvi Alpha
159	15/6-4	58° 37' 34.4"	01° 48' 19.8"	28.06.76	16.08.76	50	Esso	Norjarl
160	16/1-2	58° 56' 09.2"	02° 13' 20.0"	04.07.76	06.08.76	34	Esso	Ross Rig
161	7/12-2	57° 06' 41.3"	02° 50' 50.7"	04.07.76	23.09.76	81	CONOCO/BP	Norskald
162	35/3-1	61° 50' 41.9"	03° 43' 41.4"	19.07.76	26.10.76	100	Saga/BP	Deepsea Saga
163	30/7-3	60° 17' 09.2"	02° 14' 54.4"	05.08.76	24.10.76	82	Statoil/Petronord gr	Polyglomar Driller
164	2/8-11	56° 16' 56.2"	03° 22' 15.7"	10.08.76	12.10.76	64	Amoco/Noco-gruppen	Ross Rig
165	33/9-7	61° 20' 12.2"	01° 59' 12.7"	06.09.76	07.11.76	63	Statoil/Mobil gr.	Dyvi Alpha
166	16/8-1	58° 27' 24.8"	02° 25' 56.8"	25.09.76	25.10.76	31	Conoco/BP	Norskald
167	1/9-1	56° 24' 05.1"	02° 54' 06.5"	13.10.76			Statoil/Phillips	Ross Rig
168	15/3-2	58° 59' 00.5"	01° 47' 12.6"	29.10.76			Petronordgruppen	Polyglomar Driller
169	33/9-8	61° 26' 17.4"	01° 55' 04.9"	11.11.76			Statoil/Mobil gr.	Deepsea Saga

\* Fra 20" foringsrør

**FIG. 2B**

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



### 2.2.2 Produksjonsbrønner

På Ekofisk-strukturen var to produksjonsbrønner midlertidig forlatt ved årsskiftet 1975/76. Disse ble gjenopptatt og avsluttet i 1976.

Resultatene fra boringene på Vest Ekofisk medførte endringer i det opprinnelige boreprogram. De opprinnelige 8 brønnene er ferdig boret. To av disse var dårligere enn ventet. De var lite produktive og er nå forlatt. Enkelte brønner viste seg imidlertid å være bedre enn ventet. Det planlegges ytterligere 4 brønner på feltet.

Boring av produksjonsbrønner på Cod-feltet tok til i 1976. To brønner er avsluttet, den ene av disse var nærmest tørr og ble plugget. En brønn var under boring ved årsskiftet. Det skal bores ytterligere 3 brønner på Cod-feltet.

På Tor-feltet skal det bores 15 produksjonsbrønner. Det er satt 30" lederør til 18 hull (3 i reserve), og ved årsskiftet var det boret og satt 20" foringsrør i 3 brønner.

Siden brønnene i Ekofisk-feltet på det nærmeste var ferdig boret før 1976, ble det en markert nedgang i antall borede produksjonsbrønner i forhold til de to foregående år. For 1977 er prognosen 14 produksjonsbrønner på Vest Ekofisk, Tor og Cod. Boring tar til på Frigg-feltet i 1977, men bare på britisk side i første omgang.

De 3 avgrensningshullene er boret på Valhall-strukturen som viste seg å ha en komplisert geologi. Det er nødvendig med ytterligere boringer for å få et fullstendig bilde av denne strukturen.

I Staffjord-området har det vært boret 4 undersøkelseshull på strukturer utenfor selve Staffjord-feltet.

### 2.3 NYE FUNN

Det er gjort funn av hydrokarboner i 6 nye strukturer i 1976. Se fig. 2c.

#### 25/2-5

I 1976 ble det funnet hydrokarboner i jurassisk sandstein under Øst Frigg-feltet. Borehullet 25/2-5, som

**TAB. II OVERSIKTER OVER PRODUKSJONSBRØNNER**

Prod. brønn nr	Brønn	Posisjon	Brønn Posisjon Påbegynt (fra 20" casing)	Avsluttet	Ant. dager	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 001	2/4-A-13	56° 31'15.23" 03° 13'22.21"	12.11.73	25.04.74	167	Phillips	Ekofisk	
P 002	2/4-C-13	56° 32'51.81" 03° 12'55.78"	12.01.74	08.07.74	180	"	"	
P 003	2/4-B-17	56° 33'58.80" 03° 12'13.02"	19.01.74	24.06.74	168	"	"	
P 004	2/4-B-7		28.02.74	11.06.74	103	"	"	
P 005	2/4-A-7		25.04.74	12.06.74	48	"	"	
P 006	2/4-B-15		11.06.74	15.10.74	96	"	"	plugget og forlatt
P 007	2/4-A-8		12.06.74	03.08.74	45	"	"	
P 008	2/4-B-3		27.06.74	17.09.74	82	"	"	
P 009	2/4-C-8		08.07.74	13.08.74	36	"	"	
P 010	2/4-A-9		02.08.74	07.09.74	36	"	"	
P 011	2/4-C-5		13.08.74	26.10.74	75	"	"	
P 012	2/4-A-15		07.09.74	26.10.74	49	"	"	
P 013	2/4-B-18		17.09.74	24.10.74	38	"	"	
P 014	2/4-B-23		15.10.74	29.11.74	47	"	"	
P 015	2/4-B-10		24.10.74	03.02.75	123	"	"	
			24.02.75	17.03.75				
P 016	2/4-C-9		26.10.74	28.11.74	33	"	"	
P 017	2/4-A-5		26.10.74	02.12.74	42	"	"	
P 018	2/4-C-2		28.11.74	10.01.75	43	"	"	
P 019	2/4-B-22		29.11.74	05.01.75	37	"	"	
P 020	2/4-B-14		05.01.75	03.02.75	45	"	"	
			03.03.75	19.03.75				
P 021	2/4-A-2		08.01.75	23.02.75	46	"	"	
P 022	2/4-C-3		10.01.75	10.02.75	31	"	"	
P 023	2/4-D-9	56° 33'47" 03° 05'08"	21.01.75	20.04.75	90	"	V. Ekofisk	Midl. plugget og forlatt
P 024	2/4-C-14		10.02.75	19.03.75	37	"	Ekofisk	
P 025	2/4-B-2		17.03.75	20.05.75	65	"	"	
P 026	2/4-C-12		21.03.75	23.04.75	33	"	"	
P 027	2/4-B-6		22.03.75	31.05.75	72	"	"	
P 028	2/4-A-3		28.03.75	14.07.75	100	"	"	Midl. plugget og forlatt
P 029	2/4-D-4		20.04.75	07.06.75	48	"	V. Ekofisk	
P 030	2/4-C-6		23.04.75	04.06.75	72	"	Ekofisk	
P 031	2/4-B-1		20.05.75	12.07.75	53	"	"	
P 032	2/4-B-5		31.05.75	18.07.75	48	"	"	
P 033	2/4-C-15		04.06.75	13.07.75	39	"	"	
P 034	2/4-D-6		07.06.75	18.08.75	70	"	V. Ekofisk	
P 035	2/4-B-9		12.07.75	20.08.75	75	"	Ekofisk	
			04.09.75	10.10.75				
P 036	2/4-C-1		13.07.75	15.09.75	64	"	"	
P 037	2/4-A-11		15.07.75	20.08.75	35	"	"	
P 038	2/4-B-21		21.07.75	08.09.75	50	"	"	
P 039	2/4-D-8		16.08.75	17.11.75	93	"	V. Ekofisk	
			08.04.76	14.04.76				
P 040	2/4-A-14		17.08.75	22.09.75	35	"	Ekofisk	
P 041	2/4-C-10		15.09.75	03.12.75	79	"	"	
P 042	2/4-A-12		22.09.75	01.11.75	64	"	"	
			17.08.76	31.08.76				
P 043	2/4-B-19		16.12.75	16.04.76	122	"	"	Under-søkelses-tillatelse 149
P 044	2/4-D-5		16.04.76	18.04.76	32	"	V. Ekofisk	
			30.05.76	27.06.76				
P 045	2/4-D-14		28.06.76	01.09.76	65	"	"	
P 046	2/4-D-1		01.09.76	30.09.76	31	"	"	
P 047	2/4-D-10		30.09.76	11.11.76	11	"	"	
P 048	7/11-A-7	57° 04'09.692" 02° 26'04.765"	23.08.76	21.10.76	59	"	Cod	
P 049	7/11-A-5		22.10.76	08.12.76	39	"	"	
P 050	7/11-A-3		12.12.76			"	"	

ble boret i 1976 på en jura-struktur lenger sør i blokken, resulterte også i funn. Det er en relativt lett olje, 0.81 g/cm<sup>3</sup> (43° API). Tolkningen av de seismiske data er ikke entydig, og det kan foreløpig ikke sies noe om feltets kommersielle verdi. Det er skutt ny seismikk over feltet.

#### Statfjord-området

Det har vært boret 4 undersøkeshull i området, og i 3 av disse ble det funnet olje.

33/9-6 er boret på en struktur nord for Statfjord, like øst for det britiske Murchison-feltet. Det ble funnet olje, men på grunn av tekniske problemer kunne brønnen ikke testes.

33/9-7 er boret på en struktur som ligger som en nordøstlig fortsettelse av Staffjord-feltet. Denne strukturen fortsetter muligens inn i blokk 34/7 som ikke er konsesjonsbelagt. Det foreløpige resultatene tyder på at det dreier seg om et relativt lite, men drivverdig felt.

### 33/9-8

33/9-8 var under boring ved årsskiftet på en struktur like nordøst for 33/9-6. Det er funnet olje i den øvre prospektive horisonten (Brent sand).

### 7/12-2

7/12-2 ble boret på en struktur ca. 25 km øst for Cod-feltet, og det ble funnet olje i jurassisk sandstein. Oljen har spesifikk vekt  $0,82 \text{ g/cm}^3$  ( $41^\circ \text{ API}$ ). Da det ikke kunne påvises noen olje/vann-kontakt, kan man foreløpig ikke si noe om forekomstens størrelse, men den er sannsynligvis drivverdig. Dette funnet er meget interessant, da det er det første i jura-formasjonen i dette området og åpner for flere nye prospekter, tildels i områder som er tilbakelevert.

### 1/9-1

1/9-1 var under boring ved årsskiftet. Det ble boret på en saltstruktur av samme type som i Ekofisk-området, og både øvre kritt kalk og jura sandstein var prospektive. Det ble funnet olje i kalken, og denne er under testing. Juraprospetket blir ikke gjennom-boret ved dette borehullet, men vil sannsynligvis bli undersøkt ved et nytt hull i 1977.

## 2.4 EKOFISK-OMRÅDET

### 2.4.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

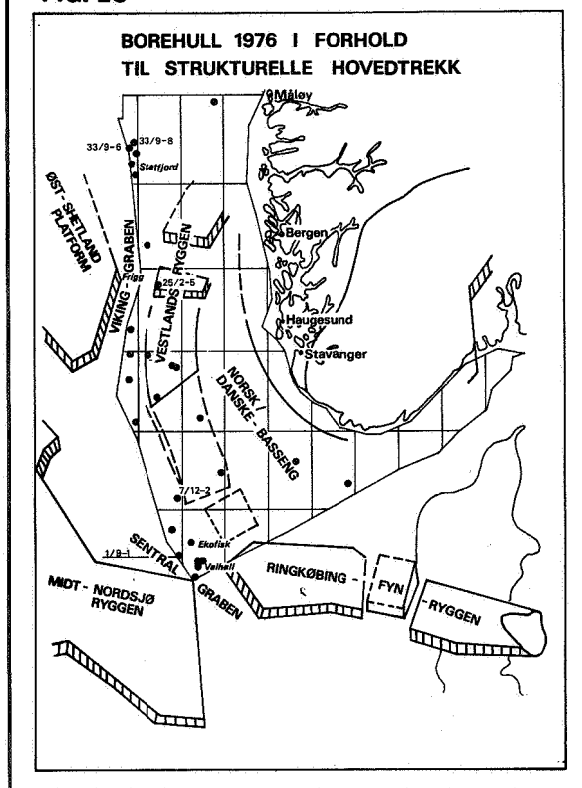
Utbyggingen av Ekofisk-feltet har fortsatt i 1976 og foregår som kjent i følgende faser:

- Fase I Prøve- og midlertidig produksjon.
- Fase II Permanent produksjon med «offshore» lastning direkte i tankbåt og injisering av gass.
- Fase III Utbygging av Ekofisk senter, tilknytning av feltene Vest Ekofisk, Cod og Tor samt legging av rørledningene for olje og gass henholdsvis til Teesside og Emden.
- Fase IV Bygging og tilknytning av produksjonsinstallasjoner for feltene Edda, Eldfisk og Albuskjell.

Produksjonen fra Fase I ble avsluttet våren 1974 og den midlertidige produksjonsplattformen Gulftide ble da fjernet. På samme tid var utbyggingen av Fase II anleggene på det nærmeste ferdig og driften begynte med produksjon fra et par brønner. Boringen av produksjonsbrønner fra Fase II anleggene har deretter foregått kontinuerlig og er nå ferdig med totalt 48 brønner boret, hvorav 8 blir benyttet til injisering av gass.

2/4 A plattformen som ble skadet etter ulykken i november 1975, ble klar for drift igjen i løpet av

FIG. 2C



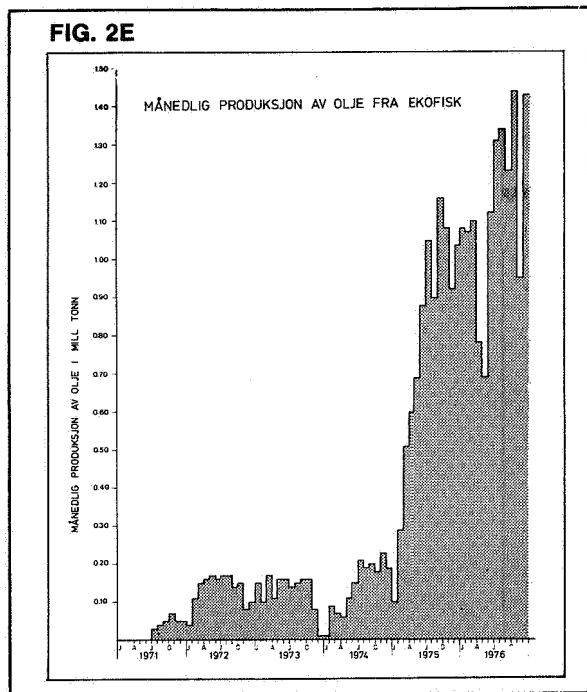
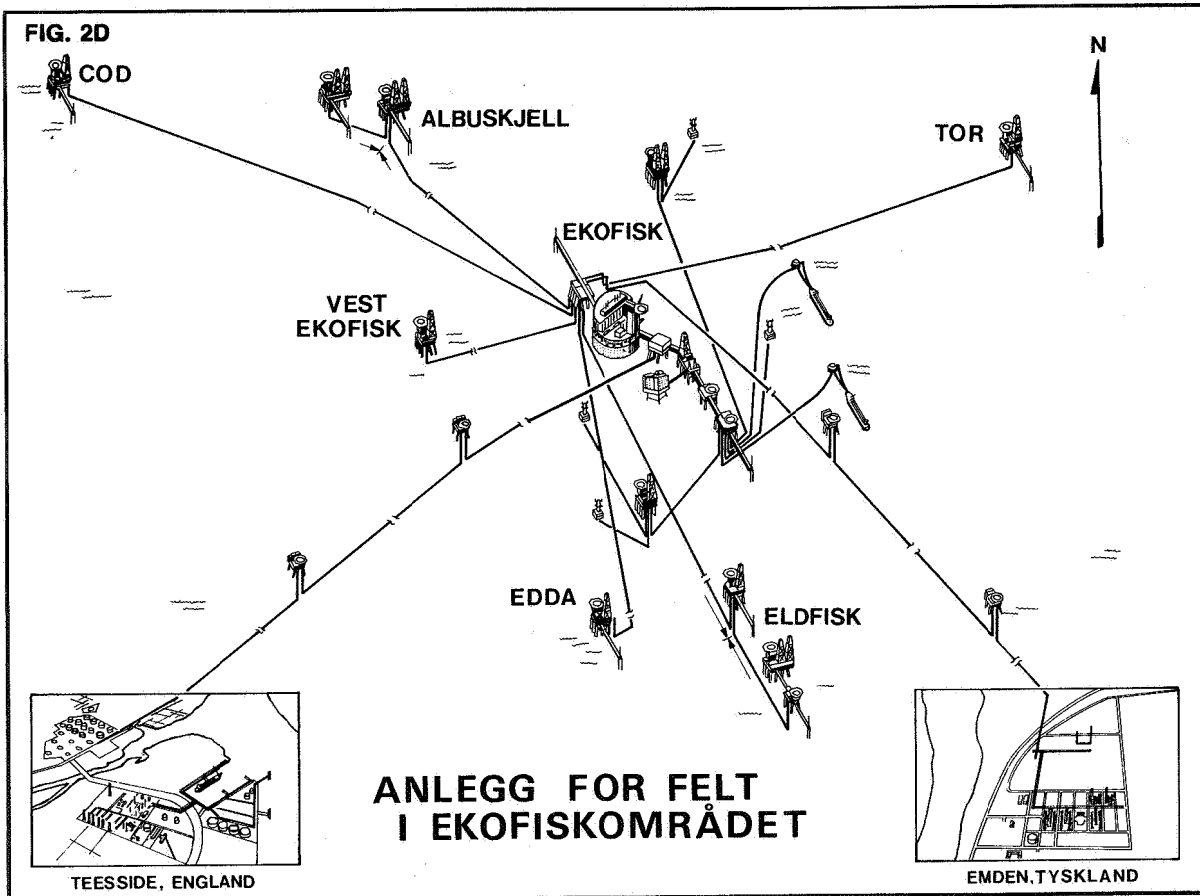
februar 1976. Årsaken til ulykken, sterk korrosjon av stigerøret, medførte at samtlige stigerør for Fase II plattformene ble skiftet ut i løpet av våren og sommeren. Dette medførte en sterk begrensning av produksjonen mens utskiftingen pågikk.

Oljerørledningen til Teesside ble tatt i bruk i oktober 1975 som første del av Fase III anleggene. Det innebærer at det ikke lenger er behov for bøyelasting av olje til havs. Imidlertid vil lasteanlegget fortsatt holdes intakt for å kunne brukes i påkommende tilfelle.

Bore- og produksjonsplattformen på Vest Ekofisk ble satt våren 1974. Plattformen er for så vidt ferdig til å tas i bruk, men siden denne skal tilknyttes utstyret på Ekofisk-tanken, vil det ikke bli produksjon her før anlegget på tanken er klart. Boring av produksjonsbrønner har pågått siden høsten 1974 og er nå fullført med i alt 9 produksjonsbrønner.

Fase III produksjonsutstyret på Ekofisk-tanken ventes å være klart for drift i 1977. Det har pågått en intens aktivitet i løpet av året med installering og sammensveising av de forskjellige moduler. 2/4-R plattformen ble satt sommeren 1975 og tilkoplek Ekofisk Center med bro i løpet av våren 1976. Likeledes ble den bærende struktur for det nye fakkeltårn satt i løpet av våren og installasjonsarbeidet fullført i løpet av sommeren. Tilknytningen av rørledningen fra Vest Ekofisk til «R» plattformen ble avsluttet i juli.

Forsinkelsen i utbyggingen av anleggene i Teesside har medført en rekke problemer. NGL vil ikke kunne transporteres i oljerørledningen før disse anleggene er ferdige. Til nå har NGL blitt injisert tilbake i reservoaret sammen med gassen.



Når leveransene av gass påbegynnes, må NGL-fraksjonen injiseres tilbake i reservoaret. Dette har medført en del ombygginger av prosessanlegget samt at det er installert fem pumpeenheter på «C» plattformen for injisering av NGL.

Hovedstrukturen for produksjonsanlegget på Cod-feltet ble satt i begynnelsen av 1975. Installasjon av moduler på Cod-feltet ble fullført i løpet av våren og anlegget var klart for produksjonsboring i august 1976. I løpet av beretningsperioden er det boret 2 produksjonsbrønner.

Den skadede rørledning fra Cod til «R» plattformen har vært under reparasjon siden i fjor høst.

Hovedstrukturen for Tor ble satt høsten 1975. Dekk og moduler ble installert og satt sammen i løpet av sommeren. Plattformen regnes å være klar for produksjonsboring tidlig i 1977.

Utbyggingen av Fase IV foregår etter planen. Det dreier seg her om følgende 6 plattformer:

- Eldfisk: 1 kombinert bore/produksjonsplattform  
1 boreplattform  
1 produksjonsplattform
- Edda: 1 kombinert bore/produksjonsplattform
- Albuskjell: 2 kombinerte bore/produksjonsplattformer

Hovedstrukturene for Eldfisk-, Edda-, og Albuskjell-installasjonene ble alle satt i løpet av året.

For Eldfisk ble hovedstrukturen for 2/7-A satt ved årsskiftet, 2/7-B i april og 2/7-ETP i juli. Albuskjell-plattformen 2/4-F ble også satt i juli, mens Albuskjell-plattformen 1/6-A og Edda-plattformen 2/7-C ble satt senhøstes.

Dermed er alle hovedstrukturene unntatt 2/4-H

(Ekofisk Hotell-plattformen) satt. 2/4-H forventes satt i annet halvår 1977. Hele Ekofisk-området regnes å være ferdig utbygget ved årsskiftet 1978/79.

#### 2.4.2 Rørledninger fra Ekofisk Ekofisk-Teesside

Oljerørledningen fra Ekofisk til Teesside ble tatt i bruk høsten 1975. Ledningen er 345 km lang og 34 tommer i diameter.

Ledningen er nedgravd ca. 1 m under havbunnen i hele sin lengde bortsett fra nær plattformene og land hvor nedgravingsdybden er ca. 3 m. Transportkapasiteten til rørledningen er satt til ca. 160.000 m<sup>3</sup> pr. døgn når begge pumpeplattformene er tatt i bruk. Til denne tid har det ikke vært nødvendig å pumpe da produksjonskapasiteten fra Fase II anleggene ligger på ca. 60.000 m<sup>3</sup> pr. døgn. Hittil har det kun vært transportert stabilisert olje i rørledningen. Når Teesside-anleggene er klare til å ta mot NGL, vil damptrykket på olje økes til ca. 7 atmosfærer. Erfaringene med rørledningen må til nå sies å være i henhold til forventningene.

#### Ekofisk-Emden

Gassrørledningen fra Ekofisk til Emden ventes å være klar for drift i løpet av første halvår 1977. Ledningen er 400 km lang og har en diameter på 36 tommer.

Ledningen skal i henhold til planene være nedgravet til ca. 1 meter under havbunnen bortsett fra i områdene nær Tyskland hvor den på grunn av de

rølativt grunne farvann og den høye skipstrafikken skal være nedgravet til henimot 3 meter under havbunnen. Planene har imidlertid vært vanskelige å utføre i praksis av ulike årsaker. Der arbeides intenst med en best mulig sikring av rørledningen ut fra de muligheter som foreligger.

Ledningen vil sannsynligvis få en transportkapasitet på nærmere 65 mill m<sup>3</sup> gass pr. døgn når begge kompressorstasjonene blir tatt i bruk.

### 2.5 FRIGG-OMRÅDET

#### 2.5.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

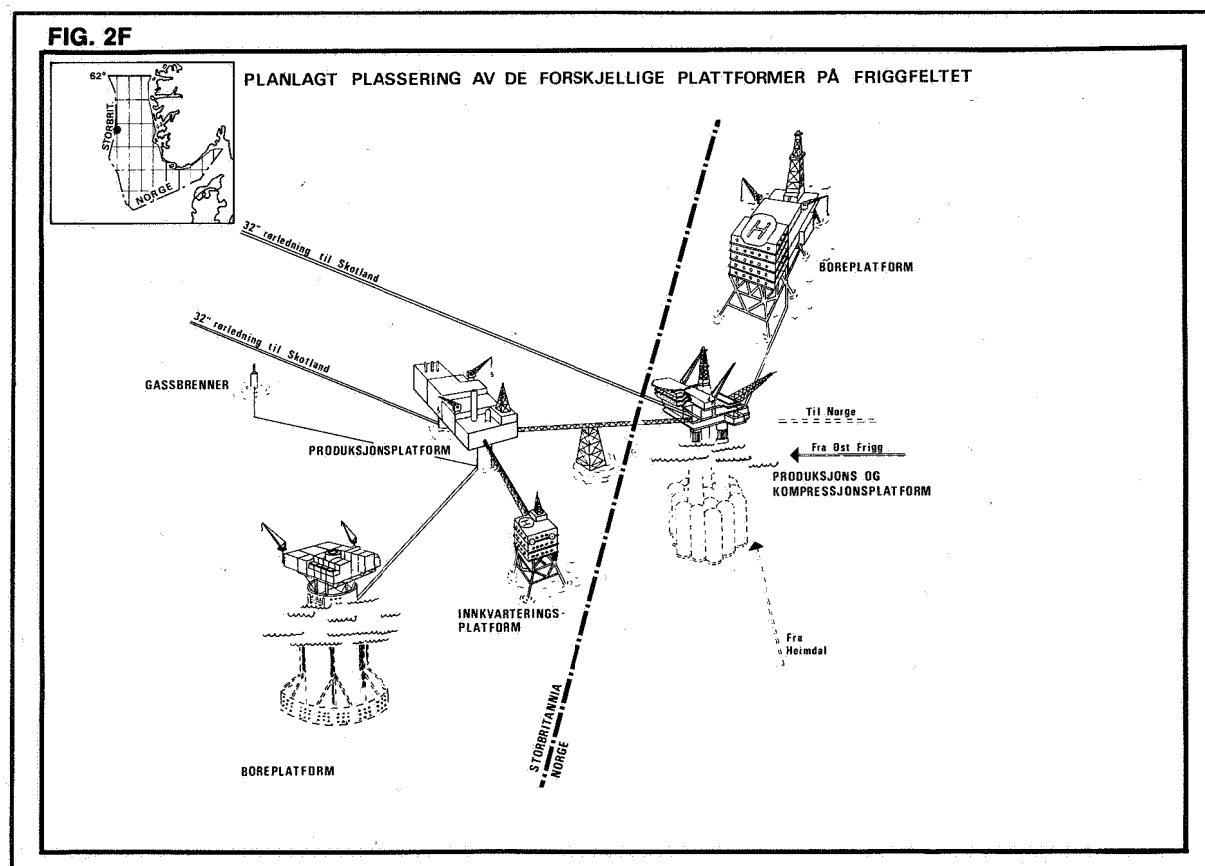
Utbyggingen av Frigg-feltet foregår i to faser. Fase I gjelder utbyggingen på britisk side og inkluderer:

- CDP 1 – en kombinert bore- og produksjonsplattform
- TP 1 – en prosess- og gassbehandlingsplattform
- QP – boligkvarter og kontrollsentral

Fase II gjelder utbyggingen på norsk side og inkluderer:

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

Samtlige plattforminstallasjoner på Frigg-feltet var høsten 1976 omlag 2 måneder foran den reviderte framdriftsplanen.





Bore- og produksjonsplattformen CDP 1 ble satt høsten 1975. I løpet av våren og sommeren 1976 er det blitt foretatt boring av hull i bunnen av plattformen for produksjonsbrønner. Plattformen var som kjent opprinnelig tenkt brukt som pumpeplattform for rørledningene til St Fergus. Selve boreriggen ble plassert på ettersommeren. Setting av 24" formasjonsrør samt boring av 3 produksjonsbrønner ventes utført i løpet av våren 1977.

Gassbehandlingsplattformen TP 1 som er bygget i Skottland, ble satt i juni 1976. Installerings- og tilkopling til transportrørledningen ble fullført i løpet av høsten. Det ventes at installeringsarbeidet vil pågå utover nyåret og at plattformen er klar for oppstart i løpet av høsten 1977.

Hovedkonstruksjonen for boligplattformen QP ble satt høsten 1975. Etter den tid er det foretatt peling og sementering for feste til havbunnen. Installerings- og tilkopling av boligmoduler ventes å finne sted første halvår 1977. I mellomtiden fungerer to mobile boreplattformer som boligkvarter.

Hovedkonstruksjonen for den kombinerte bore- og produksjonsplattformen DP 2 ble satt i mai 1976. Pelingen av plattformen ventes å være fullført ved årsskiftet. Deretter vil modulene bli satt, og det regnes med at boring av produksjonsbrønner kan påbegynnes høsten 1977.

Betongkonstruksjonen for den kombinerte gassbehandlings- og kompresjonsplattform TCP 2 er ferdig bygget i Åndalsnes. Ståldeket til denne ventes å bli satt på plass i april 1977 med uttauing av plattformen i mai 1977.

Det beregnes produksjonsstart fra Fase I installasjonene i oktober 1977 og da med en produksjonskapasitet på ca. 25 mill m<sup>3</sup> pr. døgn. Fase II installasjonene ventes å være klare for produksjon i slutten av 1978.

### 2.5.2 Rørledninger fra Frigg-feltet

Fra Frigg til St Fergus i Skottland er det lagt to parallelle rørledninger. Ledningene har en lengde på 360 km og en diameter på 32 tommer. Begge går via samme kompressorplattform. Totalkapasitet på ledningene før kompressorene tas i bruk er 60 mill. m<sup>3</sup> pr. døgn og 80 mill. m<sup>3</sup> når kompressorene tas i bruk.

Fase I rørledningen (den britiske), ble lagt ferdig i 1975 og er ferdig nedgravd. Fase II ledningen (den norske), ble lagt i 1976, med unntak av noen få kilometer i nærheten av TCP 2 og kompressorplattformen. Ledningen er enda ikke ferdig nedgravd.

Kompressorplattformen ble satt i juni 1976 og de nødvendige tilkoplinger til rørledningen ble utført i løpet av sommeren.

### 2.5.3 Felles utnyttelse (Unitisering)

Både rettighetshaverne og de to lands regjeringer har inngått avtaler om felles utnyttelse av hele Frigg-feltet. Selve fordelingen av feltet mellom de ulike parter er imidlertid ikke avgjort. Rettighetshaverne på begge sider av delelinjen er blitt enige om å overlate dette spørsmålet til det amerikanske konsulentfirmaet De Golyer & McNaughton. Den britiske

og den norske regjering vil ikke ta standpunkt til reservefordelingen før konsulentens uttalelse og rettighetshavernes godkjenning av denne foreligger. Dette ventes å skje tidlig i 1977. Den fordelingen regjeringene blir enige om, vil også være avgjørende for rettighetshaverne.

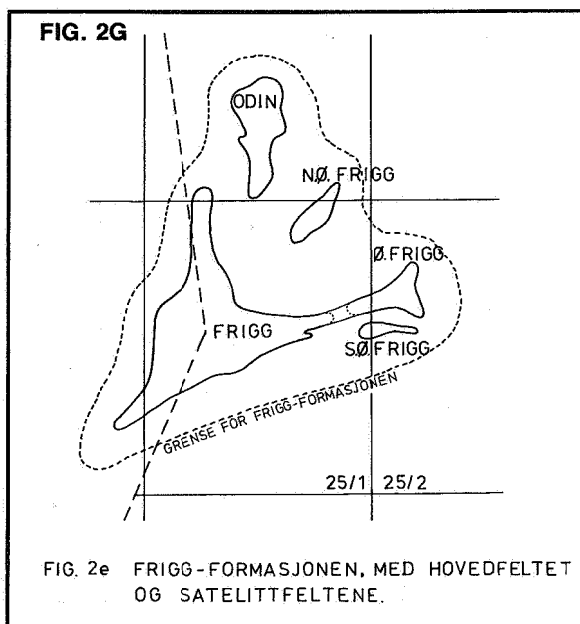
Oljedirektoratet har holdt seg orientert om utviklingen i konsulentens arbeid og har, sammen med Departement of Energy, deltatt som observatør i samtlige møter konsulenten har hatt med rettighetshaverne. Videre har de to institusjoner hatt et nær samarbeid for å løse de kontrolloppgaver som tilligger dem i henhold til Frigg-traktaten.

### 2.5.4 Satellittfelter

Frigg-reservoaret finnes i en sandavsetning av Eocen alder. Sandavsetningen har fått den geologiske betegnelsen Frigg-formasjonen. Tykkelsen på Frigg-formasjonen varierer over området hvor den er avsatt. Selve Frigg-reservoaret dekker det området hvor sandtykkelsen er størst. Rundt dette området avtar sandtykkelsen generelt ut mot yttergrensene for avsetningsområdet. Enkelte steder på flanke får man imidlertid lokale tykkelsesøkninger som danner separate strukturer i sanden. Disse strukturerne er det som utgjør de såkalte satellittfeltene til Frigg: Øst-Frigg, Sørøst-Frigg, Nordøst-Frigg og Odin. Frigg-formasjonen er således et sammenhengende sandlegeme med en hovedstruktur sentralt og flere småstrukturer marginalt. (Fig. 2G).

Gassen finnes i toppene på strukturerne. Under gassen finner man generelt en tynn oljesone og under denne er porene i sanden fylt av vann. (Fig. 2H).

Det er mye som tyder på at Øst-Frigg er en del av Frigg ved at man har forbindelse i gass-sonen. Frigg og de øvrige satellittfeltene har derimot forskjellig dyp til gass/olje-kontakten, hvilket utelukker forbindelse i gassonen.



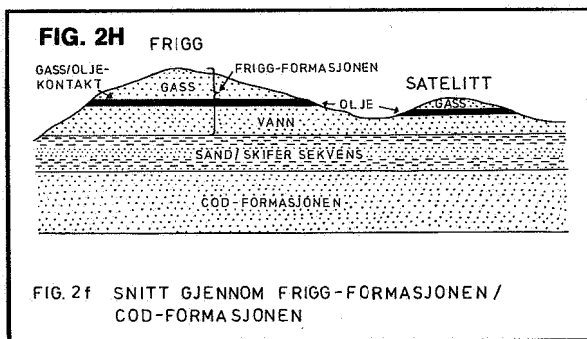
Det er imidlertid overveiende sannsynlig at forbindelse mellom Frigg og samtlige av satellittfeltene eksisterer i vann-sonen. Dette innebærer at alle reservoarene er del av samme trykksystem. Under Frigg-formasjonen finner man en eldre sandavsetning, Cod-formasjonen. Mellom de to sandformasjonene har man en overgangssone med veksling mellom sand og skifer (Fig. 2H). Dersom skifersonene er tette og kontinuerlige i utbredelse i det aktuelle området, vil dette hindre trykk-forbindelse mellom Frigg-formasjonen og Cod-formasjonen. Frigg-formasjonen vil i dette tilfelle ha et isolert trykksystem.

Under denne forutsetning vil trykket i Frigg-reservoaret avta gradvis når produksjon settes i gang. Trykk-reduksjonen vil forplante seg gjennom vann-sonen i Frigg-formasjonen til satellittfeltene. Når trykket avtar i et gass-reservoar, vil gassen utvide seg og gass/olje-kontakten forskyves nedover.

Dersom gass/olje-kontakten i et satellittfelt forskyves ned til det dypeste punktet i sadelen mellom satellittfeltet og hovedfeltet, det såkalte «spill-punktet», vil gass begynne å lekke over fra satellittfeltet til hovedfeltet. Gassen som produseres fra Frigg-feltet vil fordeles mellom partnerne på norsk og britisk side etter en forhåndsbestemt fordelingsnøkkel som ikke inkluderer satellittfeltene.

Selv om gass/olje-kontakten i satellittfeltene ikke når ned til «spill-punktet» når trykket faller, vil man likevel tape gass. Dette skyldes at når trykket faller og gassen utvider seg, vil den samme gassmengde bli fordelt på et større bergartsvolum enn opprinnelig, og den såkalte gjenvinningsfaktoren, dvs. den brøkdel av de totale reserver det er mulig å få ut av bergarten ved produksjon, vil bli redusert.

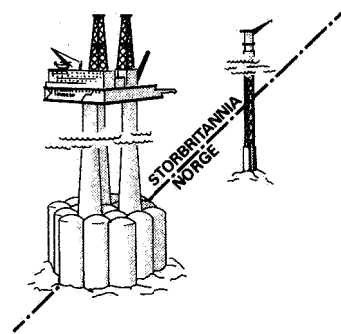
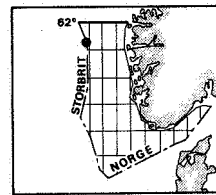
I og med at produksjon fra Frigg vil starte allerede i 1977, er det viktig å ta opp til vurdering snarest muligheten for utbygging av satellittfeltene, slik at produksjon kan foregå samtidig fra disse og hovedfeltet.



## 2.6 STATFJORD-FELTET

Utbyggingsplanene for Statfjord-feltet ble lagt frem i Stortingsmelding nr. 90 (1975-76). I hovedtrekk består utbyggingen i henhold til disse planer av tre store kombinerte bore/produksjonsplattformer av Condeep-typen.

**FIG. 2i**



**STATFJORD FASE I**

Fase I i utbyggingen består av Statfjord «A» plattformen som er under utrustning ved Stord Verft. Byggingen av betongstrukturen ble avsluttet i løpet av sommeren og plattformen ble i august tauet fra Stavanger til Stord. Ståldeket som er bygget ved Stord Verft ble overført til betongplattformen i begynnelsen av september. Moduler til boligkvarter ble satt på plass i månedsskiftet november/desember.

Uttauing av Statfjord «A» er planlagt utført i mai 1977. Det regnes med at tidsskjemaet for den videre utbygging vil holde, selv om det er forsinkelse i konstruksjonsarbeidet for enkelte moduler. Det har også vært vansker med å tilføre prosjektet den planlagte mannskapsstyrke ved Stord Verft. Et annet problem har vært vansker med nedsenkning av konstruksjonen til full arbeidshøyde ved Stord.

Et brev av 11.11.76 fra Oljedirektoratet til operatøren har ført til at utbyggingsplanene for Statfjord-feltet må endres. På bakgrunn av sikkerhetsmessige vurderinger er det i direktoratets brev gitt uttrykk for at det for den planlagte «B» plattform bør bygges en egen boligkvarterplattform. Vurderingene konkluderte videre med at det bør finne sted en revurdering av sikkerhetsforholdene for Statfjord «A».

Flere alternativer for resten av Statfjordutbyggingen er nå under vurdering i Statoil/Mobil gruppen. Sikkerhetsforholdene på Statfjord «A» er under revurdering. Hvilke konsekvenser dette vil få er det på det nåværende tidspunkt vanskelig å si noe om.

I forbindelse med ilandføring av oljeproduksjonen fra Statfjord «A», er en lastebøye under bygging i Frankrike og Norge. Det ventes at de forskjellige delene vil være ferdig fabrikkert og montert i løpet av

1977. Tidspunkt for uttaging av denne bøyen er planlagt å finne sted sommeren 1978.

For Fase I er det bestemt ilandføring via lastebøye på feltet. Det utføres for tiden et stort utviklings- og utredningsarbeid av Statoil/Mobil gruppen for å kartlegge mulighetene for ilandføring gjennom rørledning til Norge i Fase II. Flere alternativer med hensyn til kryssing av Norskerennen ned til et dyp av 330 meter har vært utredet. Gruppen arbeider nå med et utviklingsprosjekt med rørledning til Sotra hvor det tenkes bygget en terminal med kapasitet på ca. 40 mill. tonn olje og 2 mill. tonn NGL pr. år.

### 2.6.1 Felles utnyttelse (Unitisering)

En mindre del av Statfjord-feltet ligger på britisk side av midtlinjen. Dette innebærer at avtaler må inngås både mellom de norske og britiske grupper av rettighetshavere og mellom Norge og Storbritannia, slik dette er fastlagt i overenskomsten om avgrensning av kontinentalsokkelen av 10. mars 1965.

De to gruppene av rettighetshavere inngikk en foreløpig avtale om felles utnyttelse av Statfjord-feltet den 17. juni 1976. Denne vil etter hånden bli erstattet av en endelig avtale, som nå er under utarbeidelse.

Til å utrede nærmere de spørsmål som bør reguleres i avtalen mellom de to land og til å avslutte forhandlinger om avtale med de britiske myndigheter, ble de ved kgl res av 2.5.75 oppnevnt en norsk delegasjon med representanter fra Industridepartementet, Finansdepartementet, Utenriksdepartementet og Oljedirektoratet. En tilsvarende delegasjon er opprettet av de britiske myndigheter. Statfjord-delegasjonene tar sikte på å ha avsluttet forhandlingene før produksjonen fra Statfjord-feltet begynner.

Det vil være adskillig mer komplisert, både å utvinne Statfjord-feltet effektivt og å fordele utbyttet rettferdig enn tilfellet er for Frigg-feltet. Dette har sammenheng med at petroleum i Statfjord-feltet er sammensatt av et bredere spekter komponenter som kan gi flere produkter (gass, olje, NGL og blandinger av disse) enn petroleum fra Frigg. Videre blir utvinning fra Statfjord-feltet gjort enklere ved både vann- og gass-injeksjon.

## 2.7 ANDRE FELT

### 2.7.1 Heimdal

Som nevnt i Oljedirektoratets årsmelding for 1975, mottok Industridepartementet i november 1975 en foreløpig søknad fra Pan Ocean/Petronordgruppen om tillatelse til å bygge en rørledning for eksport av gass fra Heimdal-feltet til Skottland.

De siste seismiske undersøkelser over feltet synes imidlertid å antyde at reservene er mindre enn rettighetshaverne tidligere har antatt. Søknaden om utnyttelse av Heimdal-feltet er derfor ikke bekreftet av rettighetshaverne. Rettighetshaverne arbeider nå med å finne frem til en rimeligere måte å bygge feltet

ut på for å gjøre en utvinning lønnsom. Det er ventet at en eventuell ny søknad om utnyttelse av Heimdal-feltet ikke vil komme før slutten av 1977.

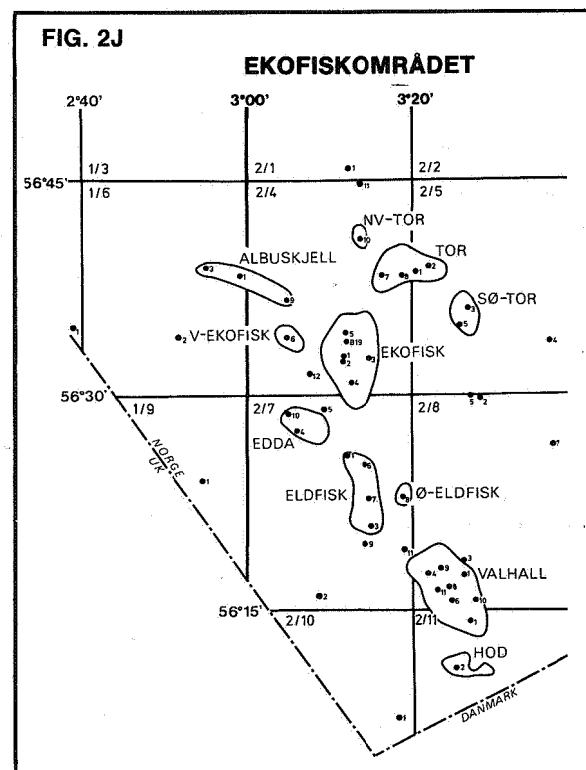
### 2.7.2 Valhall – Hod

Valhall og Hod er to felt som ligger på samme strukturelle trend ca. 35 km sørøst for Ekofisk. Strukturen ligger i blokkene 2/8 og 2/11 og er ca. 15 x 30 km stor med største utstrekning i nordvestlig-sørøstlig retning. Vanddypet er rundt 70 meter.

Pr. 31.12.76 er det boret 10 brønner på Valhall og 1 brønn på Hod. I Valhall er det påvist hydrokarboner i tre soner i en krittbergart av Øvre Kritt alder. De to øverste av disse sonene var ikke til stede i det hullet som ble boret på Hod (2/11-2). Det første borehullet på Valhall, 2/8-1, ble avsluttet så tidlig som i juli 1968.

Det har tatt forholdsvis lang tid å påvise utbredelsen av reservoaret og beregne størrelsen av det, noe som ikke minst skyldes problemer med å oppnå tilfredsstillende kvalitet på seismiske data i dette området.

I likhet med de øvrige reservoarene i Ekofisk-området, består reservoaret i Valhall – Hod av en meget finkornet krittbergart med jevnt over høy porøsitet. Permeabiliteten, som er et uttrykk for hvor lett væsker kan strømme gjennom reservoaret, er imidlertid lav. De oljeførende soner i Valhall har en porøsitet på opp til 50% og de er adskilt av mindre porøse krittsoner. Det meste av reservene finnes i den øverste sonen som er av Maastricht alder og som geologisk sett utgjør en formasjon som kalles Tor-formasjonen. De to underste sonene er antatt å være av henholdsvis Coniac og Coniac-Turon alder og utgjør til sammen Hod-formasjonen.



Oljen har omtrent samme sammensetning i Valhall og Hod. Tettheten er ca.  $0,83 \text{ g/cm}^3$ .

Foreløpige reservoarberegninger tyder på at utvinningsgraden vil ligge på vel 20% for olje og vel 70% for gass. Dette er av samme størrelsesorden som for de øvrige feltene i Ekofisk-området.

Amoco-Noco gruppen la i oktober 1976 frem planer for utbygging av Valhall - Hod for Industridepartementet. Det er foreslått en trinnvis utbygging, dels fordi reserveestimatene er usikre og dels fordi man har hatt problemer under testproduksjon fra Valhall.

Amoco-Noco gruppen har vurdert flere alternative transportopplegg for produksjon fra Valhall - Hod. Løsningen som gruppen har festet seg ved, er rørledning til Ekofisk og transport av oljen gjennom Norpipe's rørledning til Teesside. Det føres for tiden forhandlinger om salg av gassen til Phillips-gruppen for transport i rørledning til Emden.

Den norske stats oljeselskap A/S har rett til 10% av rettighetshavernes nettofortjeneste av den delen av produksjonen som skriver seg fra blokk 2/11 (utvinningstillatelse nr. 033).

### 2.7.3 Murchison-feltet

Murchison-feltet ligger nordvest for Staffjord i blokkene 211/19 (britisk) og 33/9 (norsk). Storparten av feltet ligger på britisk side av delelinjen.

Feltet er ca.  $4 \times 6 \text{ km}$  i utstrekning. Vanddypet er rundt 160 m. Feltet ble påvist i august 1975 av borehullet 211/19-2. Det er til nå boret 3 hull på feltet, alle på britisk side.

Det er påvist hydrokarboner i en sandsteinformasjon av Midtre Jura alder (Brent-formasjonen). Denne formasjonen har meget gode reservoaregenskaper, det vil si høy porøsitet og god permeabilitet. Brent-formasjonen er også petroleumsførende i Staffjord-feltet. Oljen har et lavere gassinnhold i Murchison enn i Staffjord. Tettheten er ca.  $0,83 \text{ g/cm}^3$ . Staffjord-formasjonen er en sandstein som er adskilt fra Brent-formasjonen av et tett skiferlag som kalles Dunlin-formasjonen. I Murchison er det imidlertid ennå ikke påvist hydrokarboner i Staffjord-formasjonen som er den andre petroleumsførende formasjonen i Staffjord-feltet.

Conoco North Sea Inc som er operatør for den gruppen som er konsesjonshaver for feltet på britisk side, har fremlagt en utbyggingsplan for feltet for britiske myndigheter. Det er foreslått å utvinne Murchison fra en enkelt stålplattform. Det mest aktuelle transportopplegget for olje-produksjonen fra feltet, går ut på å bygge en rørledning til Dunlin-feltet og derfra bruke det etablerte rørlednings-system. Transportsystem for gassen er ennå ikke fastlagt.

#### 2.7.3.1 Felles utnyttelse (Unitisering)

Det vil bli nødvendig å inngå de samme typer avtaler for felles utnyttelse av Murchison-feltet som for Staffjord-feltet, da også Murchison-feltet krysser midtlinjen mellom Norge og Storbritannia. De samme grupper rettighetshavere deltar i utnyttelsen av feltet på begge sider av midt-linjen.

Det er innledet forhandlinger med sikte på å oppnå

enighet om slik felles utnyttelse av feltet, men før de norske rettighetshavere kan inngå en formell avtale om dette, er det nødvendig at de først erklærer feltet kommersielt og søker om godkjenning av en utviklingsplan og eventuell ilandføringsplan for den norske del av feltet. Det er ventet at de norske rettighetshaverne skal avslutte studiene i forbindelse med kommersialitetserklæringen om kort tid. I mellomtiden fortsetter forhandlingene og samarbeidet med de britiske rettighetshaverne i takt med utviklingen i arbeidet. Oljedirektoratet deltar som observatør sammen med Departement of Energy i alle faglige møter.

## 2.8 PETROLEUMSRESERVER

### 2.8.1 Status

Det var i 1976 ti år siden det første borehull ble påbegynt på norsk sokkel, og som en følge av det arbeidet som er gjort i denne perioden, begynner man nå å få en god oversikt over petroleumsreserverne sør for  $62^\circ \text{ N}$ . Likevel vil det knytte seg adskillig usikkerhet til reservetallene i lang tid fremover.

De sikreste tallene gjelder funn som alt er gjort og som kalles påviste reserver. Langt mer usikre er tallene for de uoppdagede reservene.

For norsk sokkel sør for  $62^\circ \text{ N}$  har man følgende tall for sannsynlig utvinnbare reserver i millioner tonn olje-ekvivalenter:

– Påviste reserver:	1400
– Uoppdagede, risikovurderte reserver:	2000

For å illustrere utviklingen av størrelsen av påviste reserver på norsk sokkel siden boring begynte i 1966, har man tegnet kumulative reserver i millioner tonn oljeekvivalenter som funksjon av tiden. Egentlig gir dette en «trappetrinns»-funksjon. I Fig. 2K er denne trinnvise utviklingen av tilstedeværende og utvinnbare reserver vist sammen med en glattet fremstilling av utviklingen. Selve «trinnet» der reservemengden i et felt gir utslag, er knyttet til det kvartalet i funnåret da feltet først ble registrert.

Hvis man legger en rett linje gjennom toppen av Ekofisk-trinnet og toppen av Staffjord-trinnet på Fig. 2K (stiplet linje), så vil man se at man for perioden fra 1967 til 1975 har en noe nær lineær økning av påviste tilstedeværende oljereserver med tiden. Dette har nær sammenheng med den konsesjonspolitik som har vært ført. Imidlertid er det siden Staffjord-feltet ble funnet ikke påvist tilstrekkelig mengde reserver til at man kan si at denne avhengigheten gjelder. Hvis man skal oppnå «å komme på linje igjen» i 1977, så må man i løpet av året påvise nye  $1675 \times 10^6$  tonn olje-ekvivalenter. Dette virker urealistisk, og det kan derfor antas at den meget gode perioden fra 1967 til 1975 er avsluttet. Man hadde i denne tiden en gjennomsnittlig funnfrekvens av tilstedeværende petroleumsreserver på  $560 \times 10^6$  tonn olje-ekvivalenter pr. år.

Selv om man anser denne perioden for avsluttet, kan man selvfølgelig komme til å oppleve tilsvarende gunstige perioder i fremtiden. Dette avhenger blant

FIG. 2K

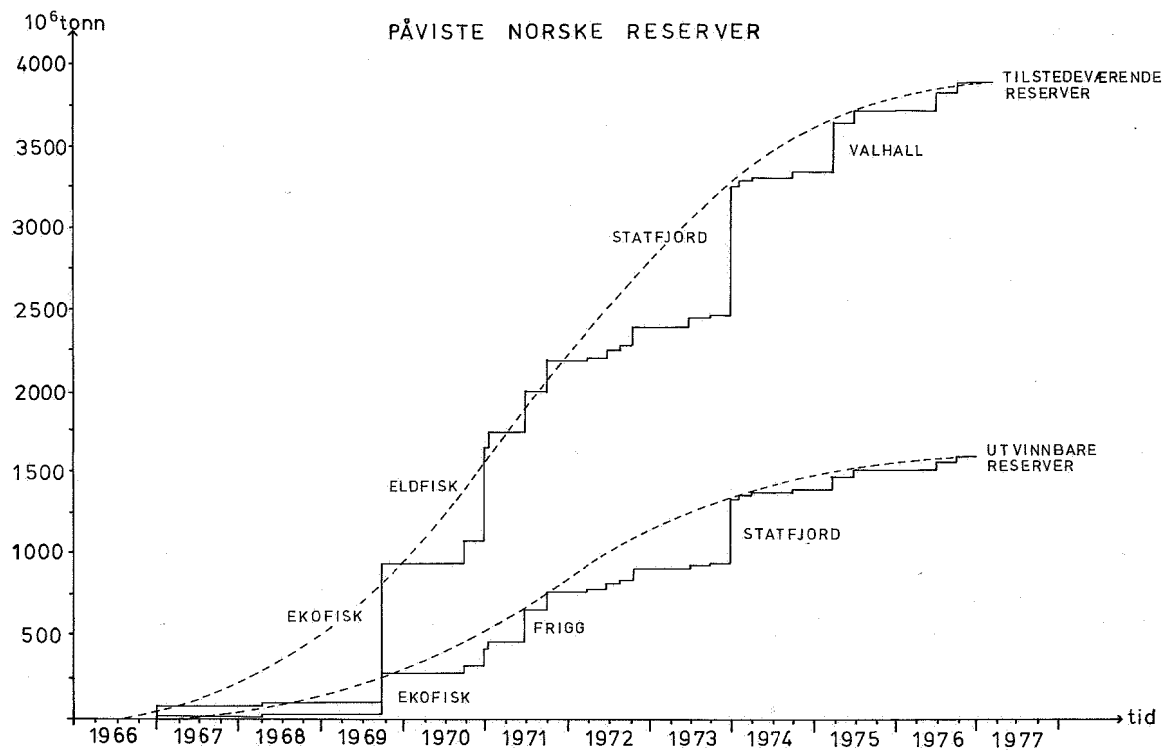
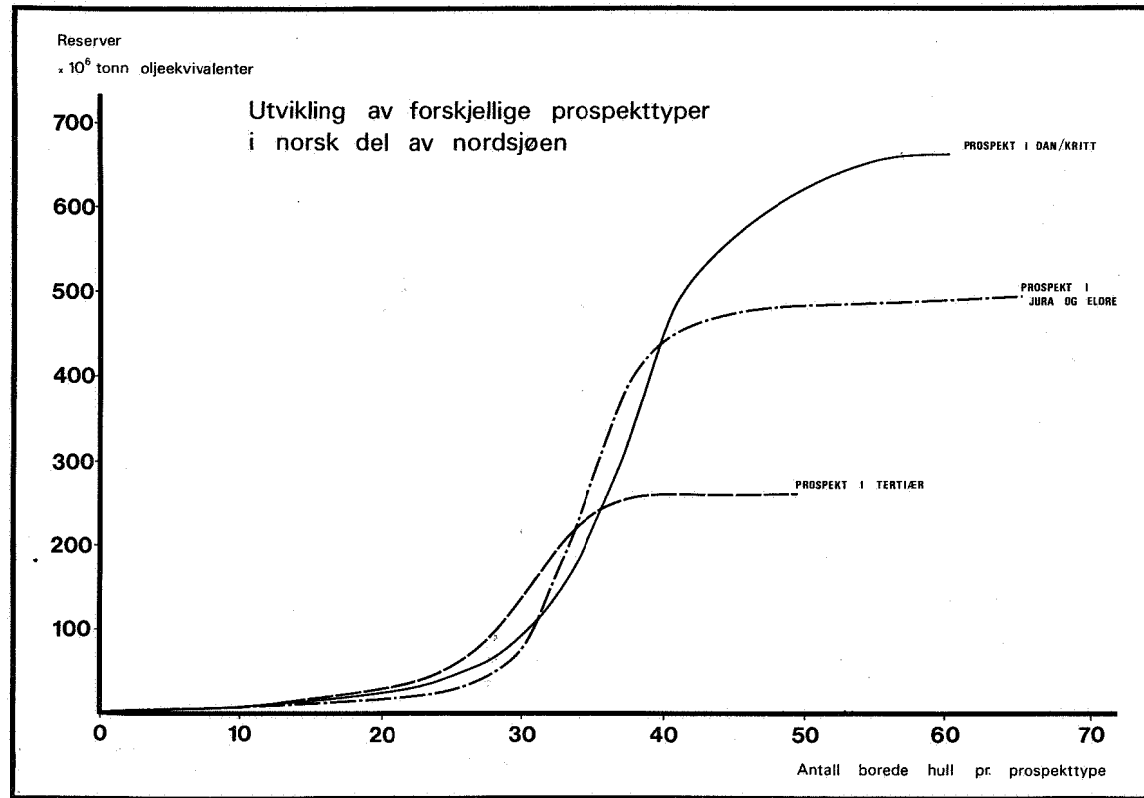


FIG. 2L



annet av størrelsen på konsesjonsbelagt areal, leteaktiviteten og gjennombrudd for nye typer av prospekter.

De prospekttyper som har vært lagt til grunn for utforskningen på norsk sokkel, har endret og utviklet seg siden oljeaktiviteten startet. Prospekttypene som har vært aktuelle, kan sammenfattes på følgende måte:

- 1) Gassreservoar i permisk sandstein.
- 2) Olje-/gass-reservoar i tertiær sandstein (eks Cod, Frigg).
- 3) Olje og kondensat i danian og kritt kalk (eks. Ekofisk).
- 4) Olje og gass i sandsteinsreservoar av jura og eldre alder (eks. Statfjord).

Den første prospekttypen har hittil ikke resultert i funn på norsk sokkel. Resultatene fra boringene indikerer at den viktigste forutsetning for gassfunn av denne type i sydlige del av Nordsjøen og Holland, nemlig gassgenererende kull i lag av karbon alder, mangler.

De tre øvrige prospekttypene ble alle etablert etter en utforskningsperiode på 25–30 tørre hull før funnperioden ble nådd (Fig. 2L). Alle tre prospekttypene har en liten funntilvekst i dag. Ut fra den geologiske viten om geologien i den norske delen av Nordsjøen, har prospekttypene nr. 2 og 3 nådd den tredje fasen som ble nevnt innledningsvis. Disse prospekttypene anses således å ha et relativt lite restpotensial. Den lave funn-tilveksten for prospekttype nr. 4 anses temporær, og det er fremdeles uborede lavrisiko prospekt av denne type innen konsesjonsbelagte blokker. Den vesentligste del av uoppdagede reserver ikke-konsesjonsbelagte blokker, blir også vurdert til å være av denne prospekttype.

En viktig forutsetning for de tre prospekttypene synes å være tilstedeværelsen av øvre jura olje og gass generende skifterbergart. Store mektigheter av denne bergart finnes i en sone som følger grenselinjen mellom Storbritannia og Norge fra 56° N – 60° N. Sonen utvider seg nord for 60° N og maksimumstrenden svinger nord-nordøst inn på norsk sokkel. Et sekundært maksimum finnes omkring felt 9.

### 2.8.2 Felt som er planlagt utbygget

Det er til nå besluttet å utvinne til sammen 13 felt som helt eller delvis ligger på norsk område (Tab. III). Kunnskapene om disse feltene varierer mye. Ekofisk er det eneste feltet som er ferdig utboret med produksjonshull. Man har derfor samlet mye mer informasjon om dette feltet enn om de øvrige. Minst vet man om Hod der det bare er boret ett hull.

Tre av feltene ligger dels på britisk og dels på norsk kontinentalsokkel. Det gjelder Frigg, Statfjord og Murchison. Antatt norsk andel i prosent er gitt i parentes ved siden av feltnavnet i Tab. III. Det bør bemerkes at andelstallene er foreløpige og fortsatt gjenstand for vurdering.

Følgende endringer har funnet sted i forhold til forrige årsmelding:

For feltene Cod og Vest Ekofisk skyldes endringene at nye produksjonshull har gitt data som sammen med eldre informasjon har gitt en ny tolkning.

Feltene Edda, Ekofisk, Eldfisk og Tor er tolket på nytt. Den økede forståelse for geologien i Ekofisk-området generelt sammen med et mer detaljert arbeid, har gitt nye reservetall for disse feltene.

For Albuskjell, Edda og Øst Eldfisk er tilstedeværende reserver uendret fra ifjor, mens det har funnet sted en revurdering av utvinnbarheten.

Reservene for Frigg er uendret. For Statfjord ga man i fjor rettighetshavernes tall. Denne gangen er det Oljedirektoratets tall som er gitt.

**TAB. III**  
**Sannsynlige reserver i felt som er planlagt utbygget**

Feltnavn	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje - 10 <sup>6</sup> tonn	Gass - 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	Olje - 10 <sup>6</sup> tonn	Gass - 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>
Albuskjell	51	55	32	51
Cod	5	14	3	8
Edda	26	8	6	6
Ekofisk	690	174	133	117
Ekofisk Vest	60	36	22	20
Eldfisk	430	140	55	48
Eldfisk Øst	41	13	5	8
Frigg (50 %)*	—	(250) 125	—	(200) 100
Hod	29*	10*	9*	3*
Murchison (20 %)	(81) 16	(6) 1	(41) 8	(3) 1
Statfjord (88,9 %)*	(660) 590	(136) 120	(330) 295	(68) 59
Tor	100	29	26	19
Valhall	235*	60*	52*	39*
Sum norske reserver	2.273	785	646	479

\* Rettighetshavernes tall for norsk andel av feltet.

**TAB. IV**  
**SANNSYNLIGE RESERVER I ANDRE FELT**

Felt navn	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje - 10 <sup>6</sup> tonn	Gass - 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>	Olje - 10 <sup>6</sup> tonn	Gass - 10 <sup>9</sup> Nm <sup>3</sup>
Balder	70		14	
Bream	< 1		< 1	
Brisling	< 1		< 1	
Frigg Nord-Øst		13		10
Frigg Sør-Øst		2		1
Frigg Øst		8		6
Heimdal		50		40
Murphy		< 2		< 2
Odin		40		30
Sleipner	22	161	4	104
Tor Sør-Øst	14	4	3	3
<b>SUM</b>	<b>108</b>	<b>280</b>	<b>23</b>	<b>196</b>

Valhall, Hod og Murchison er nye felt i forhold til siste årsmelding.

Total mengde tilstedeværende olje i kommersielle felt har økt med 28 x 10<sup>6</sup> tonn mens tilstedeværende gass er blitt redusert med 16 x 10<sup>9</sup> Nm<sup>3</sup>. Utvinnbar olje er redusert med 71 x 10<sup>6</sup> tonn og gassmengden er redusert med 37 x 10<sup>9</sup> Nm<sup>3</sup>.

### 2.8.3 Andre felt

I denne gruppen har man tre typer felt:

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

Alle felt i denne gruppen er listet sammen med sannsynlige reserver i Tab. IV.

De tre største feltene er Sleipner, Heimdal og Odin, og disse er da også de mest aktuelle med tanke på produksjonsstart. Nærmere omtale av disse feltene er gitt i tidligere årsmeldinger. Både Sleipner og Heimdal er under løpende vurdering og det vil bli boret minst ett hull på hvert av disse reservoarene i 1977.

Av de øvrige feltene i denne gruppen er samtlige omtalt i tidligere årsmeldinger, unntatt Balder, Bream og Brisling som er tatt med her. Grunnen til at disse ikke har vært omtalt tidligere er den beskjedne størrelsen.

#### Balder

Oljefeltet Balder ligger i det nordvestlige hjørne av blokk 25/11, med en liten del inne i 25/10. Funnet ble gjort med borehullet 25/11-5 som testet 4000 fat olje pr. dag i en sandstein av Paleocen alder på ca. 1750 m dyp. Gjennomsnittlig vanddyb ca. 127 m.

I alt er det blitt boret 7 hull på denne strukturen, og det har vist seg at de geologiske forhold er spesielt kompliserte for dette reservoaret. Feltet som har en utstrekning på 5 x 6 km, inneholder ca. 70 millioner tonn olje, men på grunn av ugunstige egenskaper vil man bare kunne utvinne ca. 20% av denne mengden. Oljens viskositet er over 10 ganger større enn viskositeten for vann. Det er likevel for tidlig å oppgi feltet som økonomisk drivverdig. Spesielle utvinningsteknikker og gunstige økonomiske forhold kan føre til at feltet blir produsert.

Rettighetshaver til blokk 25/11 er Esso Exploration and Production Norway Inc. Samme selskap er også rettighetshaver til blokk 25/10, men her har staten rett til 17.5% av rettighetshaverens netto fortjeneste ved eventuell produksjon.

#### Bream

Bream-feltet ligger i nordøstre del av blokk 17/12. Det er bare ett borehull i feltet (17/12-1). Dette hullet, som påviste feltet, ble avsluttet 21.6.72. Funnet ble gjort i en sandsteinformasjon av Midt Jura alder på ca. 2340 m. Gjennomsnittlig vanddyb over feltet er 116 m.

Phillips-gruppen er rettighetshaver til dette funnet som i dag anses for lite til å være økonomisk drivverdig.

#### Brisling

Dette feltet ligger også i blokk 17/12. Det er påvist av borehullet 17/12-2 som er det eneste hullet på strukturen. Boring ble avsluttet 10.10.73. Brisling er et sandsteinreservoar av Midt Jura alder på 2160 m dyp. Gjennomsnittlig vanddyb over feltet er 98 m.

Også for dette feltet er det Phillips-gruppen som er rettighetshaver, og selv sammen med Bream, er reservoaret for lite til å være økonomisk drivverdig under dagens forhold.

Selv om feltene Bream og Brisling i seg selv er av mindre interesse fra et økonomisk synspunkt, er de

geologisk sett meget interessante. De viser at der finnes flytende hydrokarboner i området, noe som igjen betyr at der finnes kildebergarter som har vært eksponert til den «rette» temperatur.

#### 2.8.4 Nye funn

I tillegg til de feltene som er gitt i Tab. III og IV, er det gjort en del funn hvor man ennå ikke har tilstrekkelig med data til å kunne gi en tilfredsstillende vurdering. Disse funn er nærmere omtalt under pkt. 2.3.

#### 2.8.5 Uoppdagede reserver

Estimater over uoppdagede reserver er nødvendigvis svært usikre. Ut fra seismiske kart over strukturer i de antatt prospektive nivå og ekstrapolering av borehullsdata, kan man imidlertid få relevant informasjon om de faktorer som inngår i en vanlig volumbe- regning av hydrokarboner.

Det estimat som fremkommer, tar ikke hensyn til om olje vil bli funnet eller ikke. Ved vurdering av reserver i uborede områder er det derfor vanlig også å definere en geologisk leterisiko. Det er vanlig å multiplisere volumestimat med leterisikoen slik at et risikoveid estimat fremkommer. Summen av flere risikoveide estimat blir brukt som uttrykk for de mulige reserver i et større område.

En evaluering av størrelse og fordeling av uoppdagede reserver på norsk sokkel i Nordsjøen ble foretatt av Oljedirektoratet forut for utvelgelsene av blokker til en eventuell 4. konsesjonsrunde.

Summen av estimatene for risikoveide reserver for alle strukturer i ikke-konsesjonsbelagte blokker på norsk sokkel utgjør  $1.6 \times 10^9$  tonn olje-ekvivalenter. I tillegg antar en at det finnes ca.  $0.4 \times 10^9$  tonn med uoppdagede reserver i områder som alt er belagt med konsesjon.

Det totale estimat for risikoveide reserver er usikkert og vil lett kunne endres av ny informasjon. Oljedirektoratets syn er imidlertid at en vesentlig del av de uoppdagede reserver fordeler seg på et relativt lite antall blokker.

### 2.9 UTNYTTELSE AV PETROLEUMSFØREKOMSTENE

#### 2.9.1 Generelt

Utnyttelse av petroleumsførekomstene omfatter le- ting etter og kartlegging av førekomstene, planleg- ging og utbygging av utvinningsanleggene og drift av disse i selve utvinningsfasen. For å kunne gi en riktig vurdering av disse aktivitetene, er det nødven- dig å ha oversikt over hvilke økonomiske ressurser som går med til hver fase av utnyttelsen.

Virksomheten på kontinentalsokkelen hittil og prognosene som foreligger for den fremtidige virk- somhet, gir det beste grunnlag for en slik oversikt. Fig. 2M viser hvilke utlegg en hittil har hatt i letefasen og hvilke en har hatt og venter å få i utbyggings- og driftsfasen. Størrelsen av salgsinntektene over tid er også vist.

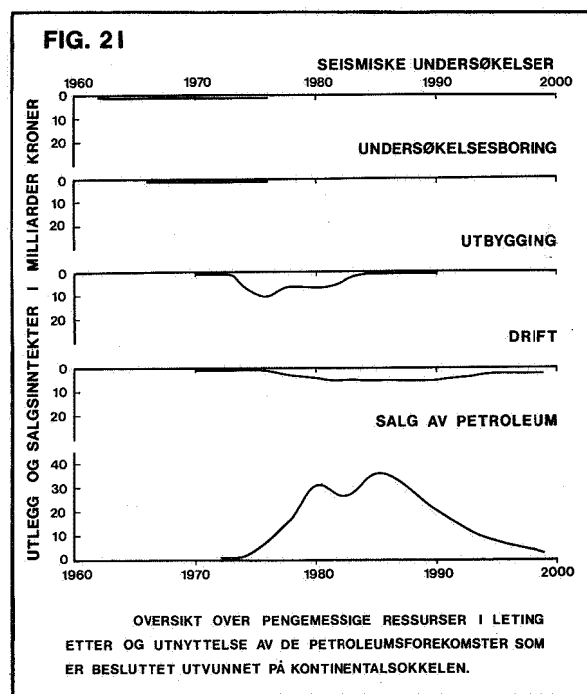
De seismiske undersøkelser som hittil er utført, har til sammen krevet ca. 0,4 milliarder kroner syd for

62° N. De har dannet grunnlaget for undersøkelses- og avgrensingsbrønner til en samlet kostnad på ca. 3,5 milliarder kroner.

De felt som er besluttet utnyttet, inneholder ca. 2730 millioner tonn olje-ekvivalenter, hvorav ca. 1020 millioner tonn anslås å bli utvunnet. Kostnade- ne som er forbundet med utbyggingen av disse felt, anslås til å bli ca. 70 milliarder kroner. Til driften av utvinningsanleggene regner en det vil gå ca. 90 mil- liarder 1977 kroner over feltenes levetid. Salgsverdi- en av den petroleum som utvinnes, vil være ca. 500 milliarder kroner etter dagens priser.

For tiden råder stor usikkerhet både når det gjel- der prognosene for utbyggingskostnader, drifts- kostnader og produksjonsmengder. Likeledes er prisen på petroleum svært usikker i tiden fremover. Den fremstillingen som er gitt her, er først og fremst ment som en illustrasjon av det innbyrdes forhold mellom de ulike aktivitetstyper. For ikke å komplise- re dette bildet unødig, har en derfor brukt prisen på petroleum i 1976 i omregningen fra produserte mengder til salgsinntekter. De faktiske salgsinntek- ter vil bli påvirket av prisendringene over tid. Dette vil forrykke det innbyrdes forhold mellom de ulike akti- viteter i noen grad, men neppe vesentlig.

Ser en på fordelingen av aktivitetene over tid, slik dette er fremstilt i Fig. 2M, går det frem at utleggene til utvinningsanleggene og driften av disse er betydeli- ge, mens utgifter til seismiske undersøkelser og un- dersøkelsesboring er av underordnet betydning. Alle utlegg overskygges imidlertid av salgsinntektene. Etter hvert som forekomstene tappes, vil det bli nød- vendig å sette nye i produksjon for å kunne opprett- holde et visst produksjonsnivå. På lengre sikt vil en også måtte regne med å vinne ut petroleum som





krever større investeringsmengder pr. enhet enn den som er planlagt utvunnet hittil. Driftsutgiftene er først og fremst knyttet til antall og størrelse av de produserende enheter. De må ventes å øke i forhold til salgsinntektene etter hvert som produksjonen fra flere og flere anlegg avtar mot grensen for økonomisk drift.

Selve utvinningen av petroleum er av overordnet betydning. Det er imidlertid viktig å legge forholdene slik til rette at utbyggings- og driftsutgiftene ikke blir unødige store. Begge deler setter store krav til datagrunnlaget som planleggingen av utnyttelsen bygges på. Videre er det mye å tjene på et nært samarbeid mellom myndighetene og de selskap som organiserer og gjennomfører utnyttelsen. Det vises for så vidt til punkt 6.1 om styring av ressursutnyttelsen.

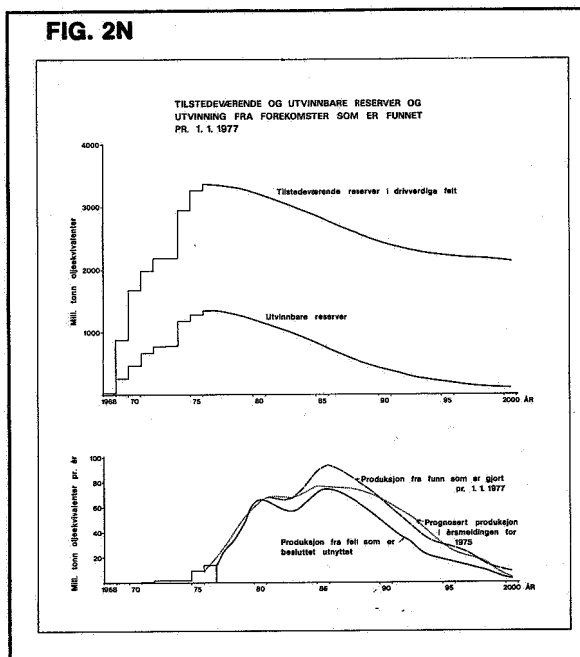
### 2.9.2 Produksjonsprognoser

Fig. 2N gir nærmere innsyn i reservesituasjonen slik den ser ut i dag. Øverst er de tilstedeværende og utvinnbare reservene i drivverdige felt vist. I tiden fremover vil de utvinnbare petroleumsmengdene i de forekomster som er funnet hittil, avta etter hvert som de blir utvunnet. For å bøte på dette, må nye reserver finnes. Det er nærliggende å se etter slike reserver i de forekomster som er eller forventes erklært kommersielle, og da særlig i feltene i Ekofisk-området, hvor utvinningsgraden ventes å bli lav. At det kan bli adskillig vanskeligere å øke utvinningsgraden i disse feltene etter at reservoartrykket har falt som resultat av tidlig produksjon, setter et visst tidspress på dette arbeidet. En av grunnene til at slike tiltak ennå ikke er utredet, er at reservoarbergarten i området er vanskelig. En annen grunn kan være at den høye forrentning av investeringene som den planlagte utvinning gir, kan bli redusert dersom en for eksempel beslutter å benytte gass som fortrengningsmiddel for olje før den produseres for salg, eller velger å begrense produksjonsraten for derved å øke utvinningsgraden. Det kan vise seg å bli både en teknologisk og administrativ vanskelig oppgave å besørge at disse feltene blir nyttet fullt ut.

Nederst på Fig. 2N fremgår de petroleumsmengder som er utvunnet hittil, og de som ventes utvunnet fra funn som er gjort pr. 1. januar 1977. Dessuten viser figuren hvor stor del av den forventede produksjonen som kommer fra felt som allerede er besluttet utnyttet. Den tilsvarende prognose som ble gitt i Oljedirektoratets årsmelding for 1975, er prikket for sammenligningens skyld. Prognosen fra forrige årsmelding bygger på anslag for produksjon kun for de felt som den gang var besluttet utnyttet. I løpet av 1976 er Murchison-feltet besluttet utnyttet fra britisk side. Den norske andelen av produksjonen herfra er imidlertid beskjedne. De utvinnbare reservene på norsk side utgjør ikke mer enn 9 millioner tonn olje-ekvivalenter.

I 1976 ble det produsert noe mindre enn antatt (13,6 millioner tonn olje produsert mot antatt 15 millioner tonn olje. Den vesentligste årsaken til dette var utskiftingen av stigerør på plattformene i

FIG. 2N



Ekofisk-området. I nærmeste fremtid vil årets prognose bli noe nedjustert i forhold til fjorårets. Dette skyldes hovedsakelig utsettelse i ferdigstillingen av gassrørledningen til Emden, av NGL anleggene i Teesside og av utvinningsanleggene for Eldfisk-feltet. Dessuten er anslaget for produksjon fra Cod-feltet blitt nedjustert som følge av dårligere resultater enn ventet fra de første produksjonsbrønnene. En del av disse reduksjonene er oppveiet av bedre fremgang enn ventet i utbyggingsarbeidene på Frigg-feltet og en revurdering av produksjonsoppførselen av Albuskjell-reservoaret. Selv om prognosen i år er noe forandret fra fjorårets prognose frem til 1980, så er ikke forskjellen større enn at fjorårets prognose kommer godt innenfor det usikkerhetsområdet som knytter seg til årets prognose. Årets prognose viser at produksjonen fra forekomster som i dag er besluttet utnyttet, kan falle noe av. Dette skyldes hovedsakelig at videreutbyggingen av Staffjord-feltet etter 1980 er blitt kraftig forsinket. Hvorvidt produksjonsfallet vil inntreffe, avhenger av om det lar seg gjøre å utvikle nye drivverdige reserver. En beslutning om å utvinne Valhall og Hod i 1977, kan bidra til å redusere produksjonsfallet. Tiltak som gjør det mulig å opprettholde produktiviteten i Ekofisk-feltet, vil også kunne bidra til å redusere produksjonsfallet.

Produksjonen fra felt som er besluttet utvunnet, ventes å øke igjen med videreutbygging av Staffjord-feltet mot midten av 1980-årene, og er ventet å nå det samme maksimumsnivå på ca. 75 millioner tonn olje-ekvivalenter pr. år i 1985.

Den forventede produksjon fra alle funn som er gjort pr. 1. januar 1977, viser en økning mot maksimalproduksjon omkring 90 millioner tonn olje-ekvivalenter pr. år i 1985-86. Denne prognose bygger på svært usikre anslag over produksjon fra felt det ikke foreligger utviklingsplaner for. Den maksi-

male produksjon kan neppe nås før antatt, da den blant annet er avhengig av et transportalternativ for gass. Det er vanskelig å forsere planlegging og bygging av dette. Maksimal produksjon kan imidlertid komme senere og da antagelig bli noe lavere som følge av utsettelse m. v. Til gjengjeld må produksjonen ventes å vare lenger, både som følge av tidsforskyvningen og som følge av at nye drivverdige forekomster vil bli funnet.

## 2.10 TILBAKELEVERING AV KONSESJONSOMRÅDER

I løpet av 1976 har det ikke funnet sted obligatoriske tilbakeleveringer av konsesjonsområder.

Som et virkemiddel i konsesjonspolitikken har man blant annet progressive arealavgiftssatser som er tenkt å skulle hindre at rettighetshavere blir sittende med blokker som de ikke har til hensikt å gjøre

noe med. Til nå ser det ut som om dette virker etter hensikten, idet en del av de konsesjonsområder som ble tildelt i 1965 er blitt gjenstand for frivillig tilbakelevering i 1976. I alt er nå 27.423 km<sup>2</sup> eller 65,1 % av de opprinnelige 42.106 km<sup>2</sup>, tilbakelevert. Oljedirektoratet har videre mottatt og godkjent forslag om tildels betydelige frivillige tilbakeleveringer av 1965-konsesjoner som vil tre i kraft fra 1. september 1977. Det dreier seg om ytterligere 7.895 km<sup>2</sup>, slik at pr. 1. september 1977 vil kun 18,5% av arealet som ble tildelt i 1965 være konsesjonsbelagt.

25 av de blokkene som ble tildelt i 1965, er nå tilbakelevert i sin helhet. Det er blokkene 2/2, 3/1, 3/2, 3/3, 6/3, 7/8, 7/9, 8/1, 8/5, 9/7, 9/8, 9/9, 9/10, 9/11, 9/12, 10/7, 10/9, 10/10, 10/12, 11/7, 11/8, 11/10, 16/7, og 16/9.

Til sammen er det pr. 1. januar 1977 konsesjonsbelagt arealer som spesifisert nedenfor i tab. V.

TAB. V

Konsesjoner meddelt	Opprinnelig areal km <sup>2</sup>	Tilbakelevert areal km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>	Fordelt på antall blokker
1965	42106.041	27422.604	14683.437	53
1969	5878.647	1489.264	4389.383	13
1971	523.937	0.0	523.937	1
1973	586.834	0.0	586.834	2
1975	2329.206	0.0	2329.206	8
1976	2068.318		2068.318	7
	53492.983	28911.868	24581.115	84

Følgende tabell gir en oversikt over gitte utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel.

TAB. VI

Meddelt med virkning fra	Utvinningstillatelse nr.	Totalt areal km <sup>2</sup>	Antall blokker
1 sept 1965	001-021	39842.476	74
7 des 1965	022	2263.565	4
23 mai 1969	023-031	4107.833	9
30 mai 1969	032-033	746.255	2
14 nov 1969	034-035	1024.529	2
11 juni 1971	036	523.937	1
10 aug 1973	037	586.834	2
1 april 1975	038-042	2329.206	8
6 aug 1976	043	604.559	2
27 aug 1976	044	193.077	1
3 des 1976	045-046	1270.682	4
		53492.983	109

## 2.11 TILDELING AV NYE KONSESJONER

Det ble tildelt 4 nye utvinningstillatelser i 1976. Del-takerne i disse er:

Utvinningstillatelse 043:

Statoil	50%
BP Petroleum Development of Norway A/S (operatør)	50%

Utvinningsstillatelse 044:	
Statoil (operatør)	50,10%
Phillips Petroleum Norsk A/S	25,87%
Norske Fina A/S	15,00%
Norsk Agip A/S	9,13%

BP Petroleum Development of Norway A/S	70%
Norske Conoco A/S	25%
K/S Pelican & Co A/S	5%

Utvinningsstillatelse 045:	
Statoil (operatør)	50%
Texaco North Sea Norway A/S	35%
Norsk Hydro Produksjon A/S	10%
Saga Petroleum	5%

I forbindelse med andelsoverdragelsen ble arbeidsprogrammet som er benyttet til tillatelsen, utvidet med to undersøkelseshull. Videre har Statoil fått opsjon på å delta med 12,5% (carried interest) dersom det gjøres et drivverdig funn.

Følgende blokker er berørt av overdragelsen:

Utvinningsstillatelse 046:	
Statoil (operatør)	50%
Esso Exploration and Production Norway A/S	40%
Norsk Hydro Produksjon A/S	10%

Tillatelse 019	2/1, 7/12,
Tillatelse 020	16/8

I utvinningsstillatelse 039 har Conoco overlatt en del av sin andel til Norsk Hudbay A/S, et datterselskap av Hudson Bay Oil Company, som igjen kontrolleres av Continental Oil Company (Conoco).

En har nå følgende fordeling blant lisensinnehaverne:

## 2.12 ANDELSOVERDRAGELSER

Det er i løpet av 1976 foretatt følgende andelsoverdragelser:

I utvinningsstillatelse 013, 014 og 015 har nå Conoco, Petroswede, Chevron og Texaco trukket seg ut. Fordelingen blant lisensinnehaverne er nå:

Deminex (Norge) A/S	75%
K/S Pelican & Co A/S	25%

Statoil	50,00%
Norske Conoco A/S	23,33%
Norsk Hudbay A/S	16,67%
Norsk Hydro Produksjon A/S	10,00%

Overdragelsen berører blokk 24/9.

Ingen av andelshaverne kan på det nåværende stadium virke som operatør, slik at en andelsoverdragelse med tanke på å få med en operatør kan ventes.

Følgende blokker er berørt av overdragelsen:

Tillatelse 013	8/6, 2/1, 7/12
Tillatelse 014	8/12 16/8
Tillatelse 015	10/5

I forbindelse med statens overtagelse av Norsk Brændselolje A/S, ble dette selskaps interesse i utvinningsstillatelse 041 overtatt av BP Petroleum Development of Norway A/S. Fordelingen blant lisensinnehaverne er nå:

Statoil	50%
Saga Petroleum A/S	15%
BP Petroleum Development of Norway A/S	35%

Overdragelsen berører blokk 35/3.

I utvinningsstillatelsene 019 og 020 har Gulf Oil i løpet av 1976 trukket seg ut, og BP Petroleum Development of Norway A/S er kommet i stedet. Delta-kerne i konsesjonen er nå:

### 3. Virksomheten nord for 62° N

#### 3.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

Oljedirektoratets langsiktige planlegging innenfor dette området tar sikte på en systematisk kartlegging av ressursene på hele sokkelen. Kartleggingen er normalt lagt opp som regionale undersøkelser, for siden å gå gradvis over i en mer semidetaljert kartlegging. Oljedirektoratet har hittil ikke foretatt detaljerte geofysiske undersøkelser, da dette er arbeid som naturlig utføres som forberedelse til selve boringen, og som derfor bør overlates til rettighetshaverne.

Årets undersøkelser på ca. 10.000 km geofysiske målinger er en naturlig fortsettelse av Oljedirektoratets tidligere arbeid. Undersøkelsene tok sikte på å gi et bedre svar på enkelte spørsmål utenfor Helgeland, hvor kartlegging har foregått siden 1969. Hovedtyngden av undersøkelsene ble imidlertid lagt til Barentshavet, da dette området er lite utforsket sammenlignet med sokkelen lenger sør. Regionale linjer fulgte her opp siste års undersøkelser.

Den geografiske fordeling av undersøkelsene er:

Helgelandskysten	1375 km
Barentshavet	8732 km
	<u>10107 km</u>

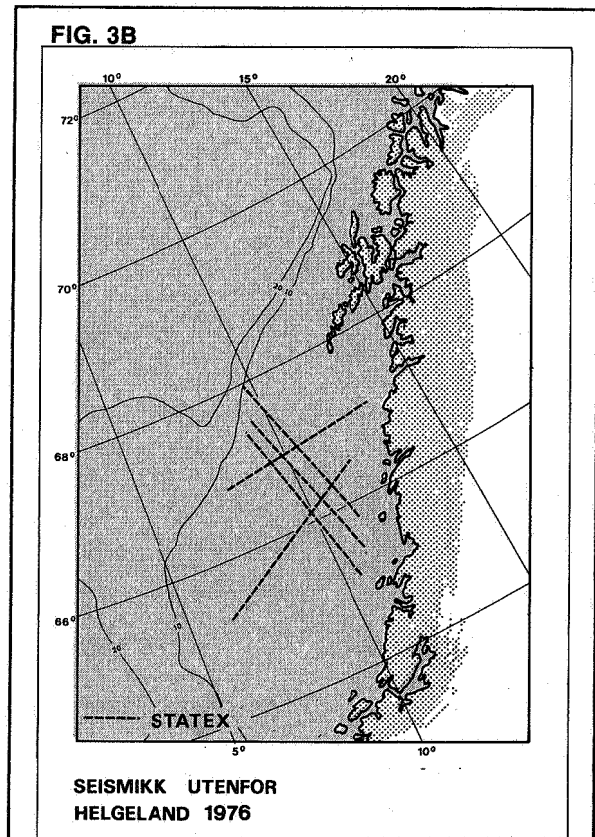
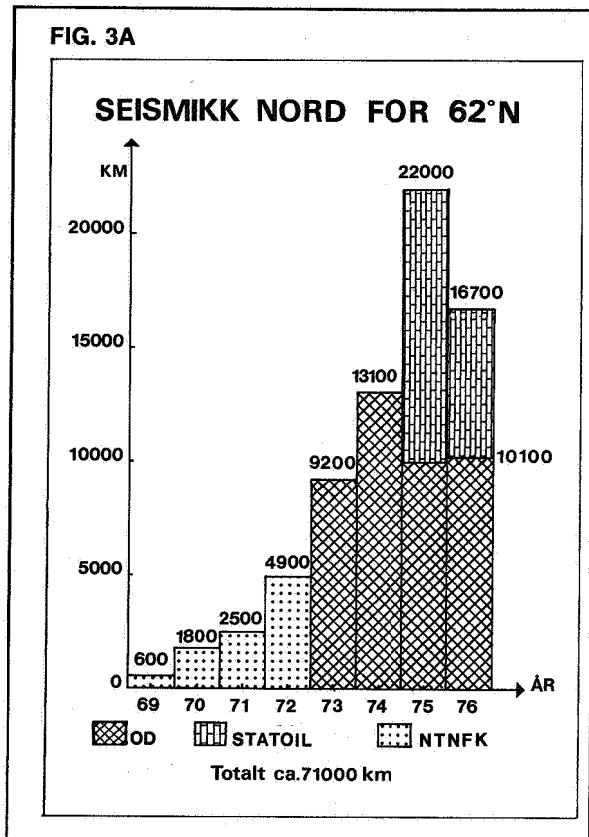
I tillegg til de semidetaljerte og regionale seismiske undersøkelser har Oljedirektoratet testet en spesiell type energikilde utviklet av Shell, til bruk under seismiske målinger. Testene er foretatt utenfor Helgeland, Troms og i Barentshavet og utgjør totalt ca. 900 km. Testene er lagt langs profiler som er målt tidligere.

De første resultater viser en markert forbedring i datakvalitet, og eksperimentet må så langt sies å være vellykket.

I årene 1969–76 er det skutt totalt ca. 71.000 km refleksjonseismikk nord for 62° N. Som Fig. 3A viser ligger Oljedirektoratets undersøkelser normalt på ca. 10.000 km pr. år. Fig 3A viser også at 1975 var et aktivt år for seismiske undersøkelser nord for 62° N, hvor Statoil dekket store deler av de områder som er åpnet for nærmere undersøkelser utenfor Troms og Møre-Trøndelag med semidetaljert og detaljert seismikk.

#### 3.1.1 Helgelands-undersøkelsen

Frem til utgangen av 1975 var det innsamlet 15.650 km refleksjonsseismikk i statlig regi utenfor Helgeland (Fig. 3B). På grunnlag av represserte data utenfor Helgeland, samt 3000 km som ble skutt i



1975, er det utarbeidet en tolkningsrapport for området som ble oversendt Industridepartementet 21.7.76. Området kan sies å være lovende i petroleumssammenheng, idet sedimentene antas å inneholde både moderbergarter og reservoarbergarter.

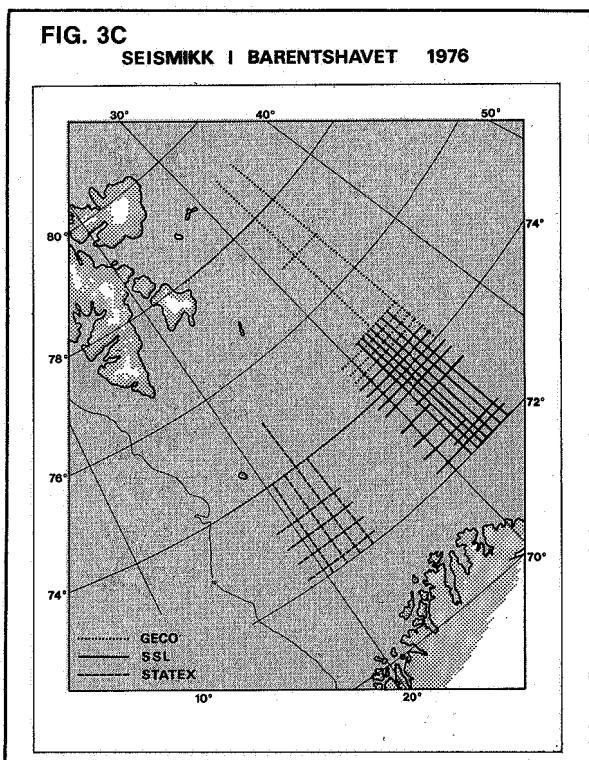
Årets undersøkelser på 1375 km ble utført av Statex. Programmet, se Fig. 3B, ble lagt med sikte på å klargjøre spørsmål som kom opp under tolkningen av de tidligere års undersøkelser. Linjene ble dessuten orientert i forhold til de strukturelle hovedtrekk for å gi maksimal informasjon i området. Dataene vil bli innarbeidet i den foreliggende tolkningsrapport.

### 3.1.2 Undersøkelser i Barentshavet

Ved utgangen av 1975 var det totalt innsamlet 10.375 km seismikk i Barentshavet. På bakgrunn av disse data ble det utarbeidet en tolkningsrapport.

Store deler av Barentshavet var fortsatt ukjent område og som Fig. 3C viser, dekket årets undersøkelser store arealer her. Totalt ble det skutt 8732 km. Undersøkelsene ble utført av Geco, Statex og Seismograph Service Ltd.

I områdene hvor undersøkelser hittil er foretatt, har en påvist betydelige sedimentmektigheter.



### 3.1.3 Eksperiment med lang energikilde

I tillegg til de vanlige undersøkelsene, gjennomførte Oljedirektoratet et seismisk eksperiment i Barentshavet. Bakgrunnen for dette var at det i en del av

området har vært vanskelig å få seismiske data av god kvalitet. Problemet var her at svært mye av de utsendte energipulsene ble stående og svinge i vannlaget i stedet for å trenge ned i undergrunnen. Teoretiske modellstudier viste at bruk av en lang energikilde i stedet for den tradisjonelle (tilnærmete) punktkilde, ville kunne bidra til å løse problemet. I september/oktober ble ca. 900 km med data innsamlet med en energikilde som var inntil 250 m lang. Undersøkelsene ble foretatt av det norske selskapet Geco A/S. Registreringene gjennomgår en spesiell databehandling, og de endelige resultatene vil foreligge våren 1977.

**TAB. VII**

Ar	Møre-Lofoten	Troms *	Barentshavet **	Sum
1969	600			600
1970	850	950		1800
1971	1400	700	400	2500
1972	3800	675	425	4900
1973	3000	5850	350	9200
1974	3000	3700	6400	13100
1975	3000	900	6000	9900
1976	1375	—	8732	10107
	17025	12775	22307	52107

\* Grensen mellom Troms og Barentshavet er satt ca. 72° N, og 25° Ø

\*\* I tillegg er det utført minst 10 000 km refleksjonsseismikk i Barentshavet av vitenskapelige institusjoner.

### 3.1.4 Flymagnetiske målinger i Jan Mayen området

De siste års vitenskapelige undersøkelser tyder på at sokkelen rundt Jan Mayen er oppbygd av sedimentære bergarter i likhet med dem man har utenfor fastlandet. Det ble derfor bestemt at det skulle foretas flymagnetiske målinger over øya og tilhørende sokkel. Dette er en rask og billig måte til å kartlegge sedimentmektigheter over store områder.

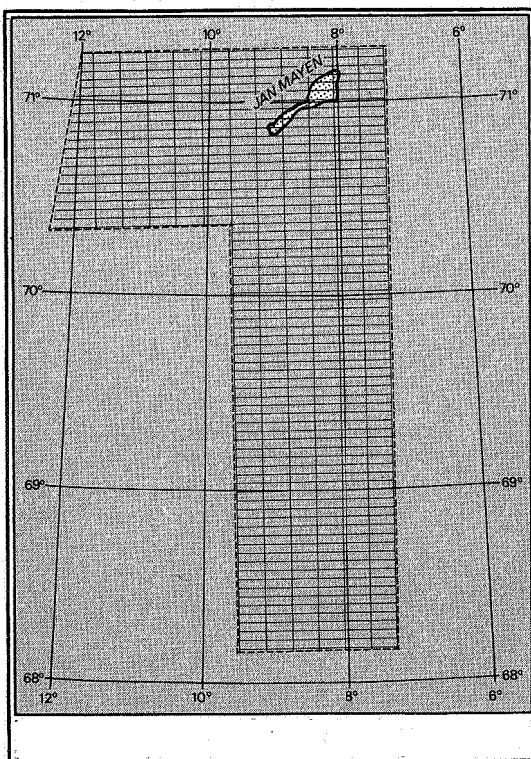
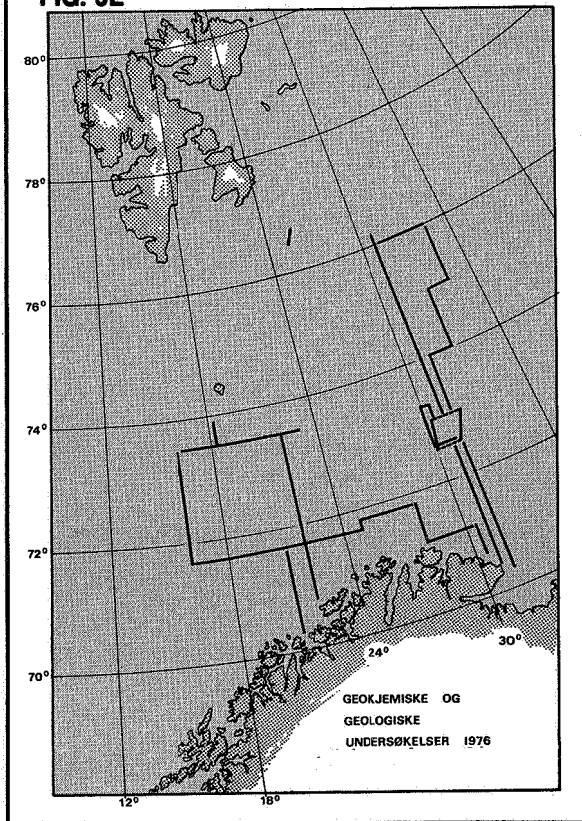
Målingene ble utført av det franske selskapet Compagnie Générale de Geophysique (CCG), og pågikk fra 13.8.76 til 26.10.76. Det ble målt til sammen 11620 profilkilometer med en linjetetthet som vist på Fig. 3D. De foreløpige resultatene av målingene viser god datakvalitet. CCG foretar også tolkning av dataene og denne vil være Oljedirektoratet i hende i slutten av januar 1977.

### 3.1.5 Geologiske og geokjemiske undersøkelser i Barentshavet

Oljedirektoratet har siden 1973 utført systematisk geofysisk kartlegging i Barentshavet. Undersøkelsene har gitt en meget god forståelse av de strukturelle forhold. De refleksjonsseismiske profilene viser at havbunnen i Barentshavet er dannet av lag av forskjellig alder. Med utgangspunkt i et foreløpig kart av havbunnen utenfor Finnmark, vet man at de forskjellige geoseismiske enheter er eksponert over store områder.

**FIG. 3D**

MAGNETISKE MÅLINGER OVER JAN MAVEN

**FIG. 3E**

Basert på dette kart og en rekke seismiske profiler valgte Oljedirektoratet ut stasjoner for geologisk og geokjemisk prøvetaking.

865 prøver fra i alt 582 stasjoner (Fig. 3E) ble samlet i tidsrommet august–september 1976 med M/S HAV-DRØN. Tøktet var innpasset i Fiskeridirektoratets program for båtbruk, og utført i samarbeid med direktoratet og dets havforskningsinstitutt. Parallelt med Oljedirektoratets prøvetaking, samlet Havforskningsinstituttet prøver for basisdata for senere forurensningsstudier. De tekniske sider ved prøvetakingen fungerte meget bra. Programmet ble fullført etter planen. Økonomisk sett ga såvel samarbeidet med Fiskeridirektoratet som den kombinerte geologiske/geokjemiske prøvetakingen en svært rimelig innsamling av prøvemateriale.

Prøvene er sendt til forskjellige geologiske og geokjemiske institusjoner og firma for analyse. Resultatene fra disse analysene vil samlet foreligge omkring mai 1977. Direktoratet vil bearbeide, sammenfatte og tolke resultatene. De geologiske analysene vil gi muligheter for en vurdering av hvilke bergarter som er kartlagt seismisk, deres alder og egenskaper som kilde og reservoarbergart.

Geokjemiske analyser av det leirholdige materiale fra de øvre 2–3 m av bunnen har vært forsøkt i årene 1974–75 fra såvel Nordsjøen som områdene utenfor Troms. De statistiske og regionale resultatene fra disse prøvene viser at slike geokjemiske petroleumrettede undersøkelser i noen grad kan avsløre om de underliggende bergarter inneholder petroleum eller ikke.

De seismiske undersøkelsene kombinert med de geologiske og geokjemiske analyseresultatene fra årets tokt, vil sette direktoratet i stand til å gi en sikrere evaluering av undersøkelsesområdets potensiale.

Sammenstilling og tolkning av data ventes å foreligge innen sommeren 1977.

### 3.1.6 Andre undersøkelser

I tillegg til de undersøkelsene som Oljedirektoratet selv utfører, gis det også støtte til undersøkelser og prosjekter ved forskjellige vitenskapelige institusjoner. Felles for disse prosjektene som er innenfor feltene geologi og geofysikk, er den direkte relevans disse har til de arbeidsoppgaver som Oljedirektoratet skal ivareta. I 1976 ble det gitt støtte til følgende prosjekter:

- Fremstilling av kotekart og tolkning av flymagnetiske målinger fra 1973, 1974 og 1975 ved Norges Geologiske Undersøkelser.
- Fornyelse og utvidelse av marin-geofysiske vitenskapelige databank. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Sedimentologiske og stratigrafiske undersøkelser av deler av den sedimentære lagrekke på Spitsbergen. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.

- Geofysiske undersøkelser på kontinentalsokkel. Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Bearbeidelse av refraksjonsdata. Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Bearbeidelse av data fra havbunnen. Geologisk Institutt avd B, Universitetet i Bergen.

Det ble også gitt midler til spesielle studier ved Fiskeridirektoratet og til innsamling av miljødata på Tromsø-flaket. Til årets Antarktis-ekspedisjon har Oljedirektoratet bidradd med midler til geofysisk utstyr.

Foruten å være av stor betydning i seg selv, har disse prosjektene bidradd til å etablere en kontakt som har hatt stor betydning for den faglige utvikling i de respektive institusjonene.

### 3.2 OMRÅDER ÅPNET FOR VIDERE UTFORSKNING

#### 3.2.1 Møre/Lofoten

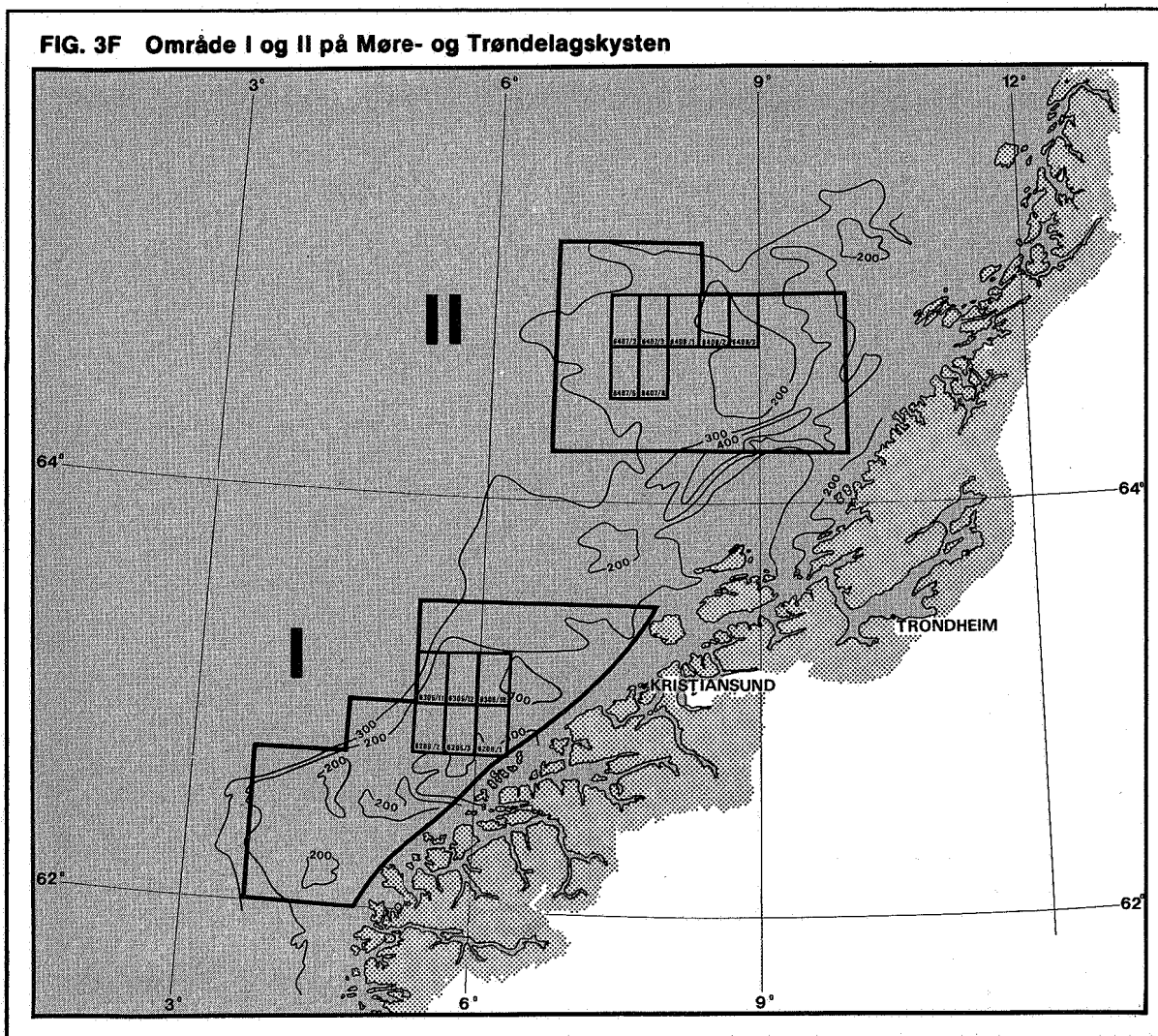
Område I og II på Møre / Trøndelagskysten ble i løpet

av 1975-sesongen dekket av et semidetaljert seismisk, gravimetrisk og magnetometrisk nett med en profilavstand på ca. 3-4 km. Statoil sto for innsamlingen av dataene, mens tolkning er foretatt både av Statoil og Oljedirektoratet.

På grunnlag av disse og tidligere data, foreslo så Oljedirektoratet etter anmodning fra Industridepartementet, to mindre områder hvor den videre aktivitet bør konsentreres, Fig. 3F. Disse områdene er til sammen på 5850 km<sup>2</sup>, tilsvarende 13 blokker. Områdene er valgt etter følgende kriterier:

- Geologiske forhold som gir mulighet for gode prospekter.
- Forskjellige typer prospekter for å sikre kontinuitet i virksomheten.
- Sentral geologisk beliggenhet.
- Vanddyp innenfor teknologiske og sikkerhetsmessige grenser.

Statoil dekket en del av de foreslåtte blokker



med detaljert seismikk sommeren 1976. Dette utgjør 6600 profilkilometer og tolkningen av disse data er i startfasen. Dette nettet er såpass detaljert at det gir god definisjon av strukturer og det skulle være tilstrekkelig til å bestemme eventuelle borelokaliteter.

### 3.2.2 Område I utenfor Troms

Det ble ikke utført geofysiske undersøkelser i Område I i 1976. Tolkingsrapporten for materialet innsamlet før 1975 ble avsluttet og tolkningen av data innsamlet av Statoil og Oljedirektoratet i 1975, ble påbegynt.

Den foreliggende rapport bekrefter at Område I tilfredsstillende de teknisk/geologiske kriterier som ble brukt ved utvelgelsen av området i St.meld. nr. 91, 1975-76 (se avsnitt 3.2.1).

Over hele området finnes betydelige sedimentmekthigheter, og en rekke potensielle felle-typer og forskjellige prospekt-typer er identifisert.

Området dekker deler av flere strukturelle hovedelementer i Troms-området og har således en sentral geologisk beliggenhet ved at det er representativt for større deler av sokkelen i Barentshavet. Vandypet er i det vesentlige mindre enn 300 m, hvilket er akseptabelt fra en teknologisk synsvinkel.

Ut fra målsettingen om at boring skal starte i 1978 i Område I, har Oljedirektoratet utarbeidet en geofysisk «pakke» som inneholder de viktigste undersøkelsesdata i området. Denne datapakken vil bli tilbudt selskaper som kan komme i betraktning ved tildeling av blokker. Ved slutten av 1976 var det bare Statoil, Saga og Norsk Hydro som hadde fått anledning til å kjøpe denne pakke.

For å få grunnlagsdata om de meteorologiske forhold samt bølgehøyder, vind, strøm etc. har Oljedirektoratet siden september 1976 leid et værskip som er plassert i Område I. Dette prosjektet er nærmere omtalt i avsnitt 8.2.

## 3.3 BOREAKTIVITETEN PÅ SVALBARD

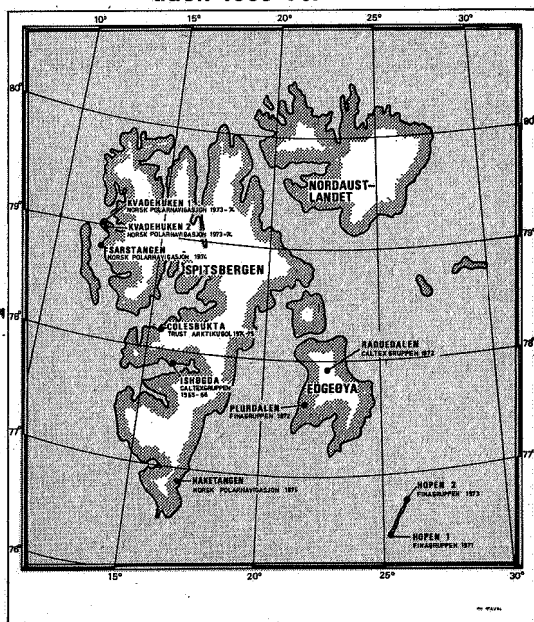
### 3.3.1 Colesbukta

Det sovjetrussiske selskapet Trust Arktikugol avsluttet sin boring i Colesbukta i 1975. Nedriggingsarbeidet fortsatte utover vinteren, og lokaliteten ble forlatt 6.5.76.

### 3.3.2 Haketangen

Norsk Polar Navigasjon påbegynte boringen av et borehull på Haketangen ved Trømsøbreen 11.9.76. Man fikk tekniske problemer allerede i starten, og boringen har stoppet opp. Oljedirektoratet har foretatt en inspeksjon på borelokaliteten og gitt en rekke pålegg som må utføres før boring kan gjenopptas.

FIG. 3G Boringer etter olje på Svalbard i tiden 1965-76.





## 4. Vitenskapelige undersøkelser og frigivning av geologisk materiale

### 4.1 UNDERSØKELSER FORETATT AV VITENSKAPELIGE INSTITUSJONER

Det er pr. 31.12.76 meddelt 78 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinental-sokkel. Tabell IX viser de tillatelsene som er meddelt i 1976.

Det dreier seg hovedsakelig om geofysiske og geologiske undersøkelser. Flere av disse er fortsettelse av tidligere års undersøkelser. Geografisk fordeler undersøkelsene seg over hele den norske kon-

tinentalsockelen, fra Skagerak i sør til Spitsbergen i nord og Jan Mayen-ryggen i vest.

En del undersøkelser gjelder dypseismiske målinger av samme type som de petroleumsrettede undersøkelser. Den viktigste forskjell er at de vitenskapelige undersøkelsene må offentliggjøres. Tabell VIII viser en oversikt over dypseismiske undersøkelser som er utført av vitenskapelige institusjoner i Norskehavet og i Barentshavet.

TAB. VIII. DYPSEISMISKE UNDERSØKELSER UTFØRT AV VITENSKAPELIGE INSTITUSJONER

Institusjon	Antall profilkilometer				
	1970	1974	1975	1976	Totalt
Centre National pour l'Exploitation des Oceans	11400	3700	5200	—	19300
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	—	—	6900	1200	8100
Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	—	—	—	600	600
Til sammen	11400	3700	12100	1800	28000

Joint Oceanographic Institutions Deep Earth Sampling – JOIDES – presenterte for norske myndigheter mot slutten av 1975 planer for nye boringer med boreskipet «Glomar Challenger» som ledd i det såkalte Deep Sea Drilling Project.

Det ble lagt frem forslag om til sammen 8 borelokalteter fordelt med 5 lokaliteter på Jan Mayen-ryggen, 2 på Vøringplatået og 1 i Lofot-bassenget. Lokalitetene er avmerket på Fig. 4A sammen med de hull som ble boret uten tillatelse i 1974.

Industridepartementet og Utenriksdepartementet hadde i første omgang ingen innvendinger mot planene.

Oljedirektoratet fant, etter en sikkerhetsmessig vurdering å kunne godta boring av hull nr 5 og 6. En

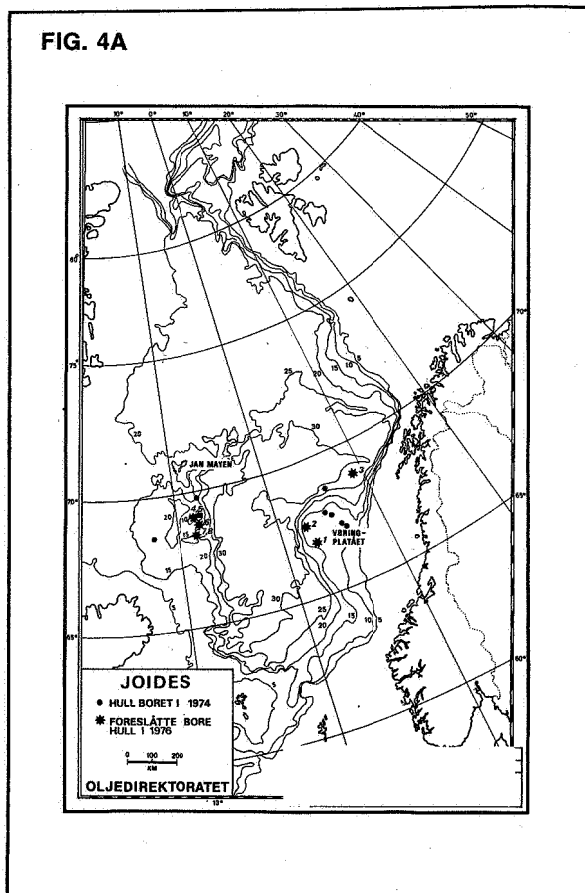
fant også å kunne godta hull nr 1 og 3 såfremt plasseringen ble endret og boringen ble stanset på et visst dyp. Godkjenning skjedde under den uttrykkelige forutsetning at forholdene omkring de ansvarsmessige sider ved virksomheten kunne avklares på en tilfredsstillende måte.

Det viste seg imidlertid at JOIDES ikke kunne fremlegge tilfredsstillende forsikringer. På denne bakgrunn fant direktoratet å måtte avslå søknaden. Før avslaget ble sendt gjorde imidlertid JOIDES selv oppmerksom på at de foreslåtte boringene ikke lenger var aktuelle som følge av den tid som etter hvert var medgått til å avklare de nevnte ansvarsmessige sider ved operasjonen.

**TAB. IX. TILLATELSER TIL VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER ETTER NATURFOREKOMSTER MEDDELT I HENHOLD TIL KGL. RES. AV 31. JANUAR 1969.**

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt				Område
		Geofys.	Geologi	Biologi	Andre	
068/76	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	x				Utenfor Sctra
069/76	Norges Geologiske Undersøkelse		x			I fjorder i Hordaland og Sogn og Fjordane
070/76	Universitetet i Bergen, Geologisk Institutt		x			Nordsjøen utenfor Stadt
071/76	Centre National pour l'Exploitation des Oceans	x				Norske undersjøiske områder i Lofoten – Vesterålen og over Vøringplatået
072/76	Institutt for Kontinental-sokkelundersøkelser					Kysten utenfor Møre-Trøndelag og Lofoten – Troms
073/76	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee		x			Nordsjøen og Skagerak
074/76	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	x				Langs vestkysten av Spitsbergen
075/76	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen	x				Langs vest- og nordkysten av Spitsbergen
076/76	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	x				Vøring-platået, Lofotbassenget, Barentshavet, Jan Mayen og Øst-Grønland
077/76	Biologische Anstalt Helgoland		x	x		Hele Nordsjøen
078/76	National Environment Research Council, supported by University of Durham	x				Nordsjøen utenfor Møre

**FIG. 4A**



#### 4.2 FRIGIVNING AV GEOLOGISK MATERIALE

Oljedirektoratet publiserte i 1976 to bind med summarisk informasjon «Well data summary sheets» om alle brønner som var mer enn 5 år gamle. Dessuten kom direktoratets publikasjonsserie (NPD-papers) ut med to nummer der brønnene 25/11-1 og 16/2-1 ble omtalt i detalj.

En har i 1975 styrket bemanningen for denne delen av direktoratets arbeid, noe som vil føre til at data om et større antall brønner vil bli frigitt i 1977.

Foruten den normale frigivning av data om brønner, har Oljedirektoratet sørget for at Universitetene i Bergen, Oslo og Trondheim har fått rikelige mengder refleksjonsseismikk, borhullslogger og borkaksprøver til undervisningsformål. Man har dessuten gjort alle prøver samlet i årene 1974–76 fra direktoratets geokjemiprojekt, tilgjengelig for interesserte institusjoner. Pr. i dag arbeider både Norges Geologiske Undersøkelse, Institutt for Kontinental-sokkelundersøkelser og Universitetene i Bergen, Oslo og Tromsø med disse prøvene. En oversikt er gitt i Tabell X. De første resultater av disse arbeidene ventes å foreligge som publikasjoner og hovedfagsoppgaver i 1977.

Direktoratet har i 1976 hatt besøk av studenter og forskere som har begynt studier av materiale fra Nordsjøen. Noen av studentene har også arbeidet ved direktoratets laboratorier og på det vis skaffet seg verdifull praksis.

Frigivning av data gir god kontakt med utdannings- og forskningsmiljøet. Direktoratet ser denne kontakten som svært vesentlig. For å styrke denne ytterligere, sammenkalles norske og uten-

landske vitenskapelige institusjoner som arbeider på norsk kontinentalsokkel, til årlige møter. På møtene presenterer institusjonene sine respektive forskningsprogram. Såvel de vitenskapelige institusjonene som direktoratet, har hatt stort utbytte av den faglige kontakten som de årlige konferansene har gitt. Møtene gir i tillegg et godt grunnlag for en innbyrdes koordinering av arbeidsoppgavene på sokkel.

**TAB. X. FRIGITT PRØVEMATERIALE FRA OLJEDIREKTORATETS GEOKJEMIPROSJEKT**

Institusjon	Prøvestasjoner og type	Geografisk spredning	Formål
Universitetet i Tromsø, Institutt for Biologi og Geologi	64 kjerneprøver maks 3 m under bunnen.	Kontinentalsokkelen utenfor Troms og Finnmark	Prøvene er bearbeidet for grunnforskning og resultatene benyttes såvel til hovedfagsoppgaver som mer langsiktige vitenskapelige prosjekt. Undersøkelsene har vært konsentrert om emnene:  1) Generell kvartærgeologi 2) Kvartær lito- og biostratigrafi 3) Resent og subresent sedimentasjonsmiljø (marin geologi).
Universitetet i Bergen, Institutt for kvartærgeologi, geomorfologi og maringeologi.	23 kjerneprøver maks 3 m under bunnen	Måløyblokkene (35/3 og 36/1)	
Universitetet i Oslo, Institutt for geologi	22 kjerneprøver maks 3 m under bunnen	Måløyblokkene	
Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser.	77 kjerneprøver maks 3 m under bunnen Feltdata	Måløyblokkene og kontinentalsokkelen utenfor Troms og Finnmark	1) Utpøring av utstyr for geokjemisk prospektering, 2) Geoteknisk vurdering og kornfordelingsanalyser, 3) Kartlegging av overflatesedimentene.
NGU	16 kjerneprøver maks 3 m under bunnen	Balder-feltet i Nordsjøen	Kjemiske og mineralgeologiske undersøkelser.

# 5. Sikkerhetsmessig kontroll

## 5.1 UNDERSØKELSESBORING

### 5.1.1 Forskrifter

De første sikkerhetsforskrifter for virksomheten på norsk kontinentalsokkel ble gitt ved kgl res av 25. august 1967. Disse gjaldt kun for undersøkelse og boring, ikke for produksjonsfasen. Grunnen til dette var blant annet at det ble ansett å være viktigst å få utarbeidet sikkerhetsforskrifter for den virksomhet som den gang pågikk. Regelverket er nå avløst av kgl. res. av 3. oktober 1975. Sikkerhetsforskriftenes bestemmelser er omfattende og til dels relativt detaljerte. På flere punkter inneholder regelverket imidlertid kun rammeforskrifter og det er derfor i noen utstrekning blitt utarbeidet utfyllende detaljerte bestemmelser, jfr. nedenfor.

Det er Industridepartementet som er hovedansvarlig for kontrollen i henhold til sikkerhetsforskriftene. Men kontrollmyndighet er delegert til følgende institusjoner:

- Sjøfartsdirektoratet
- Direktoratet for Statens arbeidstilsyn
- Norges vassdrags- og elektrisitetvesen
- Luftfartsdirektoratet
- Teledirektoratet
- Statens institutt for strålehygiene
- Helsedirektoratet
- Statens sprengstoffinspeksjon
- Oljedirektoratet

Sikkerhetsforskriftene kan inndeles i to hovedgrupper, nemlig forskrifter som stiller krav til boreplattformen med innretning og utstyr, og forskrifter som fastsetter fremgangsmåte for utførelse av selve boreoperasjonen.

Det er Sjøfartsdirektoratet som koordinerer kontrollen i forbindelse med godkjenning av selve boreplattformen, distribuerer innkommet materiale til de øvrige kontrollinstitusjoner, arrangerer første gangs og senere periodiske besiktigelse i samarbeid med rettighetshaver/eier, samt koordinerer utarbeidelsen av pålegg.

Kontrollen med gjennomføringen av selve boreoperasjonen er Oljedirektoratets ansvarsområde. Boring av det enkelte hull må ikke påbegynnes før Oljedirektoratet etter forutgående søknad har gitt boretillatelse.

I medhold av de nevnte sikkerhetsforskrifter er det til nå fastsatt følgende detaljforskrifter:

- Forskrifter for helikopterdekk på flyttbare boreplattformer, fastsatt av Luftfartsdirektoratet 18. april 1973.
- Forskrifter for bruk av radioaktive kilder ombord på flyttbare boreplattformer, fastsatt av Statens Institutt for Strålehygiene 15. mai 1973.

- Forskrifter for flyttbare boreplattformer med innretning og utstyr, fastsatt av Sjøfartsdirektoratet 10. september 1973.

- Forskrifter for elektriske anlegg ombord i boreplattformer, fastsatt av Norges vassdrags- og elektrisitetvesen i desember 1974.

- Forskrifter for boring etter petroleum, fastsatt av Oljedirektoratet 29. august 1975.

### 5.1.2 Kontrollopplegg

Det kontrollarbeidet som Oljedirektoratet utfører i forbindelse med boring på norsk område, tar primært sikte på å ivareta sikkerheten for det personell som borer på norsk område og samtidig søke å løse de miljøforurensningsproblemer som direkte kan settes i forbindelse med boringen.

I forbindelse med at Oljedirektoratet utøver kontroll med boring på norsk område, er en også involvert i teknisk kontroll av boreutstyr på alle norsk-registrerte flyttbare boreplattformer, uansett hvor disse skal operere. Dette er en midlertidig ordning, men det tas sikte på å gjøre den permanent gjennom en foreslått endring i Sjødyktighetsloven.

For at direktoratet for sin del kan gi tillatelse til å utføre boring på norsk kontinentalsokkel, må følgende forhold være vurdert:

- Vurdering av operatør- og entreprenør-selskapet som skal utføre boringen.

Geologiske forhold i borehullet. Arbeidsprogram / prosedyrer, prøver etc. som skal benyttes under boringen. Herunder også program for å forlate borehullet.

- Utstyret som skal benyttes til boringen, selve plattformtypen, boreteknisk utstyr, utstyr i borehullet som brønnhode og foringsrør etc.

### 5.1.3 Kontroll i beretningsperioden

Undersøkellesboringen i 1976 har ligget på et relativt lavt nivå med 4–6 boreplattformer i virksomhet på norsk kontinentalsokkel, og det er i Oljedirektoratet behandlet ca. 25 boreprogram. Enkelte av disse programmene har vært av en slik karakter at de har krevd meget forarbeide. Det tenkes her spesielt på boring av dype hull og boring på steder der det er fare for å påtreffe giftige gasser.

Før endelig godkjenning til å starte boring gis, foretas vanligvis en tilstandsbesiktigelse på boreplattformen, og under boring foretas utstyrstekniske- og operasjonskontroller på stikkprøvebasis. Videre er det en forutsetning for at boring skal skje at kvalifikasjons- og utdanningskrav for

boremannskapene er i henhold til forskriftene. Oljedirektoratet er også involvert i fastsettelse av de utdannings- og kvalifikasjonskrav som stilles til boremannskapene og behandler også spesielle saker i denne forbindelse som dispensasjonssaker etc.

I forbindelse med omtalen av den boreaktivitet som har foregått på kontinentalsokkelen i beretningsperioden, nevnes en eksplosjon som skjedde ombord på boreplattformen Deep Sea Saga. Eksplosjonen foregikk mens plattformen var i ferd med å kutte av brønnhodet i forbindelse med at borehullet skulle forlates. Eksplosjonen foranlediget at Oljedirektoratet endret forskriftene på dette felt.

Boreutstyrsgodkjennelse av plattformer for «world wide» virksomhet, i henhold til sjødyktighetsloven, har vært en meget arbeidskrevende oppgave, vesentlig på grunn av at det for tiden er mange plattformer under bygging. Dette kontrollarbeid består av en førstegangsbesiktigelse samt oppfølging av denne ved årlige besiktigelse samt spesielle 4-års besiktigelse.

## 5.2 PRODUKSJON, ILANDFØRING

### 5.2.1 Forskrifter

Etter at det ble gjort kommersielt drivverdige funn på den norske kontinentalsokkel, meldte behovet seg for å få sikkerhetsforskrifter som dekker produksjonsfasen. Forskriftene ble fastsatt ved kgl. res. av 9.7.76.

Sikkerhetsforskriftene kommer til anvendelse når det gjelder konstruksjon, bygging, installering og drift av produksjonsanlegg, rørledningssystemer og avskipningsanlegg som plasseres i fast posisjon på norsk kontinentalsokkel.

Forskriftene bygger på det hovedsyn at det er de som driver virksomheten som er ansvarlige for at den drives i overensstemmelse med de sikkerhetskrav som stilles, og de plikter således også å gjennomføre den nødvendige prøving og egenkontroll. Myndighetenes kontroll går ut på å påse at virksomheten drives i overensstemmelse med dette ansvar.

Forskriftene fastslår at kontrollmyndighetene skal forelegges alle opplysninger som er nødvendige for å kunne vurdere om virksomheten vil foregå i samsvar med forskriftene, og forskjellige hovedkategorier opplysninger er nevnt.

I praksis vil kontrollen med utbyggingen av et felt foregå ved løpende to-veis kommunikasjon mellom myndigheter og operatør. Forskriftene forutsetter at konstruksjon og bygging normalt kan foregå uten uttrykkelig forhåndsgodkjennelse. Men det kan bestemmes at enkelte faser ikke skal kunne påbegynnes før godkjennelse som nevnt foreligger. Installering av større enheter på feltet, som plattformer, dekk og moduler, samt igangsettelse av selve driften, må ikke påbegynnes før forhåndstillatelse foreligger.

Forskriftene inneholder krav til prøving og kontroll av utstyret før drift igangsettes, og periodisk prøving og kontroll under driften.

Rettighetshaveren plikter å opprettholde en effektiv beredskap mot visse ulykkes- og faresituasjoner,

og beredskapsplaner skal forelegges myndighetene til godkjennelse.

I tillegg til disse mer alminnelige bestemmelser, inneholder forskriftene nærmere bestemmelser vedrørende det materiell og de operasjoner som erfaringsmessig byr på særlige risikomomenter eller hvor feil kan føre til de alvorligste skadevirkninger. Forskriftene inneholder således krav til de bærende konstruksjoners styrke, det vil si deres evne til å tåle såvel funksjonelle belastninger som miljøbelastninger. Videre er det bestemmelser om produksjons- og hjelpesystemene med særskilt vekt på sikkerhetsanordningene. Det er bestemmelser om boligkvarter, dets plassering og utforming. På den operasjonelle side er det bestemmelser om telekommunikasjoner, om identifikasjon og merking av anleggene og om transportanlegg. Det stilles særskilte krav til kraner og andre løfteinnretninger. Det er bestemmelser om produksjonsboring som i stor utstrekning er basert på reglene om undersøkelsesboring. Hva angår rørledninger, er det lagt vekt på såvel de spesielle problemer selve plasseringen av denne type anlegg representerer, som på å sikre at de konstruksjonsmessig holder mål og drives og vedlikeholdes forsvarlig. Forskriftene inneholder også forslag til regler om avskipningsanlegg til havs, med krav til selve anlegget og til lasteoperasjonen.

Forskriftene antas først og fremst å ha verdi som formell basis for den offentlige kontroll og som ramme for de mer detaljerte forskrifter med nøyaktige tekniske spesifikasjoner som forutsettes utarbeidet. Arbeidet med slike detaljforskrifter pågår i Oljedirektoratets regi.

Ved årets utgang var følgende detaljforskrifter utarbeidet og ute til høring.

- Forskrifter for beregning og dimensjonering av faste bærende konstruksjoner.
- Forskrifter vedrørende produksjons- og hjelpeutstyr.
- Forskrifter for løfteinnretninger.

Under utarbeidelse er:

- Forskrifter for bruk av personalnett.
- Forskrifter vedrørende rekkverk, trapper, leidere.

### 5.2.2 Kontrollopplegg

I ovennevnte kgl. res. av 9.7.76 er følgende departementer tillagt et selvstendig ansvar:

Industridepartementet  
Justisdepartementet  
Miljøverndepartementet  
Sosialdepartementet

Industridepartementet for sin del har delegert myndighet til en rekke statlige kontrollinstitusjoner som omfatter:

- a) Tilsyn.

- b) Utferdigelse av forskrifter.
- c) Myndighet til i særlige tilfeller å kunne dispensere fra de bestemmelser i sikkerhetsforskriftene den enkelte statsetat er bemyndiget til å forstå kontrollen av.
- d) Myndighet til å kunne stanse virksomheten øyeblikkelig i de tilfeller hvor en fortsettelse vil kunne medføre alvorlig fare for liv eller helse.

Industridepartementets delgasjonsvedtak omfatter følgende etater:

Oljedirektoratet  
 Direktoratet for Statens arbeidstilsyn  
 Sjøfartsdirektoratet  
 Teledirektoratet  
 Kystdirektoratet  
 Luftfartsdirektoratet

Oljedirektoratet skal i henhold til delegasjonsvedtaket av 12 juli 1976, koordinere den praktiske gjennomføring av kontrollvirksomheten som utøves av de etater som er delegert myndighet av Industridepartementet.

Oljedirektoratets koordinering omfatter for øvrig også den myndighet som i resolusjonen er tillagt Miljøverndepartementet og Sosialdepartementet. Koordineringen blir utført i henhold til instruks fastsatt av departementet.

Etter at funn av hydrokarboner er blitt erklært drivverdig og operatøren har tatt beslutning om å bygge ut feltet for produksjon, må operatøren utarbeide planer for hvorledes man akter å bygge ut feltet, samt ilandføre olje og gass. Planene må blant annet inneholde informasjon om reservoaret og opplysninger om hvorledes man ønsker å utvinne dette, plassering av hver enkelt plattform og de samtidige aktiviteter man i forskjellige tidsintervaller ønsker å ha på hver enkelt plattform. Vesentlige deler av plattformkonseptet bør fastslås i den tidlige planleggingsfase. Det gjelder først og fremst plattformtype, antall, størrelse, arrangement og de samtidige aktiviteter en skal ha på plattformen i de forskjellige tidsintervaller.

I kgl. res. av 9. juli 1976 heter det blant annet at samtidig boring og produksjon ikke skal skje fra samme plattform uten at det gis tillatelse i hvert enkelt tilfelle. Videre heter det at boligkvarter fortrinnsvis skal stå på egen plattform. Ved vurdering av plattformkonsepter foretar Oljedirektoratet en totalvurdering av de aktiviteter som er planlagt på en plattform, og i hvilke tidsintervaller fasene overlapper hverandre. Av spesiell betydning er antall mennesker, antall produserende brønner og produksjonsvolum på en plattform. Antall mennesker og produksjonsvolum av hydrokarboner på en plattform gir i stor grad mål for mulige konsekvenser ved en eventuell katastrofe.

Før en installasjon tas i bruk, skal de berørte myndigheter kontrollere at installasjonen er i sikkerhetsmessig forsvarlig stand.

Forutsetningen for at Oljedirektoratet skal kunne utføre denne oppgaven på en forsvarlig måte, er at

det utføres kontroll etterhvert som design- og «engineering»-arbeidet skrider fremover. Selskapene sender planer, tegninger og beregninger basert på nærmere spesifikasjoner gitt av Oljedirektoratet.

Denne dokumentasjon og informasjon må betraktes som nødvendig underlagsmateriale for å kunne gi det ovennevnte samtykke til bruk. For å unngå problemer når byggearbeidet er ferdig, kontrollerer Oljedirektoratet den innkomne dokumentasjon fortløpende.

På en del fagområder benytter Oljedirektoratet konsulenter i dette kontrollarbeidet. Prosedyrene for innsendelse av dokumentasjon og utarbeidelse av kommentarer kan være ulik for de forskjellige fagområder. Et vesentlig problem forbundet med denne kontroll er dynamikken i oljebransjen. Samtidig som tegninger sendes til Oljedirektoratet, blir de gjerne sendt til verft- og byggesteder, slik at byggearbeidet kan skje parallelt med saksbehandlingen i Oljedirektoratet. Dette kan lett medføre at selv mindre pålegg lett kan få store økonomiske konsekvenser i form av merkostnader og forsinkelse av prosjekter.

Bygging og installasjon foregår dels på land og dels på feltet. Oljedirektoratet foretar kontroll på byggeplassene i denne fasen. For øvrig stiller Oljedirektoratet som nevnt krav til operatørens egenkontroll, og dette gjelder alle faser av deres virksomhet. Direktoratets sikkerhetsmessige kontroll er således ikke ment å erstatte operatørens egenkontroll.

Før installasjonen eller deler av denne tas i bruk, skal det foreligge samtykke fra myndighetene. Dette samtykke gjelder spesielt for innkvartering, boring og produksjon.

Oljedirektoratet har som nevnt ansvar for at andre berørte myndigheter skal få anledning til å utføre sin kontroll.

Oljedirektoratet skal forsikre seg om at alle tidligere pålegg og kommentarer er tatt til følge på en tilfredsstillende måte, at plattformen er i forsvarlig sikkerhetsmessig stand, at lover og forskrifter er fulgt, og at andre involverte myndigheter ikke har noen innvendinger. Brukstillatelse vil først bli gitt etter inspeksjon på plattformen.

Etter at en plattform eller installasjon er tatt i bruk til innkvartering, boring eller produksjon, går en over i en fase som krever kontinuerlig kontroll. Det settes et skarpt skille mellom en plattform hvor det kun er innkvartering, og en plattform hvor man borer etter og/eller produserer hydrokarboner. De viktigste sikkerhetsmessige aspekter som kan påvirkes under driftsfasen, er blant annet følgende:

- arbeidsmiljø og bomiljø
- tilstand til konstruksjoner, bore- og prosessutstyr samt transportsystemer
- tilstand til sikkerhetssystemer og sikkerhetsutstyr
- boreprosedyrer, driftssystemer og prosedyrer for vedlikehold av produksjonsbrønner.
- administrative rutiner (vedr. samtidige aktiviteter)

- vedlikehold
- overvåkning
- redningsutstyr og rømningsveier
- beredskap og øvelser
- operatør og myndigheters sikkerhetsmessige kontroll
- innsamling av miljødata
- innsamling av skadedata og pålitelighetsdata.

Alle disse punkter må følges opp i detalj.

Den sikkerhetsmessig betydning av forebyggende vedlikehold må spesielt understrekes. Et godt system for forebyggende vedlikehold vil redusere sannsynligheten for at feil og skader oppstår. Videre kan dette kobles sammen med et system for registrering av pålitelighetsdata for systemer og komponenter. For tiden vurderer Oljedirektoratet bruk av databank for å registrere pålitelighetsdata.

Når det gjelder produksjonsutstyr og sikkerhetssystemer, pålegges operatøren å utarbeide prosedyrer for egenkontroll og vedlikehold. Prosedyrene skal godkjennes av Oljedirektoratet, og operatøren er deretter ansvarlig for at prosedyrene følges. Direktoratets prosedyrer for kontroll blir da å kontrollere operatørens dokumentasjon i forbindelse med vedlikehold og egenkontroll, samt å kontrollere ute på plattformene at utstyr og systemer er i tilfredsstillende stand.

Plattformenes strukturelle styrke samt rørledningers og beholderes tilstand kontrolleres av Oljedirektoratet som i stor grad engasjerer konsulenter til å utføre dette arbeidet.

### 5.2.3 Kontroll i beretningsperioden

Ved slutten av beretningsperioden var designkontrollen avsluttet for samtlige Ekofisk installasjoner med unntak av produksjons- og hjelpesystemene for Edda, Albuskjell og Eldfisk. Likeledes er designkontrollen avsluttet for Frigg Fase II installasjonene med unntak av nødavstengningssystemene og trykkavlastningssystemene.

For Statfjord «A» gjenstår sluttbehandling av brannslukningssystemene, samt trykkavlastnings- og nødavstengningssystemene. Likeledes gjenstår mye av designkontrollen for lastebøyen.

Bygge- og installasjonskontroll av moduler og bærende konstruksjoner har i perioden foregått kontinuerlig for de enkelte som har vært og er under utførelse såvel ved de forskjellige verft som ute på feltet. Kontrollen blir ivaretatt av Det norske Veritas og Dr. ing. A. Aas Jacobsen i henhold til kontrakt. Bygge- og installasjonskontrollen av produksjons- og hjelpesystemene for Statfjord «A» ved Stord Verft pågår, mens kontrollen av installasjonsarbeidet på Ekofisk Center på det nærmeste er ferdig.

Skadene som oppstod på Ekofisk «A» plattformen ved brannen i november 1975, var utbedret i februar 1976. Etter myndighetenes inspeksjon ble det gitt samtykke til produksjon i slutten av samme måned. Likeledes ble det etter inspeksjon gitt samtykke både til innkvartering av mannskap og produksjonsboring for Cod-plattformen i løpet av sommeren. Ved årets slutt pågikk det inspeksjoner og oppfølging av opp-

startsprosedyrene for Ekofisk Center og gassrørledning med pumpestasjoner.

Som tidligere nevnt, måtte det foretas visse modifikasjoner av anleggene på Ekofisk med hensyn til NGL-injeksjon. Blant annet ble det installert fem pumpeenheter på «C» plattformen. En av disse pumpeenhetene ble utprøvet i USA. Representanter fra Det norske Veritas og Oljedirektoratet var tilstede under utprøvingen. Montering og installasjonsarbeid på feltet er blitt overvåket av representanter fra Det norske Veritas.

Driftskontrollen er i det vesentlige blitt ivaretatt av Oljedirektoratet ved hyppige inspeksjoner på feltet. Dette gjelder da særlig ved utprøving av brannsikringssystemene. Ellers blir det foretatt inspeksjon av det tekniske utstyr samt korrosjons/erosjonskontroll av prosessutstyr og rør.

Mye av driftskontrollen blir foretatt i form av vurdering av operatørens egenkontroll, det være seg opplegg for forebyggende vedlikehold såvel som prosedyrer og frekvens for utprøving av de forskjellige sikkerhetssystemer.

Selskapenes undervurdering av bemanningsbehovet i installasjonsfasen førte til store innkvarteringsproblemer i denne fasen. Disse problemene er blitt løst ved utstrakt bruk av midlertidige boligkvarter. Kvaliteten av disse boligkvarterene har i stor grad vært lite tilfredsstillende både av hygieniske og av branntekniske årsaker. De midlertidige boligkvarter på Ekofisk Center ble etter krav fra Oljedirektoratet fjernet ved utgangen av 1976. Boligkvarterene på «R» plattformen som ble tillatt tatt i bruk våren 1976, skal fjernes før gassrørledningen til Emden blir tatt i bruk.

For utbyggingen av Frigg-feltet ble det gitt tillatelse til bruk av midlertidig boligkvarter på DP 2. Disse skal fjernes før boring påbegynnes.

En annen løsning på innkvarteringsproblemer har vært bruk av flyttbare boreplattformer som boligenhet. Slike er tillatt benyttet både på Frigg og Ekofisk samt på pumpestasjonene på Emdenrørledningen.

### 5.3 EGNE PLATTFORMER FOR BOLIGKVARTER

Sikkerhetsforskriftene for produksjon inneholder to paragrafer av grunnleggende betydning for en plattformers totalsikkerhet og økonomi.

- § 74 sier bl.a. at boligkvarter skal plasseres slik at det er betryggende adskilt fra fareområder og skal om nødvendig plasseres på egen plattform.
- § 97 sier at samtidig boring og produksjon fra samme produksjonsanlegg skal ikke finne sted med mindre departementet gir særskilt samtykke i det enkelte tilfelle.

Ønsket om en tidligst mulig produksjonsstart og dermed olje/kapitalstrøm, har ført til at produksjonsanleggene har blitt industrialisert med en rekke samtidige aktiviteter som hver for seg representerer høye risikonivå.

Sommeren 1976 fikk en arbeidsgruppe i Oljedirektoratet i oppgave å etablere de kriterier som må tilfredsstilles for å kunne gi dispensasjon fra kravene i § 97.

Gjennom arbeidet har en funnet det riktig å betrakte de samtidige aktiviteter på en plattform som elementer i anleggets totalsikkerhet.

Det vanskeligste element i totalsikkerhetsbildet på et produksjonsanlegg er boligkvarteret. Det er forbundet med store vanskeligheter å etablere en totalsikkerhet som forsvarer å ha boligkvarter på produksjonsanlegget.

Problemet blir enklere både å vurdere og løse, dersom produksjonsanlegget deles i en boligenhet og en industrienhet. Boligenheten og industrienheten kan være separate plattformer i betryggende avstand fra hverandre og knyttet sammen med broforbindelse. Avstanden mellom de to enheter beregnes ut fra brann/eksplosjonskriterier. Industrienheten kan da forutsettes planlagt innrettet og sikret, slik at de samtidige aktiviteter som nevnt kan finne sted.

Med bakgrunn i den vurdering som ble utført, ble Statoil/Mobil-gruppen i brev av 11.11.76 informert om Oljedirektoratets syn på sikkerheten hva angår Staffjord «A» og «B».

Oljedirektoratet konkluderte i brevet med at det bør bygges en egen boligkvarter plattform i tilknytning til Staffjord «B», samt at selskapet anmodes om å vurdere innkvarteringsforholdene på Staffjord «A».

#### 5.4 ARBEIDERVERN

Når det gjelder arbeidsmessige forhold på den norske kontinentalsokkel, har 1976 vært preget av en effektivisering av direktoratets kontroll, noe som har medført at en rekke brudd på gjeldende regler er påtalt og rettet på. I henhold til endringer i Lov om arbeidervern, ble den gjennomsnittlige arbeidstid fra 2.4.76 satt ned til 36 timer pr. uke for de kategorier arbeidstakere som har sitt virke på petroleumsinstallasjoner på kontinentalsokkelen.

Sommeren 1976 la utvalget som ble nedsatt for å utrede Arbeidsmiljølovens anvendelse på petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen m.v. – Halden-utvalget – frem sin delutredning nr. 1, som så ble sendt ut til høring hos berørte institusjoner. Delutredning nr. 2 med innhentede kommentarer og endringer er ventet i løpet av første del av 1977. Arbeidsmiljøloven vil tre i kraft også for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen i løpet av 1977.

#### 5.5 SKADEREGISTRERING

De selskaper som opererer på norsk sokkel, er gjennom regelverket pålagt en viss rapporteringsplikt. Dette gjelder driften generelt såvel som spesielle rapporter angående ulykker og skader.

Alle driftsuhell og skader skal i prinsippet rapporteres til Oljedirektoratet, men foreløpig er dette kun kommet inn i et skikkelig system hva personskader, brann og eksplosjoner samt større driftsuhell angår.

Alle personskader rapporteres til Oljedirektoratet på et dertil utarbeidet skjema. Ved dødsulykker og ved alvorlige arbeidsulykker varsles både politiet og Oljedirektoratet. Representanter fra begge myndigheter drar ut og etterforsker ulykken i samarbeid. Spesifisert rapport om ulykken blir også krevd av operatøren.

Alle brann- og eksplosjonsskader rapporteres til Oljedirektoratet, uavhengig av hvor liten brannen eller eksplosjonen måtte være. Dette skal umiddelbart skje pr. telefon og telex, og normalt vil Oljedirektoratet raskest mulig sende ut en inspektør for å besiktige skader, forhøre seg om hendelsesforløpet og registrere alle relevante data. Operatøren er i tillegg pålagt å skrive en rapport etter et mønster som er utarbeidet av Oljedirektoratet.

#### 5.6 BEREDSKAP

Sikkerhetsforskriftene fastsetter som et hovedprinsipp at rettighetshaverne har ansvaret for at nødvendige tiltak i henhold til beredskapsplanen iverksettes ved ulike ulykkes- og faresituasjoner. Imidlertid vil, i henhold til forskriftene, berørte offentlige myndigheter, om nødvendig, helt eller delvis kunne overta ledelsen av en aksjon.

Forskriftene bestemmer videre at Oljedirektoratet i tilfelle av ukontrollert utblåsing («blow out»), om nødvendig for rettighetshaverens regning, kan requirere det nødvendige antall boreplattformer for boring av avlastningshull. Likeledes kan Oljedirektoratet, om nødvendig, for rettighetshaverens regning, ved brann/eksplosjon på tilsvarende måte requirere spesialfartøyer, plattformer o.l. Oljedirektoratet er koordinerende organ for berørte offentlige myndigheters godkjenning av beredskapsplanene.

Beredskapsplanene skal dekke følgende ulykkes- og faresituasjoner:

- Situasjoner som har medført eller kan medføre personskade, alvorlig sykdom eller tap av menneskeliv.
- Situasjoner som har medført eller kan medføre forurensning.
- Situasjoner som helt eller delvis har eller kan sette boreplattformer/produksjonsanlegg ut av virksomhet.

Ansvars- og myndighetsområder er for øvrig fordelt mellom departementene slik:

- Justis- departementet: beredskap for redning av menneskeliv.
- Miljøvernde- departementet: beredskap for oppsamling og fjerning av oljeutslipp.
- Industride- departementet: den øvrige beredskap, samt koordinering av de andre myndigheters godkjenning av beredskapsplaner.



Beredskapsplaner for undersøkelsesboring er nå utarbeidet av de fleste oljeselskaper. Phillips-gruppen har for produksjonsinstallasjoner i Ekofisk-området utarbeidet en egen beredskapsplan. Alle disse er midlertidig godkjent og kan kreves endret når erfaringene tilsier dette.

Det anses å være et umiddelbart behov for gjennomføring av en total analyse av den beredskapsmessige målsetting, installasjoner som skal dekkes beredskapsmessig, hvilken risiko (sannsynlighet/konsekvens) som foreligger for forskjellige former for skader, ulykker og katastrofer, samt alternative former for beredskap. Av spesiell interesse er vurderingen av i hvilken grad alternative former for beredskap kan påvirke den totale risiko i forhold til hva de alternative former for beredskap vil koste; for således å optimalisere beredskapen. En arbeidsgruppe er i gang med en detaljert forstudie angående ovenfornevnte.

### **5.7. INSPEKSJON AV HAVBUNNEN VED FORLATTE BOREHULL**

Oljedirektoratet gjennomførte høsten 1976 to undersøkelser av havbunnen ved forlatte borelokaliteter. Det ble til sammen undersøkt 17 borelokaliteter fra 9 forskjellige operatører.

Den første undersøkelsen ble igangsatt som et resultat av den teoretiske studien «gjenfinning og inspeksjon av forlatte borelokaliteter» (nærmere omtalt under spesielle prosjekter). Gjennom skaderapporter fra trålere fant en at en stor del av skadene på norsk sokkel var konsentrert til Patch-banken. Det var derfor naturlig å starte undersøkelsene der.

Undersøkelsen ble utført av Oljedirektoratet i tidsrommet 1–12 november 1976. Institutt for kontinentalsokkel-undersøkelser var av direktoratet engasjert til å stå for den praktiske utførelsen av prosjektet. Borehullene ble lokalisert ved hjelp av sidesøkende sonar og magnetometer. Sidesøkende sonar ble så benyttet til en relativt grov kartlegging av havbunnen rundt selve borehullet. Registreringene viste alle steder refleksjoner som tydet på etterlatte gjenstander. Boreområdene 25/10-3, 25/11-4 og 16/6-1 ble nærmere undersøkt ved hjelp av den ubemannede undervannsfarkosten SNURRE. En hadde på forhånd kommet frem til at et område på

minst 100 x 100 meter rundt selve borehullet burde undersøkes visuelt. Video-opptakene var stort sett av bra kvalitet og viste at på alle de tre undersøkte boreområdene fantes etterlatte gjenstander etter borevirksomheten. På to av stedene fant en at deler av brønnhodet stakk opp over havbunnen. Oljedirektoratets boreforskrifter krever at brønnhode og tilhørende utstyr skal fjernes til en dybde av minst 5 meter under havbunnen.

Oljeselskapene Esso og Elf ble straks underrettet om resultatet av undersøkelsen og det ble gitt pålegg om å komme med en plan for fjerning av avfallet, samt en plan for undersøkelse av selskapenes andre borehull på norsk kontinentalsokkel. Esso startet oppryddingen og den videre undersøkelse i begynnelsen av desember 1976, mens Elf's plan gikk ut på å starte i februar 1977.

For å få et bedre grunnlag for å avgjøre hvilke tiltak som skulle igangsettes, fant en i Oljedirektoratet det naturlig å gjøre videre undersøkelser. Geoteam A/S ble derfor engasjert til å foreta en undersøkelse med tilsvarende utstyr som ved den første undersøkelsen. Undersøkelsen ble foretatt fra 6–20 desember 1976. Hensikten var denne gang å undersøke hull fra andre operatører og hull av både ny og eldre dato.

På grunn av problemer med undervannsfarkosten fikk en dessverre ikke video-dokumentasjon av tilstanden på havbunnen. Men 14 borelokaliteter fra 7 forskjellige operatører ble undersøkt med sidesøkende sonar. Disse registreringene var stort sett av meget god kvalitet og de foreløpige tolkninger tydet på at de fleste steder finnes etterlatte gjenstander. Operatørene er foreløpig underrettet muntlig om undersøkelsene, og Oljedirektoratet vil ta nærmere stilling til hva som bør gjøres når rapporten fra undersøkelsen foreligger i løpet av februar 1977. Om det kan dokumenteres at havbunnen ikke er forlatt forskriftsmessig, vil selskapene bli pålagt å rydde opp.

Oljedirektoratets undersøkelser har så langt vist at de inspeksjons- og ryddemetoder selskapene til nå har benyttet, ikke har vært tilstrekkelige. På bakgrunn av de erfaringer som til nå er gjort, venter en å komme frem til bedre retningslinjer slik at tilstanden på havbunnen etter en boreoperasjon ikke skal hindre annen virksomhet.

## 6. Annen kontroll

### 6.1 STYRING AV RESSURUTNYTTELSEN (CONSERVATION)

Det er i løpet av 1976 utarbeidet et utkast til forskrifter om forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster. Dette foreligger i utredning nr 2 fra Utvalget til å fremlegge forslag til sikkerhetsforskrifter for produksjonsanlegg og utstyr for rørledninger og lagringsanlegg på havbunnen og regler om utnyttelsen av petroleumsforekomster (Vogt-utvalget).

I påvente av den nye petroleumsloven, forvaltes petroleumsressursene etter gjeldende lov og regler. Målet er å sikre en best mulig utnyttelse av de petroleumsressurser som, ut fra en total samfunnsmessig vurdering, anses for å være økonomisk drivverdige.

Dette oppnås hovedsakelig:

- ved utlysnings- og tildelingspolitikken
- gjennom systematisk leting etter og undersøkelse av alle forekomster
- ved etablering av prosess, lager og transportopplegg som gir adgang til felles utnyttelse av flere forekomster
- gjennom en forsvarlig utnyttelse av den enkelte forekomst.

Gjennom utlysnings- og tildelingspolitikken fastlegges mønsteret for kartlegging av sokkelen. Her avgjøres bl.a. i hvilke områder kartleggingen skal foregå, på hvilke vilkår og hvor grundig den skal være innen hvert område.

Drivverdige forekomster innen de tildelte områder vil bli utnyttet. Tildelingen av areal får derfor konsekvenser også for plassering av utvinnings-, lagrings- og transportanlegg. I nye områder vil dette være avgjørende for den infrastruktur av større enheter som etableres.

De prosess-, lagrings- og transportanlegg som hittil er bygget på kontinentalsokkelen, vil få adskilleg ledig kapasitet etter hvert som produksjonen fra feltene avtar. Dette gjelder særlig anleggene i Ekofisk- og Statfjord-områdene hvor oljeproduksjonen forventes å avta relativt kort tid etter at utbyggingen er fullført. Ved å undersøke områdene omkring disse anleggene i tide, vil det være mulig å få en bedre utnyttelse av dem. Samtidig vil en kunne utvinne forekomster som ellers ikke er drivverdige. Tildeling av blokk 1/9 nær Ekofisk i 1976 var det første skritt i retning av å sikre at forekomster nær eksisterende anlegg blir utnyttet. Hensyn til eksisterende anlegg vil ventelig bli tatt også ved fremtidige tildelinger.

Når et funn er gjort, informeres Oljedirektoratet omgående. I de aller fleste tilfeller legges observasjonene av funnet frem for Oljedirektoratet før funnet produksjonstestes og boringen avsluttes. Bakgrunnen for at denne praksis har utviklet seg, er først

og fremst den betydning resultatene av produksjonstesting har for den senere vurdering av funnets drivverdighet, for dimensjonering av eventuelle utvinningsanlegg og for langsiktige planleggingsformål. Forøvrig oversendes alle observasjoner som gjøres under boringen eller på materiale som innhentes under boringen med en nøyaktig beskrivelse av selve boreoperasjonen. Oljedirektoratet får også tilsendt prøver av alle bergarter som gjennombores for analyse og oppbevaring.

Oljedirektoratet ønsker at rettighetshaveren dokumenterer om de funn som gjøres er drivverdige eller ikke, så tidlig som mulig etter at funnet gjøres. Dette gir grunnlag for å vurdere om forholdene kan legges bedre til rette for utnyttelse av forekomstene. Videre ber en om en fullstendig plan for utnyttelse av forekomsten før det inngås større finansielle forpliktelser. Planen skal blant annet vise at forekomsten er tilstrekkelig godt undersøkt til at en forsvarlig utnyttelse kan iverksettes. Planen skal også dokumentere at hovedkomponentene i utbyggingen, som antall og type plattformer, tidsplan for utbygging m.v. er slik at det kan etableres gunstige sikkerhetstekniske forhold under utbygging og drift. Gode sikkerhetsforhold er av stor betydning også for en effektiv og jevn utnyttelse av petroleumsressursene på kontinentalsokkelen.

De særegne forhold på kontinentalsokkelen gjør at beslutning om utbygging vanligvis treffes før alle forhold er avklart. En god plan inneholder derfor som regel tilstrekkelig fleksibilitet til at det kan tas hensyn til utfallet av de usikre forhold etter hvert som de avklares. Dette krever at planen følges opp og ajourføres gjennom det meste av utbyggingsperioden.

Planene for utbyggingen av Statfjord-feltet er et eksempel på dette. Feltet er planlagt utnyttet uten at det er tatt stilling til hvorledes naturgassen skal disponeres. Det foreligger stort sett to alternativer. Gassen kan enten selges så raskt som mulig, etter en kortere injeksjonsperiode eller injiseres med det formål å øke utvinningsgraden for olje, før den reproduseres for salg.

Gass som injiseres i det underste Statfjord-reservoaret, er blandbar med oljen, hvilket vil si at den vil fortrenge så godt som all oljen i bergarten den trenger inn i. Til sammenligning vil vann kunne fortrenge bare 70 til 80% av oljen i bergarten. Dersom forholdene i Statfjord-reservoaret er slik at gassen kan føres inn i et tilstrekkelig stort bergartsvolum, vil det være olje å vinne på å bruke gassen som fortrenningsmiddel før den igjen reproduseres for salg. Dette spørsmålet er nå under utredning. Så snart en når frem til kvantitative anslag for virkningen av gassinjeksjon på produksjonen fra Statfjordreservoaret, vil en kunne gå videre med planene

for disponering av gass fra feltet. Etter planen vil det ikke være nødvendig å ta stilling til hvorledes gassen skal disponeres før boring av produksjonsbrønner begynner eller beslutning om å bygge en gassrørledning skal fattes.

Før boring av produksjonsbrønner starter, legges det frem en plan for boring av disse. Planen tar hensyn til at brønnene må være plasert slik at hele forekomsten kan utnyttes på beste måte. Rekkefølgen for boring vurderes nøye med tanke på at reservoaret skal kartlegges i detalj tidsnok til at boreplanen kan justeres etter resultatene. Videre er det viktig å oppnå tilfredsstillende produktivitet fra de første brønner som tas i bruk. Boreplanen legges av sikkerhetsmessige grunner opp slik at operasjonene blir enklest mulig på boredekk og like under plattformen. Dette bidrar også til å avgjøre rekkefølgen som brønnene bores i.

Selve utvinningen styres ved at det gis produksjonstillatelser av begrenset varighet. I 1976 ble det gitt produksjonstillatelser for Ekofisk-feltet for 6 måneder av gangen. En vesentlig betingelse for å tillate produksjon her, har vært at den gass som produseres sammen med olje injiseres i reservoaret i størst mulig grad. Hensikten har vært å forhindre at gassen ødes ved brenning, samtidig som at en ved injeksjon ønsker å bidra til å opprettholde energipotensialet i reservoaret og til å øke utvinningsgraden av olje. Den gassinjeksjon som har pågått inntil 1.1.77, har bevart ca. 6 milliarder normalkubikkmeter gass for fremtidig utnyttelse. Dette har hatt en positiv innvirkning på utvinningsgraden av olje. Observasjonene fra reservoaret er ikke tilstrekkelige til at denne økning av de utvinnbare oljemengder kan fastslås med særlig sikkerhet. Opprettholdelsen av energipotensialet i reservoaret har bidratt til å forsinke fallet i produktivitet av olje, som ventes å inntreffe omkring 1979.

Produksjonstillatelsen regulerer produksjonen fra hver av brønnene slik at utvinningsgraden blir størst mulig. Videre har en i samråd med operatøren utarbeidet et program for overvåking av reservoaret. Operatøren forpliktes i produksjonstillatelsen til å følge dette programmet. Opplysningene som innhentes ved overvåkingen er av vital betydning for muligheten til å kunne planlegge en rasjonell utnyttelse av forekomsten.

Den praksis som er etablert for Ekofisk-feltet, vil bli brukt som utgangspunkt for styringen av utvinningen fra andre felt på kontinentalsokkelen.

## **6.2 KONTROLL MED PRODUSERTE MENGDER HYDROKARBONER**

Før ilandføring blir det foretatt målinger av gass og olje som blir produsert. Disse målingene danner grunnlaget for royalty-beregningene, og det er derfor av stor viktighet at målingene er så nøyaktige som mulig.

Kontrollen av det tekniske måleutstyr, såvel som beregningene som inngår i det totale måleopplegg, blir kontrollert av Oljedirektoratet. Den teknologi som inngår i dagens målesystem er meget avansert, og det har derfor vært nødvendig å benytte utenforstående konsulenter til å vurdere anvendelsen av systemene.

Måleteknisk kontroll er utført i driftsfasen for Ekofisk fase II. Inspeksjonsarbeid i forbindelse med dette blir foreløpig utført av et uavhengig måleekspertfirma på kontraktbasis. Siktemålet er at egne inspektører skal ansettes for dette. Kontroll i design- og funksjonstestfasen er under utførelse for Ekofisk fase III. Design- og funksjonstest/-kontroll foregår for Frigg målesystemer i St Fergus og på feltet samt på Statfjord «A». Kontrollarbeide i forbindelse med Frigg og Statfjord foregår i samarbeid med britiske myndigheter.

Angående forskrifter for design av målesystemer, har en lagt vekt på å følge opp arbeidet utført av den internasjonale standardiserings-organisasjon og å basere kontrollarbeidet på standarder utgitt av denne der disse kan anvendes.

Industridepartementet har pålagt Oljedirektoratet å føre måleteknisk kontroll av landterminalene i Teesside og Emden i henhold til traktater Norge har inngått med henholdsvis Storbritannia og Vest-Tyskland. En har vurdert ulike former for kontroll og konkludert med at et relativt omfattende engasjement kan bli nødvendig for å foreta kontroll på det nivå som ønskes.

Ved produksjons-start for Ekofisk fase III og IV, for Frigg og for Statfjord, vil kontrollen for disse feltenes vedkommende bli mer driftsrettet.

## **7. Bistand til fremmede stater**

Tjenestemenn i Oljedirektoratet har i 1976 bistått med rådgivende petroleumsgeologisk og geofysisk ekspertise overfor 3 fremmede stater: Tanzania, Vietnams og Portugal. De 2 førstnevnte kommer inn under Norad-prosjekter, mens det for Portugals vedkommende dreier seg om en spesiell bistandsav-

tale. Prosjektene som har vært forskjellige i de 3 land, har omfattet evaluering av påviste felt, prospektevaluering, regionalevaluering av petroleumspotensiale med opplæring og oppbygging av oljeadministrasjon.

## 8. Spesielle utredninger og prosjekter

I forbindelse med virksomheten på kontinentalsokkelen vil Oljedirektoratet både i sin kortsiktige og langsiktige planlegging ha behov for nærmere utredning av problemer innen en rekke fagområder. Slike oppgaver vil primært søkes løst internt i direktoratet, men enkelte saker er av en slik karakter at en må søke hjelp fra spesialister utenfor direktoratet. De begrensede ressurser en har, både når det gjelder bemanning og midler, gjør også at en til enhver tid må foreta en nøye prioritering av hvilke prosjekter som skal igangsettes.

I det følgende omtales nærmere en del av de prosjekter som er utført ved hjelp av konsulenter i 1976.

### 8.1 MILJØRAPPORT

For å kunne vurdere sikkerheten av installasjonene på sokkelen, er det bl.a. nødvendig med godt kjennskap til det ytre miljøet i det aktuelle området.

Oljedirektoratet engasjerte i 1975 flere norske vitenskapelige institusjoner til i samarbeid å samle og vurdere eksisterende data om bølger, vind, strøm og temperatur fra norsk kontinentalsokkel. Sluttrapport med tittel «Environmental Conditions of the Norwegian Continental Shelf» forelå i januar 1976. Rapporten inneholder egne avsnitt om bølger, strøm, vind og temperatur. I disse avsnitt beskrives eksisterende data og pågående eller planlagte målinger. Videre beskrives teoretiske metoder for beregning av de forskjellige parametre samt de metoder som benyttes til analyse av data.

En del av hensikten med studien, var at den skulle gi grunnlag for vurdering og prioritering når det gjelder arbeidet med utforskningen av det fysiske miljø på kontinentalsokkelen, samt bruk av denne kunnskap i forbindelse med marin teknologi.

Av rapportens anbefalinger kan nevnes:

- Videre arbeid med miljødata konsentreres om innsamling av nye data framfor utvikling av nye analysemetoder.
- Særlig oppmerksomhet bør rettes mot områdene nord for 62° N, spesielt de områder som er utpekt for oljeleting.
- Innsamling av data fra åpent hav bør foretas i tilknytning til fast stasjonerte skip. Automatisk innsamling av alle typer data fra ubevoktede bøyer synes å ligge noen år fram i tiden.

Det sies videre at på grunn av de store omkostningene som er forbundet med drift av et værskip, vil trolig tallet på slike skip bli lavt. Den mest effektive måten å forbedre situasjonen på, vil være å konsentrere anstrengelsene om minst ett værskip nord for 62° N i

tilllegg til en økning i antallet bøyestasjoner nær kysten.

### 8.2 VÆROBSERVASJONER I OMRÅDE TROMS I

I St. meld. 91 (1975–76) Kap. V.1 ble Oljedirektoratet pålagt å koordinere de nødvendige undersøkelser for innsamling av miljødata nord for 62° N.

Ved eventuelle oljefunn og følgende feltutbygging, vil en for beregning og dimensjonering av plattformer og utstyr ha behov for relativt lange måleserier med miljødata. Oljedirektoratet har derfor sett det som meget viktig å komme igang med innsamlingen av miljødata før selve petroleumaktiviteten begynner.

For å foreta denne innsamlingen, chartret Oljedirektoratet M/S AMI fra Kåre Misje & Co Rederi A/S i Bergen. Fartøyet er stasjonert på Tromsøflaket i Troms-området som er utpekt for undersøkelsesboring nord for 62° N, i posisjon 71° 30' N og 19° Ø. Skipet innhenter data om det fysiske miljø i området og til det formål måles bølger, vind, strøm og ising samt meteorologiske data.

Vassdrags- og havnelaboratoriet i Trondheim er engasjert av Oljedirektoratet til å forestå instrumenteringen og selve datainnsamlingen. Dataene vil, etter kontroll og bearbeiding, bli lagret ved det nye Miljødatasenteret ved Meteorologisk Institutt på samme måte som miljødata fra faste og flytende plattformer andre steder på kontinentalsokkelen.

Meteorologisk Institutt har utstyrt skipet med instrumenter og utstyr for meteorologiske observasjoner. Skipet sender hver 3. time meteorologiske observasjoner via Hårstad radio til Meteorologisk Institutt i Oslo. Dataene inngår her i varslingstjenesten, og foreløpige rapporter tyder på at det er stor interesse for observasjonene.

For Havforskningsinstituttet i Bergen blir det tatt ukentlige vannprøver og planktonprøver. Hver måned blir det også tatt vannprøver flere steder på vei inn fra den faste posisjonen til Hammerfest for mannskapsskifte.

Fartøyet blir også benyttet for utsetting og normalt vedlikehold av en observasjonsbøye som er plassert nær skipet. Bøyen er utviklet under Norsk Databøye-program ved Christian Michelsens Institutt og eies av STATOIL. Bøyen blir her operasjonstestet og målingene koordinert med målingene fra AMI.

Det kan senere bli aktuelt å utføre andre vitenskapelige undersøkelser fra skipet i kortere eller lengre perioder.

Fartøyet er foreløpig chartret for 12 måneder fra 15.8.76, og er til nå finansiert over Oljedirektoratets budsjett.

Det er ennå for tidlig å si noe om hvilke resultater målingene vil gi. Analyse av dataene pågår, men for å

kunne dra noen konklusjoner, kreves målinger over et lengre tidsrom.

### 8.3 UTSLIPP VED RØRBRUDD

Oljedirektoratet har vært klar over at det har rådet en viss usikkerhet når det gjelder hvordan en teoretisk skal beregne hvilke oljemengder som vil lekke ut ved et mulig brudd på en undervanns oljerørledning. Det britiske firmaet Ralph M. Parsons Co Ltd ble derfor engasjert til å utføre en teoretisk analyse av rørbruddsproblematikken.

Ved gjennomføringen av analysen tok en utgangspunkt i Norpipe's rørledning fra Ekofisk til Teesside i England. Ledningen er ca. 350 km lang og ligger på inntil 95 m vanddyp. I alt vil den inneholde ca. 150.000 tonn olje med et damptrykk på ca. 100 psi. Avstanden mellom nødavstengningsventilene i rørledningen er ca. 115 km og det befinner seg da ca. 50.000 tonn olje mellom hver av avstengningsventilene på rørledningen.

Så snart overvåkningsinstrumentene på rørledningen registrerer et brudd, skal nødavstengningsventilene i rørledningen på pumpeplattformene og i land automatisk stenges og alle pumper stoppes.

Analysen viser at etter avstengningen vil utslippet bli bestemt av utjevningen mellom trykket inne i rørledningen og vanntrykket utenfor på bruddstedet. Dette kan beregnes fra kjent hydraulisk teori.

I løpet av noen minutter vil trykkutjevningen i rørledningen være gjennomført og andre utslippsmekanismer vil overta. Dersom damptrykket til oljen er høyere enn det hydrostatiske trykket på bruddstedet, vil gass komme ut av oppløsning og fortrenge olje mot bruddstedet. Størrelsen på utslippet øker sterkt med økende damptrykk i ledningen.

Det vil også foregå en utveksling mellom olje og sjøvann på grunn av forskjellen i egenvekt. Dette vil foregå relativt langsomt, størrelsesorden 5–10 timer, og vil blant annet være avhengig av bruddet og hvor det forekommer.

De totale utslippsmengdene ved et eventuelt rørbrudd vil i stor grad være bestemt av hvor bruddet finner sted i forhold til vanddyp og avstanden til nærmeste «vannlåser» på rørledningen. Disse oppstår på grunn av naturlige ujevnheter i havbunnen.

For oljerørledningen fra Ekofisk til Teesside har man fra disse teoretiske betraktningene regnet ut maksimale oljeutslipp i størrelsesorden 5–6.000 tonn olje. Dette tallet inkluderer ikke utslipp før et eventuelt rørbrudd er oppdaget og nødavstengning er fullført.

Beregningsmetodene som er utviklet ble presentert på oljekonferansen Offshore North Sea 1976 i Stavanger 21.–24. sept.

Oljedirektoratet inngikk for studien et samarbeide med Norpipe A/S og studien er finansiert av Oljedirektoratet og Norpipe i fellesskap.

### 8.4 IDENTIFIKASJONSSYSTEM FOR OLJER

Ved et eventuelt oljespill i Nordsjøen har Oljedirektoratet ansett det som meget viktig å kunne fastlå kil-

den til oljespillet nøyaktig og raskt. Sentralinstitutt for Industriell Forskning (SI) ble derfor engasjert til en studie med formål å vurdere og anbefale identifikasjonssystemer for mineraloljer.

Prosjektet startet opp høsten 1975, og sluttrapporten forelå i juli 1976. Rapporten omfatter både rene litteraturstudier og eksperimentelle undersøkelser. Oljedirektoratet hadde for undersøkelsen skaffet til veie 26 forskjellige oljeprøver. Av disse var 16 fra Nordsjøen og de resterende vesentlig fra Midt-Østen og Afrika.

Rapporten inneholder blant annet følgende:

- beskrivelse av litteraturstudiene
- diskusjon av de såkalte forvittrings-effekter (dvs. hvordan olje påvirkes av vær og vind etter at den er sluppet ut)
- beskrivelse av kjemiske analysemetoder benyttet til identifikasjon av olje
- diskusjon av resultatene fra det eksperimentelle arbeid
- konklusjoner og anbefalinger.

For å kunne identifisere en prøve av et så komplisert sammensatt produkt som mineralolje, er det nødvendig å utføre kjemiske analyser og kombinere flere metoder som hver kan ha sine fortrinn og gi viktig informasjon. De teknikker som oftest benyttes, baserer seg enten på en form for lysobservasjoner (spektroskopi) eller på en adskillelse og registrering av enkeltkomponenter i prøver (kromatografi).

Resultatene av undersøkelsen viser at en i de fleste tilfelle med stor sikkerhet vil kunne skjelne mellom Nordsjø-olje og Midt-Østen-olje. En del Nordsjø-oljer vil derimot være vanskelige å skjelne fra hverandre.

I konklusjonen anbefales tre alternative identifikasjonssystemer, et «enkelt» system, et «avansert» system og et «kompromiss»-system.

### 8.5 GJENFINNING OG INSPEKSJON AV FORLATTE BORELOKALITETER

Oljedirektoratets boreforskrifter § 25 pkt. 2.9 sier bl.a.

«Når et borehull oppgis, skal – med de innskrenkninger som følger av pkt. 1.2 – den del av rørveggen og andre installasjoner som stikker opp fra havbunnen, fjernes til en slik dybde, dog minst 5 m (15 fot) under sjøbunnen, at fiske eller skipsfart ikke utsettes for fare eller hindres. Før borehullet endelig forlates, skal rettighetshaveren ved særskilt inspeksjon forsikre seg om at det på havbunnen ved borestedet ikke etterlates hindringer av noen art, forårsaket av hans virksomhet, som kan skade eller hindre fiske, skipsfart eller annen virksomhet.»

Inspeksjonen utføres idag normalt av dykkere, eller i noen tilfelle ved bruk av et TV-kamera. Oljedirektoratet anså nytten og omfanget av slik operasjon for å være begrenset og mente at det var behov for forbedrede metoder. Man anså også at det vil kunne by på problemer å finne tilbake til en forlatt boreposisjon på en enkel måte.

For å vurdere metoder og utstyr for gjenfinning og inspeksjon, engasjerte man Otter-gruppen i Trondheim i samarbeid med NTNf's Kontinentalsokkelkontor (nå Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser) til å utføre en studie.

Som en del av studien kontaktet Oljedirektoratet alle operatørene på norsk sokkel og ba om deres erfaringer med metoder og utstyr.

I studien er utstyr for både gjenfinning og inspeksjon vurdert med hensyn på:

- teknisk beskrivelse
- begrensninger
- generelle driftserfaringer
- operasjonelle krav
- miljøvirkninger
- forventet videreutvikling.

Rapporten munner ut i et forslag til opplegg for gjenfinning og inspeksjon av forlatte borehull, med teknisk beskrivelse samt anslag over tid og kostnadsramme. For gjenfinningen ble det foreslått å av søke det aktuelle område med sidesøkende sonar og magnetometer. På basis av inspeksjonen fra sidesøkende sonar og magnetometer inspiseres borehullet og området omkring med undervanns TV og fotografering. For dette formål er tenkt benyttet ubemannet undervannsfarkost. Dokumentasjonen vil foreligge som undervannsfoto og videoopptak på bånd. For overflatenavigasjon anbefales at det benyttes et døgnkontinuerlig system med til-

strekkelig korttids stabilitet og repeterbarhet. For undervanns navigasjon må det benyttes et transpondersystem som utsettes og kalibreres fra overflatefartøy.

#### **8.5.1 FELTFORSØK**

Det ble i Oljedirektoratet ansett for viktig med et feltforsøk for å vurdere nærmere det opplegg som var foreslått av konsulentene og for om mulig å inspisere havbunnen ved en del borelokaliteter.

Avtale ble inngått med Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser om leie av magnetometer, sidesøkende og undervanns-farkosten SNURRE. Tråleren HAVDRØNN ble leiet av Fiskeridirektoratet. Etter invitasjon fra Oljedirektoratet deltok observatører fra Rogaland Fiskarlag og Statens Forurensningstilsyn.

Forsøket varte fra 1.11.76 til 12.11.76. I løpet av denne tid ble 3 forskjellige boreområder inspisert. Til tross for en del begynnervansker, må forsøket sies å ha vært meget vellykket. Ved hjelp av navigasjonsutstyr, sidesøkende sonar og magnetometer fant en relativt lett tilbake til boreposisjonen. Med hjelp av SNURRE fikk en alle 3 steder billedokumentasjon, som viste at forskriftene ikke var fulgt når det gjelder fjerning av brønnehode og opprydding på havbunnen.

Feltforsøket og resultatene er nærmere beskrevet under pkt. 5.7.

## 9. Avgifter innbetalt til Oljedirektoratet

### 9.1 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet har i 1976 innkassert kr. 712.169.063,61 i produksjonsavgift (Royalty). Av dette beløpet vedkom kr. 260.983.226,00 oppgjør for olje uttatt på kommisjonsbasis i 1975. De øvrige kr. 451.125.837,61 gjelder oppgjør for Statoils uttak de 3 første kvartal 1976.

Avregningen for 1976 har foregått etter normprinsippet. Dette innebærer at Statoil kjøper olje av staten til normpris. For de 3 første kvartal i 1976 er det anvendt en foreløpig normpris, slik at der vil måtte foretas en regulering når endelig normpris blir fastsatt en gang tidlig på nyåret 1977.

### 9.2 AREALAVGIFT AV KONSESJONSOMRÅDER

Oljedirektoratet har i løpet av 1976 innkassert kr. 93.677.550,- i arealavgift. Dette fordeler seg med:

kr. 85.679.600,- på konsesjoner gitt i 1965  
kr. 7.400.200,- på konsesjoner gitt i 1969  
kr. 597.750,- på konsesjoner gitt i 1976

Arealavgiften er fradragsberettiget ved betaling av royalty. På grunn av at staten også i 1976 har tatt royalty i form av råolje, har Oljedirektoratet refundert Phillips-gruppen kr. 4.099.933 i arealavgift.

### 9.3 AVGIFT FOR UNDERSØKELSESTILLATELSER

Oljedirektoratet meddeler undersøkelsestillatelser i

henhold til regler i kapittel 2 i kgl res av 8. desember 1972.

Undersøkelsestillatelser meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og for tillatelser skal forskuddsbetales en avgift på kr. 20.000,- pr. kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevingen av denne avgiften. Siden forrige beretning er det innvilget 8 tillatelser.

### 9.4 REFUSJON AV KONTROLLUTGIFTER

Til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll er utbetalt kr. 23.268.490,-.

Utgiftene fordeler seg slik:

Det norske Veritas	kr. 18.926.451,-
Dr ing A Aas Jakobsen A/S	» 2.017.768,-
Otter-gruppen	» 969.090,-
Fjellanger Widerøe	» 184.151,-
Lloyds Register of Shipping	» 29.839,-
Skandinavisk Kontroll A/S	» 281.348,-
Kontrollutgifter for	»
Oljedirektoratet	» 859.850,-
Sum	» 23.268.490,-

Beløpet vil bli dekket 100% av rettighetshaverne.

Pr. 31. desember 1976 var det innbetalt kr. 26.717.367,-.

## 10. Internasjonal harmonisering av sikkerhetsforskrifter

Den nordvest-europeiske konferanse i London 1973 om «Safety and pollution safeguard in the development of North-West European mineral resources» og det arbeid med harmonisering av sikkerhetsforskrifter som er igangsatt som et resultat av konferansen, er omtalt i Oljedirektoratets årsberetninger for 1974 og 1975. De 3 arbeidsgrupper har fortsatt sitt arbeide i 1976.

Arbeidsgruppe I som ledes av Storbritannia og som arbeider med spørsmål vedrørende innsamling, analyse og publisering av blant annet bølge- og strømdata, har ikke avviklet noe møte i 1976. Undergruppen av fagspesialister avga imidlertid sin første delrapport.

Arbeidsgruppe II arbeider primært med harmonisering av sikkerhetsforskrifter for flyttbare boreplatt-

former og ledes av Norge hvor formanns- og sekretariatfunksjonen ivaretas av representanter fra Oljedirektoratet. Arbeidsgruppen avviklet møte i Oslo i tiden 16. og 17. november 1976. Gruppen gjennomgikk de avsluttede rapporter fra samtlige 4 undergrupper. Sekretariatet bearbeider det foreliggende materiale med henblikk på et endelig avsluttende dokument egnet for representasjon under en ny konferanse tilsvarende konferansen i London 1973.

Arbeidsgruppe III ledes av Forbundsrepublikken Tyskland og arbeider med spørsmål vedrørende sikkerhet, helse og velferd for personell, herunder sikkerhetsregler for dykking. Arbeidsgruppen avviklet 2 møter i 1976, hvor rapporter fra de 3 undergrupper ble behandlet.

# 11. Reserveberegninger

## Innledning

Oljedirektoratet foretar løpende evaluering av petroleumspotensialet på norsk kontinentalsokkel. Vurderinger av reservestørrelser, både når det gjelder påviste og mulige reserver, er imidlertid usikre.

Usikkerheten kan utnyttes på flere måter. Ut fra den gitte situasjon kan det være gunstig å ha et pessimistisk eller optimistisk anslag. Det kan imidlertid være vanskelig å påpeke bevisste feil i så usikre anslag som det er tale om. Det er derfor i statlige myndigheters interesse å ha egne anslag over reserver i påviste felt og mulige reserver i uborede strukturer.

Vi skal her se litt nærmere på hvordan slike beregninger blir gjort.

## Hydrokarbon porevolum

Den enkleste form for reservetall som benyttes er hydrokarbon porevolum, HCPV. Med dette uttrykket mener man volumet av de hydrokarboner som finnes i porene i reservoaret. For å komme frem til dette tallet, bruker man å beregne brutto volumet for den oljeførende delen av reservoarbergarten,  $V$ . Dette gjøres ved hjelp av borehullsdata og seismiske data, eventuelt enkle geologiske modeller.

Det volumet som man kommer frem til på denne måten, vil imidlertid inneholde soner med tette eller «urene» sedimenter som f. eks. skifer. For å korrigere for dette, etablerer man et forholdstall mellom netto og brutto bergartsvolum,  $\alpha$ . Dette tallet er basert bare på målinger som er foretatt i borehull.

I det nettovolumet man nå har beregnet, ønsker man å finne den volumdelen som utgjøres av porer. Fra borehullsdata bestemmer man derfor en porøsitetfaktor,  $\phi$ . En porøsitet på 20–30 % er ikke uvanlig i gode reservoarbergarter.

I porevolumet vil det imidlertid finnes både vann og hydrokarboner. Hydrokarbonmetningen,  $Sh$ , bestemmes også av data fra borehull.

Det totale hydrokarbon porevolum lar seg altså beregne ved den meget enkle ligning som gjengis her:

$$HCPV = V \times \alpha \times \phi \times Sh$$

## Krympfaktor og utvinningsgrad

Den petroleumsmengde som finnes i reservoaret er imidlertid ikke lik den mengde som lar seg utvinne fra feltet. Dette skyldes to forhold.

1) Volumet endres ved produksjon fordi temperatur og trykk i reservoaret og på overflaten er forskjellig. For olje medfører denne forskjellen at oljevolumet blir redusert ved heving til overflateforhold fordi oljen avgir gasser. Hvor mye volumet endres avhenger også av råoljens kjemiske egenskaper.

Den korreksjonsfaktor som tar hensyn til dette forhold, kalles ofte «krympfaktor», (B). For gass vil imidlertid volumet være større ved overflateforhold enn i reservoaret.

2) En del av hydrokarbonene vil være bundet i porene og lar seg ikke «vaske ut» ved hjelp av metoder som er kjent i dag. Man må derfor også ta med en utvinningsfaktor, R, for å kunne beregne den produserbare petroleumsmengde.

Utvinnbare reserver er altså beregnet som  $HCPV \times B \times R$ .

En rekke felt produserer både gass og olje. Man angir da gjerne et gass/olje-forhold som angir gassvolum pr. oljevolum produsert. Denne størrelsen blir bestemt ved testproduksjon i undersøkelseshull. Det vil ofte være forskjell i utvinningsfaktor for olje og gass fra samme reservoar.

For utvinnbare reserver vil data fra produksjonsfasen for et felt være vesentlig. Informasjon om trykfall, bevegelser av grenseflatene mellom olje og vann eller gass og olje vil kunne gi bedre anslag for utvinningsgraden. Hvor stor del av petroleumsmengden som kan utvinnes avhenger av hva slags produksjons- og injeksjonsutstyr som brukes, og i noen tilfeller av hvorledes feltet tidligere har vært produsert. I noen felt vil en rask produksjon ødelegge balansen mellom væskene slik at gass, olje og vann strømmer om hverandre i reservoaret. En langsommere produksjon vil kunne tillate disse fasene å være adskilt.

Erfaringer fra produksjonsfasen av de ulike felt kan altså medføre at både reserveanslag og produksjonsprognoser endres.

## Enheter

Man er nå kommet frem til det tall som har størst interesse, nemlig utvinnbar mengde olje og/eller gass. Imidlertid vil disse endelige tall ofte være gitt i ulike enheter slik at de ikke er direkte sammenlignbare.

Oljereserver gis i antall fat, kubikkmeter eller tonn. For å angi antall tonn må man kjenne oljens egenvekt. For øvrig er  $1 \text{ m}^3 = 6,29 \text{ fat}$ . Gassreserver gis i antall standard- eller normal-kubikkmeter, eventuelt tilsvarende i kubikkfot. Standard og normal refererer seg til to ulike konvensjoner for hvilket trykk og temperatur som volummålingen skal baseres på.

## Sannsynlighetsregning

Selve beregningsprosedyren for reservetallene er altså meget enkel. Usikkerheten i tallene bunner i andre ting. Man skal huske på at de norske oljefeltene finnes på opptil 3000 meters dyp og kan ha en utstrekning på over  $100 \text{ km}^2$ . I feltene har man van-



ligvis 2–10 målepunkter (borehull) når produksjon skal planlegges.

De seismiske dataene som man skal støtte seg til mellom hullene og flankene, er egentlig bare «indisier» og ikke «bevis».

I denne situasjonen har man innsett nytten av å ta i bruk sannsynlighetsregning ved reserveberegning. Man gir hver parameter en mulighet for å variere innenfor et gitt intervall, og ved å angi den mest sannsynlige verdi definerer man en enkel sannsynlighetsfunksjon. Beregningen av sannsynlighetsfordelingen for reservene må utføres ved hjelp av numeriske metoder (Monte Carlo-metoden).

Denne sannsynlighetsfordelingen gir det reservetall som man kan forvente for feltet, men den gir også et inntrykk av mulighetene for at reservene er større eventuelt mindre enn forventet (Fig. 11A).

### Risikofaktor

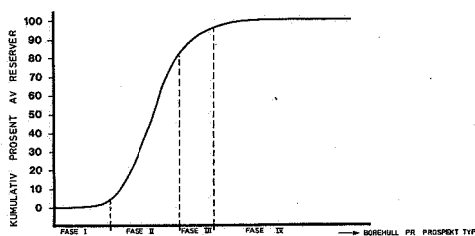
Når hydrokarboner er påvist i en struktur, er situasjonen en helt annen for reservene i denne strukturen enn den er for eventuelle reserver i uborede strukturer. Der det er gjort et funn, er spørsmålet bare hvor store reservene kan være. I uborede strukturer har man i tillegg spørsmålet om det overhodet finnes hydrokarboner i dem. Muligheten for å finne noe i en struktur kan vurderes ut fra det kjennskap man har til geologi og miljø i det aktuelle området. Risikofaktoren bestemmes som sannsynligheten for at forholdene har vært gunstige for en hydrokarbonakkumulasjon. I et uboret område vil man derfor redusere de estimerte reservetall ved å multiplisere med risikofaktoren.

Risikofaktoren vil blant annet være avhengig av hvilket utforskningsstadium man befinner seg på, siden utforskningen av den enkelte prospekttype vanligvis gjennomløper flere faser (Fig. 11B). Den første

fasen er en periode hvor mange hull blir boret gjennom de aktuelle lag uten at funn blir gjort. I denne fasen blir leterisikoen vurdert som stor. Den andre fasen inntreffer når funn gjøres og gunstige leteområder blir etablert. Denne fasen inkluderer funn av flere større og mindre felt. Få tørre hull blir boret, slik at leterisikoen blir vurdert lavt. Den tredje fase karakteriseres av funn av mindre marginale felt. Leterisikoen blir også i denne fasen vurdert som lav. Den siste fasen karakteriseres av at det ikke gjøres flere kommersielle funn. Prospekttypen er uttømt og leterisikoen blir igjen høy.

FIG. 11B

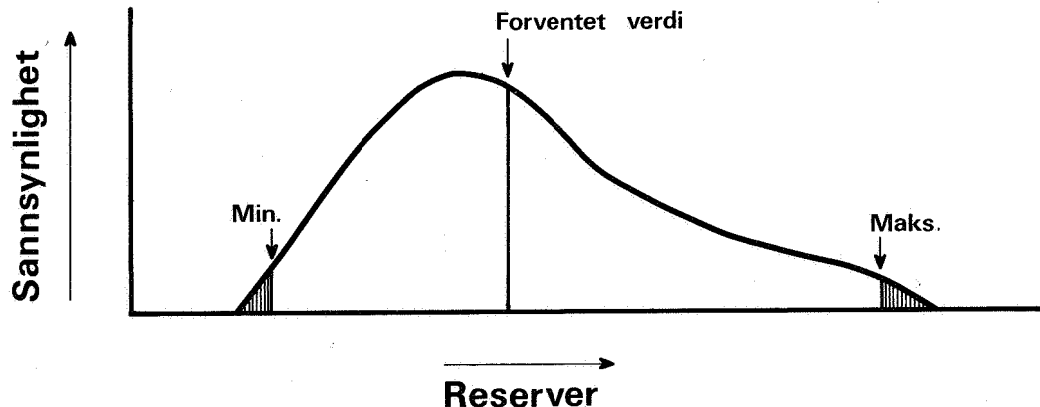
FASER I UTFORSKNING AV FØRSKJELLIGE GEOLOGISKE PROSPEKTTYPE



- FASE I Utforskningsfase med høy geologisk risiko
- FASE II Periode med funn av store og små felt og lav geologisk risiko
- FASE III Funn av små marginale felt Lav geologisk risiko
- FASE IV Utforskningsmodell uttømt. Høy geologisk risiko.

FIG. 11A

### Sannsynlighetsfunksjon for oljereserver



## 12. Borehull på norsk sektor i Nordsjøen

Det første «norske» borehullet ble påbegynt den 19. juli 1966 med Esso Exploration Norway Inc som operatør. Siden den gang er det påbegynt 169 borehull pr. 1.1.77.

Informasjoner fra 141 av disse borehullene er her benyttet i noen statistikker som kan belyse den virksomheten som har funnet sted.

Det er til sammen boret 443.419 m i disse hullene. Lengden i hvert hull er målt fra midlere havnivå og til bunnen av hullet.

I gjennomsnitt er det tilbrakt 80 døgn på hvert borehull, men gjennomsnittlig effektiv boretid er 24 døgn.

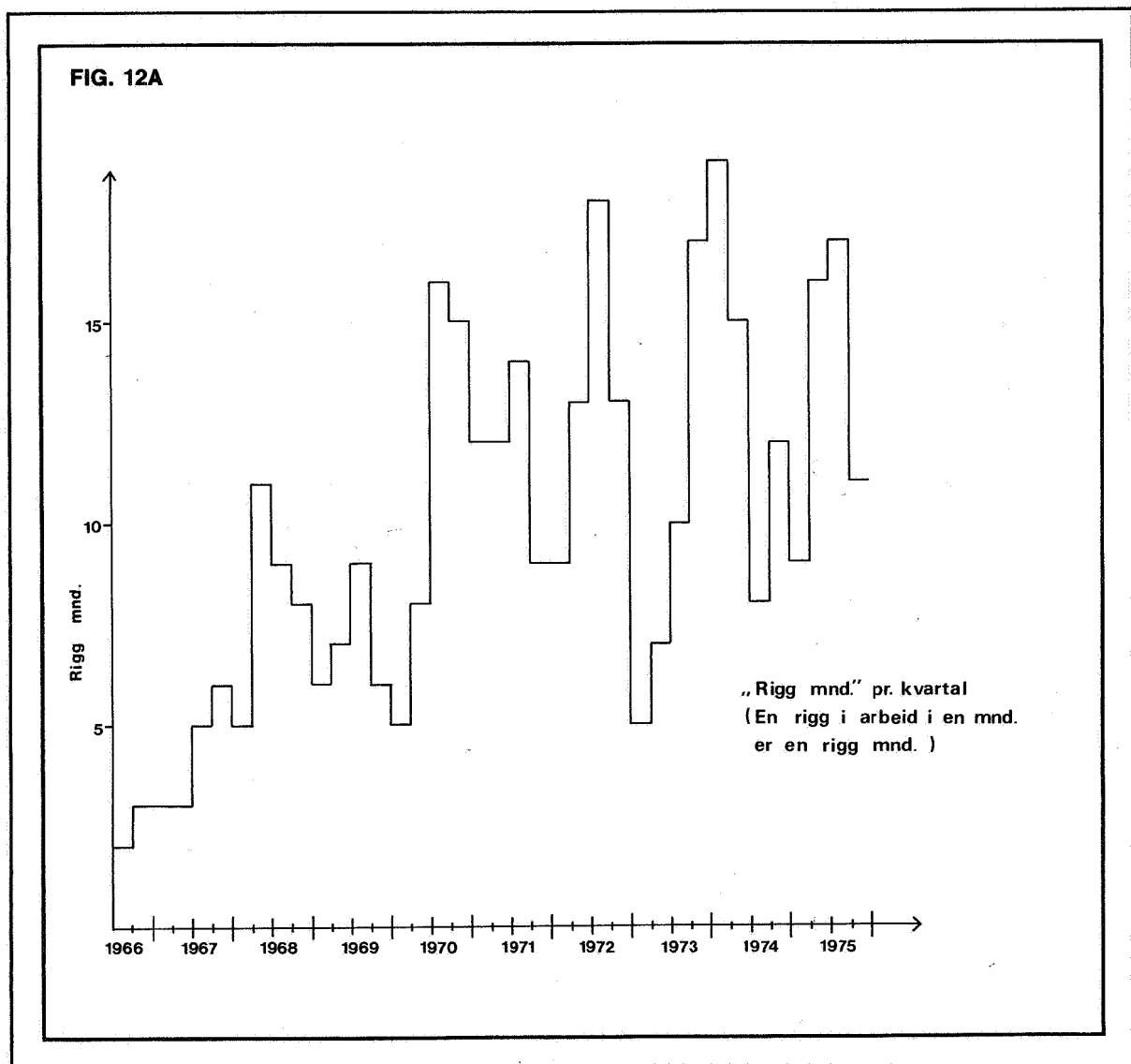
Gjennomsnittlig borekostnad pr. hull er kr. 19.759.000, – (Regnet i 1975-kr).

Hvis man forsøker å illustrere aktiviteten på den måten at man teller antall borerigger som er i aktivitet hver måned innen et kvartal, så kan man lage et histogram som viser «riggmåneder» pr. kvartal fra aktiviteten starter og fram til 1976. (Fig. 12C).

Det fremgår at den høyeste aktivitet hittil hadde man i 1. kvartal 1974. Nærmest følger 3. kvartal 1972.

På årsbasis har man hatt den høyeste aktiviteten i 1972, 1974 og 1975 (Tab. XI).

For å kunne studere de sesongmessige svingninger har man satt opp antall borehull som er påbegynt i hver kalendermåned (Tab. XII). Dessuten har man regnet ut hva det koster i gjennomsnitt å bore en



**TAB. XI RIGGMÅNEDER PR. KVARTAL 1966-1975**

Riggmåneder pr. kvartal					
Årstall	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	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	11	53
Sum pr. kvartal	73	92	108	100	

meter i hver av de tolv månedene. Det viser seg da at januar er den minst gunstige måneden. Denne måneden har færrest hull, og den har høyest meterpris. Februar og mars har også lav aktivitet, men har betydelig lavere meterpris. Den rimeligste måneden er faktisk mars, mens høyeste borestarthypighet finner man i juli og august. (Kostnadene er beregnet i 1975-kroner). Det er ikke korrigeret for de meromkostninger som følger med økt vanddypp og boredyp.

**Borerigger**

I det tidsrom som statistikken dekker, har det vært 26 forskjellige borerigger i aktivitet på norsk sokkel. Av disse er det Ocean Viking som har boret flest hull. Nærmest følger Neptun 7 og Zapata Explorers (Tab. XIII).

**Rekorder**

Det dypeste hullet som er boret hittil er 30/10-5. Operatør var Esso Exploration and Production Nor-

way Inc, og boringen stoppet i april 1975 på 5185 m dyp. Hullet ble påbegynt 25. september 1974. Vanddyppet var 106 m. Det borehullet som hittil er utført på størst vanddypp er 35/3-1. Operatør var Saga Petroleum. Vanddyppet var 304 m og totaldyppet 4475 m. Boringen ble påbegynt 19. juli 1976 og avsluttet 27. oktober samme år.

**TAB. XIII  
ANTALL HULL PR. BORERIGG**

Borerigg	Antall hull
Orion	7
Sedneth 1	3
Ocean Viking	29
Zapata Nordic	5
Ocean Tide	5
Ocean Traveler	9
Neptune 7	13
Maersk Explorer	5
Zapata Explorer	13
Drillship	1
Waage Drill 1	1
Sedco 135 F	2
Gulftide	3
Endeavour	2
Transworld Rig 61	2
Deep Sea Driller	7
Glomar Grand Isle	11
Drillmaster	4
Ross Rig	3
Odin Drill	1
Polyglomar Driller	2
Saipem 11	1
Ocean Voyager	2
Norskald	8
Dyvi Alpha	1
Deep Sea Saga	1

**TAB. XII  
BOREHULL PÅBEGYNT PR. KALENDERMÅNED**

Måned	Antall borehull påbegynt	Gjennomsnittlig kostnad pr. «månedshullmeter»
Januar	4	8.977
Februar	5	5.237
Mars	6	4.927
April	15	5.428
Mai	13	6.897
Juni	10	7.326
Juli	22	5.691
August	21	6.187
September	14	6.337
Oktober	14	7.142
November	8	6.091
Desember	9	6.501

## DEL IV – OVERSIKTER

### A. MEDARBEIDERE I 1976

Aga, Lasse, konsulent  
Al-Kasim, Farouk, avdelingssjef  
Andersen, Per Arild, kontorfullmektig  
Andreassen, Randi, tegneleder  
Andresen, Rolf Gunnar, overingeniør  
Askvik, Nic B, førstekonsulent  
Austenå, Kari, bibliotekar  
Berg, Morten Arnold, konsulent  
Berge, Hanne G, kontorassistent  
Bergsager, Egil, seksjonssjef  
Beskow, Bengt, geofysiker  
Borvik, Brit, førstekontorfullmektig  
Bratbak, Bjørn, kontorsjef  
Buvik, Alex, avdelingsingeniør  
Byberg, Arne Ingvald, regnskapsfører  
Bye, Svein, seksjonssjef  
Corneliussen, Njål, avdelingsingeniør  
Danielsen, Harald Bergmann, overingeniør  
Døskeland, Inge, overingeniør  
Daae, Svein, førstekontorfullmektig/  
materialforvalter  
Edland, Sidsel, kontorassistent  
Eide, Helene, laborant  
Eide, Lars Olaf, avdelingsingeniør  
Eikje, Steinar, bibliotekassistent  
Ellingsen, Anne-Grete, ingeniør  
Engås, Asbjørn Inge, avdelingsingeniør  
Fraser, Torunn, førstekontorfullmektig/resep-  
sjonsdame  
Friestad, Elin, kontorassistent  
Frodesen, Svein, geolog  
Fritzen, Astri, ingeniør  
Frøberg, Thorbjørn, ingeniør  
Frøyland, Bjørn, overingeniør  
Gram, John Carsten, avdelingsingeniør  
Grinde, Ingolf, overingeniør  
Gundersen, Petter, avdelingsingeniør  
Hadland, Martha Charlotte, førstekontorfullmektig  
Hagemann, Fredrik, direktør  
Handeland, Ole Henry, overingeniør  
Hansen, Anne Margrethe, kontorfullmektig  
Hauge, Morten, avdelingsingeniør  
Heiberg, Sigurd, overingeniør  
Helgevold, Anne, avdelingsingeniør  
Helgøy, Terje Sigurd, avdelingsingeniør  
Helland, Sigmund, overingeniør  
Hervik, Tove, kontorassistent  
Hetland, Tor Helge, konsulent  
Hoelstad, Reidun, kontorfullmektig  
Houge-Thiis, Thomas, førstesekretær  
Høyen, Jan, geofysiker  
Haavik, Ole Andreas, overingeniør  
Ihle, Inger, kontorassistent  
Jensen, Anne Lise, kontorassistent  
Jensen, Inger Margrethe, laboratorieassistent  
Johannessen, Roald, kontorassistent  
Johnsen, Svein, avdelingsingeniør  
Jørgensen, Flemming Høygård, geolog  
Jørgensen, Stein Jørgen, kontorassistent  
Kalseth, Karl Otto, bibliotekar  
Karlsen, Kristen, seksjonssjef  
Kleppe, Liv, tegner  
Kolderup, Sverre, overingeniør  
Kollbotn, Lars, avdelingsingeniør  
Kristoffersen, Kjell Audun, tegneassistent  
Kvant, Bjørg, laborant  
Kvant, Bjørn, arkivleder  
Larsen, Arild, tegner  
Larsen, Arne, betjent  
Leidland, Johannes Skadberg, overingeniør  
Lund, Tor Bjørnulf, overingeniør  
Lunde, Otto, avdelingsingeniør  
Lye, Hans, overingeniør  
Matre Thowsen, Anne Gerd, ingeniør EDB-operatør  
Meier-Hansen, Dag, avdelingssjef  
Meling, Brit Eli, kontorfullmektig  
Melsom, Per Edgar, avdelingsingeniør  
Meltveit, Brynhild, personalsekretær  
Moe, Aase, avdelingsingeniør  
Moe, Arne, overingeniør  
Myhre, Aud, førstelaborant  
Myhre, Hjørdis Siri, ingeniør  
Myhre, Lars Anders, geolog  
Myrland, Rolf, overingeniør  
Myrvang, Per, overingeniør  
Mæland, Kjersti Gro, ingeniør  
Mørland, Jens Anders, førstekonsulent  
Navrestad, Torstein, geofysiker  
Nese, Kyrre, overingeniør  
Nielsen, Hans R, geolog  
Nilsson, Kjell Leif, overingeniør  
Njå, Steinar, overingeniør  
Nyvik, Reidar, avdelingsingeniør  
Næss, Ole Edvard, geofysiker  
Ognedal, Magne, seksjonssjef  
Ohm, Anders, avdelingsingeniør  
Olsen, Randi Christine, ingeniør  
Osmundsen, Per, arkivleder  
Ottosen, Tor Inge, hustrykker  
Reed, Rolf Arne, bibliotekar  
Reigstad, Rigmor, førstekontorfullmektig  
Riise, Roald Gunnar, avdelingsingeniør  
Ringstrøm, Bjørn, avdelingsingeniør  
Risanger, Inger Jorun, kontorfullmektig  
Risnes, Bjørn, konsulent  
Rosland, Torill, tegneleder  
Røe, Signe-Line, geolog  
Rønnevik, Hans Chr, førstegeolog  
Røraas, Grethe, kontorassistent  
Røsseth, Asbjørn, organisasjonskonsulent  
Sande, Torvald, spesialist i risikoanalyse  
Schanche, Grete, sivilingeniør  
Scull, Berton James, geologisk rådgiver

Setsaas, Erik, førstekonsulent  
 Skagestad, Erling, overingeniør  
 Skinlo, Arne Jon, avdelingsingeniør  
 Skjæveland, Svein Magne, overingeniør  
 Skjølingstad, Laurits, overingeniør  
 Skontorp, Odd, avdelingsingeniør  
 Skrove, Vigdis, tegneassistent  
 Solberg, Marie Langseth, kontorassistent  
 Snarvold, Halvor, geolog  
 Solheim, Bjarne Halvor, avdelingsingeniør  
 Stangenenes, John Olav, førstegeofysiker  
 Stavland, Arne, førstekonsulent  
 Steenstrup, Fiona Elspeth, kontorfullmektig  
 Strøm, Rune Helge, avdelingsingeniør  
 Svanøe, Per Endre, overingeniør  
 Svensen, Dag, ingeniør  
 Sægrov, Edith Thysse, kasserer  
 Sæverud, Gunnar, avdelingsingeniør  
 Talleraas, Erik Olav, geolog  
 Tappel, Inge M, ingeniør  
 Thime, Aud, kontorassistent  
 Thomsen, Bjarne, lagerassistent  
 Thormodsen, Astrid, kontorassistent

Tjønneland, Kåre Asbjørn, konsulent  
 Torkelsen, Liv Irene, kontorassistent  
 Totland, Jan Reidar, kontorassistent  
 Tronslin, Peter Jacob, førstekonsulent  
 Tunheim, Hallvard, avdelingsingeniør  
 Tønnessen, Helene, kontorfullmektig  
 Ulleberg, Kaare, førstegeolog  
 Væmmestad, John, avdelingsingeniør  
 Vogt, Nils, avdelingssjef  
 Wedvik, Lise, kontorassistent  
 Wermundsen, Arne B, lagerformann  
 Wersland, Gro, kontorassistent  
 Williams, Alan John, rådgiver i reservoar teknologi  
 Wyller Christensen, Arne, overingeniør  
 Ynnésdal, Harald, seksjonssjef  
 Zetterstrøm, Harry, avdelingsingeniør  
 Øie, Judith Marie, kontorassistent  
 Øvrebø, Ove Kristian, førstegeofysiker  
 Agedal, Jarl A, seksjonssjef  
 Aamodt, Finn Roar, geolog  
 Åm, Knut, seksjonssjef  
 Aarseth, Ivar, overingeniør  
 Åsbø, Jens, avdelingsingeniør

#### B. SPESIFIKASJON OVER UTVALG / KOMITEER / ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1976

Utvalg / komité / arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt dato	Representert ved
Prosjektkomiteen for utvikling av oljevernutstyr.	Brev fra Miljøverndepartementet av 20. september 1976.	Overingeniør Steinar Njå.
Utvalg for å utrede arbeidsmiljølovens anvendelse på virksomheten i forb. med leting etter og produksjon av petroleumsforekomster på kontinentalsokkelen.	Kgl.res. av 14. november 1975.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen.
Forhandlingsdelegasjon til forhandlinger med Sovjet om grensen på kontinentalsokkelen i Barentshavet.	Kgl.res. av 15. november 1974.	Seksjonssjef Egil Bergsager.
Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritania om unitisering av Frigg-feltet.	Kgl.res. av 11. januar 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritania for unitisering av Statfjordfeltet.	Kgl.res. av 2. mai 1975.	Avd.sjef Nils Vogt.
Utvalg for finansiering av bølgerenne, Trondheim.	Vassdrags- og havnelaboratoriet, Norges Skipsforskningsinstitutt, 21. mai 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Arbeidsgruppe for utarbeidelse av forskrifter for bemanning av norske, mobile boreplattformer.		Overingeniør Bjørn Frøyland.

Utvalg / komité / arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt dato	Representert ved
Utvalg for koordinering av radiostedfestingssystemer på den norske kontinentalsokkel og tilstøtende farvann.	Kgl.res. av 5. mars 1976.	Overingeniør Ivar Aarseth.
Utvalg for igangsettelse og samordning av utredninger som er aktuelle i forbindelse med petroleumsvirksomhet nord for 62° N.	Regjeringens res. av 11. november 1976.	Seksjonssjef Knut Åm.
Arbeidsgruppe for Svalbards rådgivende ekspertorgan for behandling av saker om anmeldelse av og utmål på olje.	Brev fra Industridepartementet av 12. mai 1976.	Overingeniør Arne Moe. Førstegeolog Hans C. Rønnevik.
Arbeidsgruppe for sikkerhet og beredskap på kontinentalsokkelen.	Brev fra Industridepartementet av 29. desember 1976.	Seksjonssjef Knut Åm. Sivilingeniør Torvald Sande.
Utvalg for utarbeidelse av forslag til utdanning av de ulike typer personell på boreplattformer (Leiro-utvalget).	Kirke- og undervisningsdepartementet.	Overingeniør Bjørn Frøyland.
Styret for Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser	NTNF 8. juni 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Polarrådet.	Justisdepartementet 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Rådet for Vassdrags- og havnelaboratoriet.	1974.	Direktør Fredrik Hagemann.
Arbeidsgrupper for harmonisering av sikkerhetsbestemmelser for Nordsjøområdet.	Beslutning opprettet på en konferanse mellom Nordsjølandene i London i mars 1973.	Juridisk konsulent Arne Stavland.
– Arbeidsgruppe I		Avd.sjef Nils Vogt. Avd.sjef Dag Meier-Hansen. Juridisk konsulent Arne Stavland.
– Arbeidsgruppe II		Avd.sjef Dag Meier-Hansen. Seksjonssjef Svein Bye.
– Arbeidsgruppe III		Avd.sjef Dag Meier-Hansen.
Oljevernrådet	I henhold til loven om vern mot oljeskader, kgl.res. av 20. november 1975.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen.

Utvalg / komité / arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt dato	Representert ved
Råd for bemanning av boreplattformer.	Handelsdepartementet.	Seksjonssjef Harald Ynnesdal. Juridisk konsulent Arne Stavland.
Interdepartemental arbeidsgruppe for oljevemberedskap.	Miljøverndepartementet 1975.	Overingeniør Steinar Njå. Juridisk konsulent Arne Stavland.
Komité for forskrifter for beregning og dimensjonering av faste bærende konstruksjoner på den norske kontinentalsokkelen.	Konstituerende møte 12. juni 1975.	Seksjonssjef Kristen Karlsen. Overingeniør Per Myrvang. Juridisk konsulent Arne Stavland.
Utvalget til å vurdere hvilke beredskapstiltak m.v. som bør forbedres i forbindelse med petroleumsvirksomheten på den norske del av kontinentalsokkelen.	Brev fra Industridepartementet av 13. februar 1976.	Seksjonssjef Magne Ognedal.
Ekofisk Teesside rørledningskommisjon	I henhold til traktat fastsatt ved kgl.res. 6. april 1973 St.prp. 110 (1972-73)	Seksjonssjef Kristen Karlsen.
Ekofisk–Emden rørledningskommisjon	I henhold til traktat fastsatt ved kgl.res. 8. mars 1974 St.prp. 88 (1973-74)	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
Stratigrafisk Nomenklaturkomité for Nordsjøen.	November 1974.	Geologisk rådgiver B.J. Scull. Overingeniør Rolf Myrland.
Erstatningsnemnda for fiskere.	I henhold til kgl.res. av 23.6.76 Oppnevnt 20.9.76.	Seksjonssjef H. Ynnesdal.
Ankenemnda for erstatningsnemnda for fiskere.	I henhold til forskriftenes § 6.	Seksjonssjef K. Karlsen.
Sosiale konsekvenser av oljevirkosomheten i Rogaland. Delprosjekt: Arbeidsplassene i Nordsjøen.	Brev fra Sosialdepartementet av 28.9.76.	Seksjonssjef Svein Bye.
ACOT	Brev fra Det norske Veritas 27.1.75.	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
Faglig underutvalg under NTNf's kontinentalsokkelkomité, «Kontinentalsokkelundersøkelser».	4.4.74.	Seksjonssjef Egil Bergsager

### C. PUBLIKASJONER SOM UTGIS AV OLJEDIREKTORATET

Navn	År	Pris
Environmental Conditions of the Norwegian Continental Shelf.	1975	kr. 35,00
Well Data Summary Sheets Volume 1. (Wells completed prior September 1970).	1976	kr. 55,00 (kr. 25,00) ★
Well Data Summary Sheets Volume 2. (Wells completed between October 1970-December 1971).	1976	kr. 55,00 (kr. 25,00) ★
Oljedirektoratet, Paper No 1, Lithology. Well No 8/3-1.	1975	kr. 100 (kr. 25,00) ★
Oljedirektoratet, Paper No 2, Lithology. Well No 25/11-1.	1976	kr. 100,00 (kr. 25,00) ★
Oljedirektoratet, Paper No 3, Lithology. Well No 16/2-1.	1977	kr. 100,00 (kr. 25,00) ★
Oljedirektoratet, Paper No 4, Lithology Well No 16/11-1.	1977	kr. 100,00 (kr. 25,00) ★
Oljedirektoratet, Paper No 5, Lithology Well No 9/8-1, vil komme i februar 1977.		kr. 100,00 kr. +25,00 ★
Oljedirektoratet, Paper No 6, Lithology Well No 16/7-1, kommer mars/april 1977.		
Oljedirektoratet, Paper No 7, Lithology Wells No 2/8-1 og No 2/11-1, kommer sannsynligvis i april 1977.		kr. 250,00 kr. +25,00 ★

\* Studentrabatt