

**Oljedirektoratet**  
**årsberetning 1977**

**Oljedirektoratet**  
ÅRSBERETNING 1977

---

# Innhold

DEL I – STYRETS BERETNING	6	2.10 Produksjonsprognoser	30
DEL II – VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN	7	2.11 Tilbakelevering av konesjonsområder	32
1. DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	7	2.12 Tildeling av nye konsesjoner	33
1.1 Instruks for Oljedirektoratet	7	2.13 Andelsoverdragelser	34
1.2 Styre og administrasjon	8	3. VIRKSOMHETEN NORD FOR 62 ° N	36
1.2.1 Styret	8	3.1 Geofysiske undersøkelser	36
1.2.2 Personell	8	3.1.1 Helgelandskysten/Vøringplatået	36
1.2.3 Organisasjon	8	3.1.2 Vestfjorden	36
1.2.4 Opplæring	8	3.1.3 Barentshavet	36
1.2.5 Informasjon	8	3.1.4 Troms I	37
1.2.6 Lokaler	9	3.1.5 Selskapenes undersøkelser	38
1.2.7 Budsjett	9	3.2 Geologiske og geokjemiske undersøkelser	38
1.2.8 Samarbeidsutvalg	9	3.3 Tolkningsresultater	39
1.2.9 Nord-Norge-kontoret	9	3.3.1 Møre-Lofoten	39
2. VIRKSOMHETEN SØR FOR 62 ° N	10	3.3.2 Barentshavet	40
2.1 Geofysiske undersøkelser	10	3.3.3 Jan Mayen	41
2.1.1 Refleksjonsseismiske profiler	10	3.4 Områder åpnet for videre petroleumsaktivitet	41
2.1.2 Undersøkelsestillatelser	10	3.4.1 Møre-Lofoten	41
2.2 Boring	10	3.4.2 Troms I	41
2.2.1 Undersøkelses- og avgrens- ningsborehull	10	3.5 Boreaktiviteten på Svalbard	43
2.2.2 Produksjonsbrønner	12	3.5.1 Haketangen	43
2.3 Nye funn	13	4 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER OG FRIGIVING AV GEOLOGISK MATERIALE	
2.4 Ekofiskområdet	13	4.1 Undersøkelser foretatt av vitenskapelige institusjoner	44
2.4.1 Utnyttelse av forekomstene	13	4.2 Frigiving av geologisk materiale	44
2.4.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	14	4.3 Oppdrag til andre institusjoner	45
2.4.3 Tilbakeføring av NGL (våtgass) til Norge	17	5. SIKKERHETSMESSIG KONTROLL	
2.4.4 Rørledninger fra Ekofisk	18	5.1 Koordinering av kontrollvirk- somheten	47
2.4.5 Bravo-utblåsing	18	5.2 Forskrifter	47
2.5 Valhall-Hod	19	5.2.1 Faste bærende konstruksjoner	47
2.6 Friggområdet	20	5.2.2 Forskrifter for registrering og behandling av E og P data	47
2.6.1 Utnyttelse av forekomstene	20	5.2.3 Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer	47
2.6.2 Felles utnyttelse (Uniti- sering)	22	5.2.4 Forskrifter for elektriske anlegg	48
2.6.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	23	5.2.5 Forskrifter for kraner	48
2.6.4 Rørledninger fra Frigg	23	5.2.6 Forskrifter for boring	48
2.7 Statfjordområdet	23	5.2.7 Forskrifter for boligkvarter	48
2.7.1 Utnyttelse av forekomstene	23	5.2.8 Forskrifter vedr. overføring av personell	49
2.7.2 Felles utnyttelse (Uniti- sering)	25	5.2.9 Forskrifter for ferdselsveier, trapper etc.	49
2.7.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner	25	5.3 Kvalifikasjonskrav	49
2.8 Murchison	26	5.3.1 Kvalifikasjonskrav for ledende personell på faste anlegg	49
2.9 Petroleumsreserver	28		
2.9.1 Status	28		
2.9.2 Felt som er besluttet utnyttet	28		
2.9.3 Felt som ikke er besluttet utnyttet	29		

5.3.2	Kvalifikasjonskrav for elektro- fagfolk	49	9.	<b>AVGIFTER INNBETALT TIL OLJEDIREKTORATET</b>	59
5.3.3	Kvalifikasjonskrav for bore- personell	49	9.1	Produksjonsavgift	59
5.3.4	Kvalifikasjonskrav for kranførere	49	9.2	Arealavgift av konsesjonsområder	59
5.4	<b>Elektrisk anlegg</b>	49	9.3	Avgift for undersøkelses- tillatelser	59
5.5	<b>Produksjons- og hjelpesystemer</b>	49	9.4	Refusjon av kontrollutgifter	59
5.6	<b>Arbeidervern og arbeidsmiljø</b>	50	10.	<b>INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETSFORSKRIFTER</b>	59
5.7	<b>Kontroll med dykke-operasjoner</b>	50	DEL III – FAGARTIKLER	59	
5.8	<b>Utblåsing på dansk sokkel</b>	50	11.	FORSVARLIG UTNYTTELSE AV PETROLEUMSRESSURSENE	60
5.9	<b>Havarivern – trening</b>	51	12.	GENERELT OM UTARBEIDELSE AV PRODUKSJONSPROGNOSER	63
5.10	<b>Brannskader</b>	51	13.	BLOW-OUT – UKONTROLLERT UTBLÅSING	66
5.11	<b>Nedgraving av rørledninger</b>	51	DEL IV STATISTIKKER/OVERSIKTER	69	
5.12	<b>Skaderegistrering</b>	52	A.	UNDERSØKELSESBORING PÅ NORSK SEKTOR I NORDSJØEN	69
5.12.1	Arbeidsulykker 1977/ (1976)	52	B.	MÅLE-ENHETER	70
5.12.2	Dødsulykker	52	C.	MEDARBEIDERE I 1977	72
5.12.3	Arbeidsulykker generelt	52	D.	SPESIFIKASJON OVER UTVALG/ KOMITEER/ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1977	74
6.	<b>ANNEN KONTROLL</b>	54	E.	PUBLIKASJONER FRA OLJE- DIREKTORATET	78
6.1	<b>Styring av ressursutnyttelsen (Conservation)</b>	54	F.	ORGANISASJONSTABLÅ	82
6.2	<b>Kontroll med produserte mengder hydrokarboner</b>	54			
6.3	<b>Opprydding på havbunnen</b>	54			
7.	<b>BISTAND TIL FREMMEDE STATEF</b>	55			
8.	<b>SPESIELLE UTREDNINGER OG PROSJEKTER</b>	56			
8.1	<b>Sikkerhets- og beredskaps- forskning</b>	56			
8.2	<b>Innsamling av miljødata i Troms I</b>	56			
8.3	<b>Bruk av lang seismisk energi- kilde</b>	57			
8.4	<b>Utvikling av seismisk data- behandlingsmetode</b>	58			

# Forord

Styret legger herved frem Oljedirektoratets årsberetning for 1977.

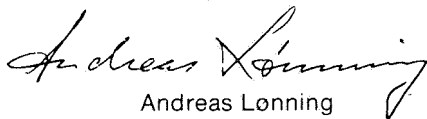
Også i år har man funnet det hensiktsmessig å la styrets beretning inngå som del I; som del II omtales virksomheten generelt og som del III har man, i likhet med tidligere år, generelle faglige artikler innenfor direktoratets fagområder. Del IV består av statistikker og oversikter.

Stavanger, 2. februar 1978

I styret for Oljedirektoratet



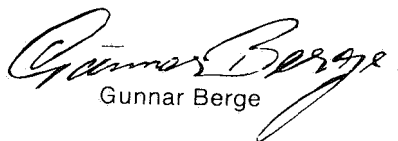
Martin Buvik



Andreas Lønning



Erik Setsaas



Gunnar Berge



Aksel Olsen

---



Fredrik Hagemann

---



Bjørn Bratbak

# Styrets beretning

Den ukontrollerte utblåsing på Bravo-plattformen på Ekofisk-feltet er den enkeltbegivenhet i beretningsåret som sterkest rettet søkelyset mot de sikkerhetsmessige forhold på kontinentalsokkelen og dermed mot Oljedirektoratet. Styret har nøye gjennomgått det materiale som foreligger om årsaken til utblåsing, og de tiltak som ble truffet under stansningsoperasjonen. Det fremgår her at enkelte rutiner og prosedyrer bør endres, og det er tatt skritt til å få gjennomført slike endringer. Under aksjonen ble en rekke av de ansatte i direktoratet utsatt for et meget sterkt arbeidspress. Den kritikk som er blitt reist i forbindelse med utblåsing, kan også ha vært følt som en tung belastning for den enkelte. Styret vil gjerne understreke at direktoratets ansatte etter styrets syn fortjener anerkjennelse for det arbeid som er utført og utføres, ofte under vanskelige forhold.

Direktoratets beslutning i november 1976 om ikke å godkjenne det fremlagte konsept om en integrert Statfjord «B» plattform, førte til en omfattende nytenkning hos rettighetshaverne. Et nytt konsept ble fremlagt ved månedsskiftet november/desember 1977, etter at det var foretatt grundige utredninger. Direktoratet fant 19. desember 1977 i prinsippet å kunne godkjenne det nye konsept. I en tid hvor den del av næringslivet som er engasjert i bygging av slike plattformer har vanskeligheter, er et års forsinkelse særlig beklagelig, men det utredningsarbeid og de nye tekniske løsninger som er fremkommet i denne perioden, vil etter styrets mening være av stor betydning for å høyne sikkerhetsnivået på såvel Statfjord «B» som på andre plattformer som skal bygges.

I beretningsperioden er det lagt frem planer for utbygging av Valhall-Hod-feltet. Oljedirektoratet har gitt en prinsipiell godkjenning av et konsept som bl.a. forutsetter at det bygges en særskilt boligplattform. For en rasjonell fremdrift er det viktig at hovedretningslinjene for utbyggingen på denne måte trekkes opp og godkjennes av myndighetene på et tidlig stadium. Direktoratet tar sikte på at denne saken bør kunne danne mønster for fremtiden, i tråd med intensjonene i sikkerhetsforskriftene av 9. juli 1976.

I beretningsperioden ble den nye arbeidsmiljøloven satt i kraft også på kontinentalsokkelen. Oljedirektoratet er pålagt ansvaret for gjennomføring av loven på de faste installasjonene. Mens man på land har nasjonale tradisjoner å bygge på, med et kjent samarbeidsmønster mellom arbeidstakere, arbeidsgivere og myndigheter, er situasjonen på kontinentalsokkelen noe annerledes. Særlig det store antall utenlandske firmaer og fremmede arbeidsta-

kere, tildels med kortvarige oppdrag, gjør det vanskelig å få et ensartet mønster og føre tilfredstillende kontroll. Det er imidlertid, etter styrets oppfatning, ingen tvil om at man i beretningsperioden har gjort betydelige fremskritt og at forståelsen for lovens intensjoner og viljen til å få satt den ut i livet er sterkt økende.

Det er vanligvis bare en relativt liten del av den olje og gass som er til stede i et reservoar, som kan utvinnes. Meget vil avhenge av hvordan produksjonen legges opp, hvilket tempo man velger for utvinning m.v. Ved forskjellige metoder, bl.a. ved injeksjon av gass eller vann, kan den utvunne andel i mange tilfelle økes. Man står her ofte overfor vanskelige økonomiske avveininger, der rettighetshaverne og myndighetenes interesser ikke alltid vil være sammenfallende. Oljedirektoratet har, som ivareta-ker av statens interesser, en viktig og komplisert oppgave på dette område. Med flere felt i drift, gjør styret regning med at konkrete spørsmål om forsvarlig utnyttelse av petroleumsressursene i stigende grad vil kreve direktoratets oppmerksomhet.

I det forløpne år er det utført 11 200 km refleksjonsseismikk i direktoratets regi nord for 62° N. Hensikten med undersøkelsene har foruten å utfylle tidligere undersøkelser, vært å kartlegge de geologiske forhold i overgangen mellom kontinentene og dyphavet.

I de områder nord for 62° N hvor konvensjonell refleksjonsseismisk innsamling har gitt dårlige resultat, har undersøkelsen med lang energikilde, som Oljedirektoratet introduserte på norsk sokkel i 1976, gitt markerte dataforbedringer.

Internt i direktoratet er det utviklet en ny metode til bruk innen seismisk databehandling. Metoden har gitt bedre data i vanskelige områder.

I Barentshavet har geologiske og geokjemiske undersøkelser gitt nyttig tilleggsinformasjon for vurdering av mulighetene for hydrokarboner i disse områder.

I beretningsperioden la en gruppe, oppnevnt av Industridepartementet, frem en rapport om behovet for sikkerhets- og beredskapsforskning på kontinentalsokkelen. Arbeidet resulterte i at Stortinget bevilget 20 millioner kr til formålet. Oljedirektoratet har fått ansvar for disponering av 8 millioner kr av beløpet. Styret vil uttrykke sin tilfredshet med at man på denne måte har fått mulighet for å få gjennomført en rekke prosjekter som utvilsomt vil bidra til å øke sikkerheten og beredskapen på kontinentalsokkelen.

## DEL II – VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN

# 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 instruksene 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 petroleumskonster 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 petroleumskonster o.l. i de områder som er definert i Svalbardtrakten 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 petroleumskonster ikke unødige skader eller volder skade for annen virksomhet.
- d. å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumskonster 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 utforming av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser.
- f. å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumskonster.
- 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 petroleumskonster (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

Styret har i beretningsperioden bestått av:

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

Varamenn:

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

Banksjef Gunnar Hellesen bad høsten 1977 om å bli løst fra sitt verv som styreformann, og i statsråd 23.12.77 ble fylkesmann Martin Buvik, Tromsø, oppnevnt som nytt medlem og formann i styret.

Styret har i beretningsperioden avholdt 12 møter. Styret har vært på en befaring til Statfjord-feltet.

### 1.2.2 Personell

Direktoratet ba i sitt budsjettforslag for 1977 om 47 nye stillinger. Ved det endelige vedtak i Stortinget høsten 1976 ble det besluttet opprettet 31 nye stillinger hvorav 1 ble tillatt besatt ved engasjement i 1976.

I forbindelse med at Oljedirektoratet ble pålagt tilsynsmyndighet med deler av den nye lov om arbeidervern og arbeidsmiljø på kontinentalsokkelen, samtykket Finansdepartementet i at to ingeniørstillinger og en stilling som konsulent kunne utlyses som engasjement i 1977.

Oljedirektoratet har ved utgangen av beretningsperioden 176 ansatte, inklusiv åremålstilsatte, engasjerte og personell på kontrakt. Det er videre 3 tjenestemenn som ennå ikke har tiltrådt sine stillinger, 25 ansettelsessaker under behandling og 2 stillinger som ikke er utlyst.

Direktoratet har i beretningsperioden hatt en avgang på 16 ansatte. Som det fremgår av tabell I, har de fleste av disse gått over til stillinger i annen oljevirkksomhet.

TAB. I

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1977 med angivelse av nytt arbeid.

Avdeling	Olje-industri	Annen privat virk.	Annen offentlig (kommunal) virksomhet	Videre-utdanning	Div	Total
Kontr. avd	3	1	1			5
Planleg.avd	2			1		3
Jur-Øk.avd						
Adm.avd	4	1	1		2	8
Totalt	9	2	2	1	2	16

Vanskelighetene med å få søkere med tilstrekkelig erfaring, har også i 1977 vært store. Særlig gjelder dette for de høyere stillinger i Kontrollavdelingen.

### 1.2.3 ORGANISASJON

Oljedirektoratet vil fra 1.1.78 få 2 nye seksjoner i Kontrollavdelingen. Det er funnet hensiktsmessig å skille ut den måletekniske funksjon i Produksjonseksjonen til en egen Måleteknisk seksjon.

Egen seksjon for dykkerkontroll vil bli etablert som følge av at ansvaret for den offentlige kontroll med dykkeoperasjoner vil bli overført fra Statens arbeidstilsyn til Oljedirektoratet i løpet av 1. kvartal 1978.

Som omtalt i forrige årsberetning, ble man i 1976 klar over at det var ønskelig med en dyptgående analyse av direktoratets organisasjon. Direktøren oppnevnte 1.11.77 et internt utvalg bestående av en tjenestemann fra hver av de fire avdelingene i direktoratet og med representanter fra tjenestemannsorganisasjonene, for å komme med en utredning av behovet for eventuelle organisasjonsforandringer. Utvalget avga sin innstilling 1.12.77.

### 1.2.4 OPPLÆRING

Det har også i denne beretningsperioden vært en omfattende opplæringsvirksomhet. Man har benyttet tilbud fra såvel konsulenter, universiteter, høyskoler som oljeselskaper. Det totale antall kursdøgn i 1977 er på 1384 hvorav 744 i utlandet og 640 i Norge.

Direktoratet har i 1977 fått i stand 6 interne kurs med hjelp fra oljeselskapene. Alle disse kurs er blitt arrangert i Stavanger. Ved å arrangere en del etterutdanning internt, vil flere tjenestemenn kunne delta, samtidig som omkostningene pr. deltaker reduseres.

### 1.2.5 INFORMASJON

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske offentlige institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Direktoratets ledelse og øvrige medarbeidere som har deltatt i informasjonsvirksomhet, har sett dette som en viktig oppgave. Fra 1977 fikk direktoratet opprettet en egen stilling som informasjonskonsulent, som bl.a. har til oppgave å tilrettelegge de mange besøk hvor det blir gitt orienteringer om oljevirkksomheten. Videre skal



informasjonskonsulentene yte service overfor presse og kringkasting.

I løpet av året er det sendt ut 33 pressemeldinger, bl.a. månedlige aktivitetsrapporter om aktiviteten på sokkelen.

I november ble det arrangert en orienteringsdag med deltakelse av nærmere 20 representanter fra massemedia. Det er meningen å følge opp med liknende arrangementer i fremtiden.

### 1.2.6 LOKALER

I løpet av 1977 har direktoratet overtatt resten av de lokaler i Lagårdsveien 80 som var fremleiet til STA-TOIL.

På bakgrunn av det store antall stillinger som skal besettes i 1978, ventes lokalsituasjonen fortsatt å bli vanskelig.

For å løse de kortsiktige lokalproblemer, spesielt med tanke på personellutvidelser i Kontrollavdelingen, har direktoratet tatt initiativ til å leie ytterligere lokaler. Disse ventes å være innflytningsklare ved årsskiftet 1978/79.

Det å ha de enkelte avdelinger av direktoratet på forskjellige steder, skaper problemer både av administrativ og faglig karakter. Direktoratet har derfor bedt om Industridepartementets samtykke til å iverksette planlegging av en egen bygning hvor hele direktoratet kan samles.

### 1.2.7 BUDSJETT

På statsbudsjettet for 1977 ble det bevilget kr. 75.160.000 til direktoratets drift. Herav var kr. 49.000.000 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. 26.000.000.

### 1.2.8 SAMARBEIDSUTVALG

Samarbeidsutvalget ved Oljedirektoratet har i 1977 avholdt 7 møter.

Etter lokaler forhandlinger mellom ledelsen og tjenestemannsorganisasjonene, er det oppnådd enighet om at Samarbeidsutvalgets representanter også skal utgjøre Arbeidsmiljøutvalg for direktora-

ret, men at man skal avholde adskilte møter med egne sakslister.

Samarbeidsutvalget har i beretningsperioden 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
- Førstekonsulent Nic B Askvik

Medlemmer utpekt av organisasjonene:

- Overingeniør Bjørn Frøyland (AF)
- Overingeniør Erik Talleraas (AF)
- Overingeniør Hans Chr Rønnevik (NOPEF)
- Førstesekretær Thomas Houge-Thiis (STAFO)

Varamenn:

- Overingeniør Hallvard Tunheim (AF)
- Førstekontorfullmektig Arne B Wermundsen (NOPEF)
- Førstekontorfullmektig Torunn Fraser (NOPEF)
- Førstekontorfullmektig Brit Borvik (STAFO)

Utvalgets faste sekretær:

- Konsulent Kåre Asbjørn Tjønneland.

### 1.2.9 NORD-NORGE-KONTORET

Stillingen som stedlig representant for Oljedirektoratet i Nord-Norge, ble besatt fra 1. september 1977. Det første året vil bli benyttet til å gi vedkommende opplæring ved direktoratets forskjellige avdelinger ved hovedkontoret i Stavanger. Det regnes idag med at avdelingskontoret i Nord-Norge senest skal være i virksomhet fra 1. januar 1979.

Avdelingskontoret i Nord-Norge vil få en beskjeden start, med en saksbehandler og en kontorfunksjonær. Den videre oppbygging vil være avhengig av den virksomhet som vil bli igangsatt på sokkelen i nord.

## 2. Virksomheten sør for 62° N

### 2.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

#### 2.1.1 Refleksjonsseismiske profiler

I 1977 ble det skutt ca. 21000 profilkilometer refleksjonsseismikk i den norske delen av Nordsjøen sør for 62° N. Ca. 6500 km av disse ble skutt av et geofysisk entreprenørselskap med henblikk på videresalg til oljeselskap, såkalt «spec survey». Resten ble skutt etter oppdrag fra forskjellige oljeselskaper. Siden 1962 er det tilsammen skutt ca. 213000 profilkilometer.

Fig 2A viser at aktiviteten i 1977 når det gjelder seismiske undersøkelser er av samme størrelsesorden som de fire foregående år. Den vesentlig høyere aktiviteten i 1971 og 1972 skyldes sannsynligvis forberedelser foran 3. konsesjonsrunde i 1973. Når vi ikke har fått en tilsvarende aktivitetstopp foran den forestående 4. konsesjonsrunde, antas det å ha sammenheng med at de aktuelle områder av den norske delen av Nordsjøen sør for 62° N etterhvert er dekket av et tilfredsstillende tett nett av seismiske linjer.

#### 2.1.2 Undersøkelsestillatelser

Det er i alt gitt 65 kommersielle undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser er meddelt i 1977:

Tillatelse nr.062	Amoco Norway Oil Company
Tillegg til tillatelse nr. 061	Den norske stats oljeselskap A/S
Tillatelse nr. 063	Esso Exploration and Production Norway Inc.
Tillatelse nr. 064	Norske Hudbay A/S
Tillatelse nr. 065	Texaco North Sea Norway A/S.

### 2.2. BORING

#### 2.2.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull

Ved årsskiftet 1976/77 var 3 undersøkelsesborehull under boring. Av disse er 2 avsluttet, mens det tredje, Statoils 1/9-1, er midlertidig plugget og forlatt. I dette borehullet gjenstår noe testarbeid som ventelig vil bli utført i 1978.

I 1977 ble 11 nye undersøkelsesborehull og 9 avgrensingsborehull påbegynt. 2 av avgrensingsborehullene, 7/12-3 og 2/11-3, er blitt avviksboret og har fått betegnelsene 7/12-3A og 2/11-3A.

To av borehullene som ble påbegynt i 1977, 1/9-3 og 30/7-6, er midlertidig forlatt, men ventes fullført i 1978.

FIG. 2A

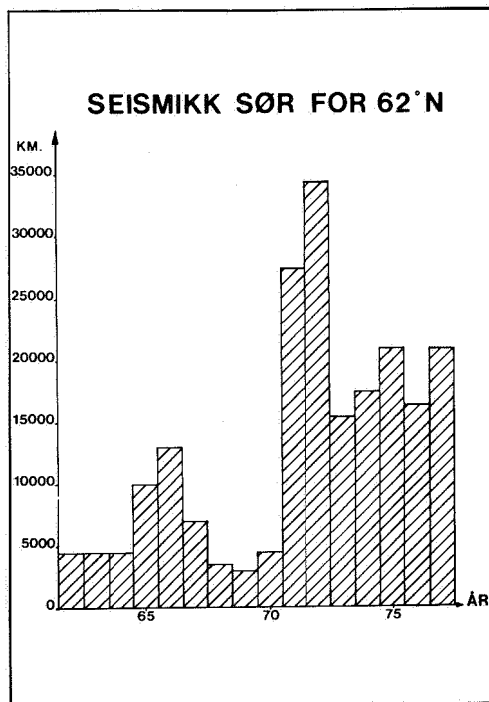
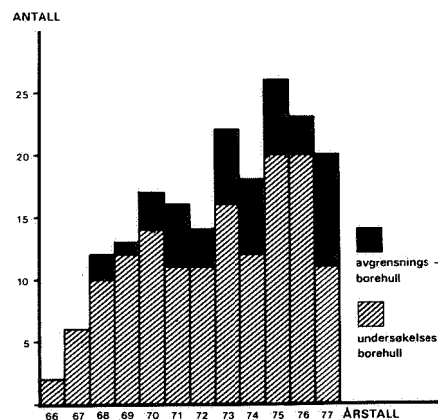


FIG. 2B

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



Ved årsskiftet 1977/78 var 2 av undersøkelsesborehullene, 15/5-1 og 2/1-2, og 2 av avgrensningsborehullene, 1/9-4 og 2/11-3A, fortsatt under boring.

Boreaktiviteten i 1977 er vist på fig. 2B. Den er i overensstemmelse med den prognose Oljedirektoratet ga i årsberetningen for 1976.

Oljedirektoratet forventer en viss økning i aktiviteten i 1978, vesentlig pga. den forestående blokktildeelingen, og ca. 25 borehull anses å være et rimelig anslag.

Fig. 2C viser borehullene i 1977 i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

Interessen for jurassiske sandsteinsreservoarer har dominert leteaktiviteten i 1977. For hele 14 av borehullene som ble påbegynt, var dette hovedmålet. Disse 14 borehullene er geografisk fordelt over store deler av den norske kontinentalsokkelen sør for 62° N. 5 av borehullene var avgrensningsborehull, 33/9-9 på Staffjord, 15/9-1 og 15/6-5 på Sleipner, 7/12-3 og 7/12-4 på det såkalte 7/12-feltet som BP påviste ved boring av 7/12-2 i 1976.

33/9-9 ble boret på den nordlige delen av Staffjord, nær toppen av strukturen. Borehullet skulle teste Brentformasjonens og Staffjordformasjonens mektigheter i denne strukturelle posisjon, samt teste Staffjordformasjonens reserver i den nordlige delen av feltet. Begge de nevnte formasjonene testet olje, men mektigheten av Brentformasjonen var noe mindre enn antatt. Borehullet påviste imidlertid sandutvikling i den vanligvis skifrige og siltholdige Dunlinformasjonen som ligger mellom Brentformasjonen

og Staffjordformasjonen (jfr. fig. 2L). Dunlin-sandsteinen viste gode reservoaregenskaper og testet olje. Dette er en ny oppdagelse, men det er foreløpig forholdsvis beskjedne mektigheter det er snakk om.

Statoils 15/9-1 bekreftet at Sleipner strekker seg inn i 15/9-blokken. Esso's 15/6-5 som skulle teste den østlige delen av strukturen, resulterte i at feltets antatte utstrekning østover ble redusert.

7/12-3 ble boret på flanken av 7/12-strukturen, sørvest for 7/12-2. Under testing produserte borehullet i første omgang bare vann, og det ble iverksatt avviksboring mot et sted høyere oppe på strukturen. Testingen ga bare vann også i denne posisjonen, mens loggene indikerte olje. 7/12-4 testet den sørøstlige delen av 7/12-strukturen og påviste olje.

I tillegg til de omtalte avgrensningsborehull, har også en rekke undersøkelsesborehull hatt prospekter i jura som hovedmål.

Elf Aquitaine har avsluttet 15/3-2 som ble midlertidig forlatt i 1976, i påvente av utstyr beregnet for de høye trykk som var forventet i nedre del av hullet. Bare ubetydelige spor av hydrokarboner ble funnet. Boringen forløp imidlertid teknisk sett tilfredsstillende, til tross for høye trykk.

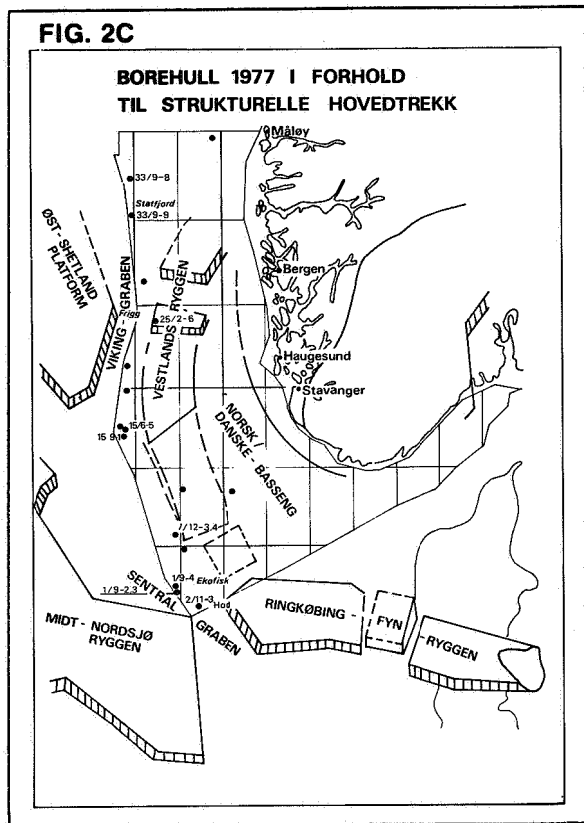
Elf Aquitaine har videre ved borehullet 25/2-6 testet en jurastruktur i 25/2-blokken. Selskapet har tidligere ved boring av 25/2-5 på en annen struktur i denne blokken, påvist hydrokarboner i jura sandstein. 25/2-6 påviste olje i et jurassisk sandsteinslag, men i svært beskjedne mengder. Det er store lokale variasjoner i trykkforholdene i denne blokken, avhengig av lokalisering i forhold til Vestlandsryggen. 25/2-6 ligger oppe på ryggen og hadde helt normale trykk, mens 25/2-5 som ligger i Viking Graben hadde unormalt høye trykk. Trykket starter i grabenområdet for så gradvis å øke i forhold til det normale et sted i andre kritt.

Norsk Hydro ønsket å teste jurassiske sandsteiner i en struktur i 30/7-blokken. Tekniske problemer førte til at de to første forsøk, 30/7-4 og 30/7-5, ble oppgitt på grunt dyp. Ved det tredje forsøket, 30/7-6, ble det registrert uventet høye trykk i lag av jura alder før det primære prospektet var nådd. Borehullet ble midlertidig forlatt og vil sannsynligvis bli fordypet i 1978 med utstyr beregnet for høye trykk.

På grunnlag av ny seismikk, boret Saga et fjerde borehull i 9/4-blokken på en mulig forkastningsavgrenset jurastruktur. Dette var et forholdsvis grunt prospekt i det Dansk-Norske basseng, men borehullet var tørt.

Også en jurastruktur som Union Oil boret i 8/4-blokken, viste seg å være tørr.

Ved årsskiftet 1977/78 var to andre borehull (2/1-2 og 15/5-1), som primært skal teste jurassiske reservoarbergarter, under boring. BP's 2/1-2 ligger ca. 20 km sørøst for 7/12-feltet, i en tilsvarende posisjon i forhold til Vestlandsryggens forlengelse mot sør. Norsk Hydro's 15/5-1 ligger nordvest for Sleipner. Til denne boringen bruker Norsk Hydro en ny type rigg med mer automatikk enn andre rigger. Mulighetene anses å være store for å møte unormalt høye trykk i



**TAB. II UNDERSØKELSESBOREHULL (U) OG  
AVGRENSNINGSBOREHULL (A) I 1977**

Tillatelse Nr	Borehull	Posisjon		Boring påbegynt	Boring avsluttet	Operatør	Plattform	Brønn- type
		Nord	Øst					
167	1/9-1	56°24' 5.10"	2°54' 6.50"	13.10.76	16.02.77	Statoil	Ross Rig	U
168	15/3-2	58°59' 0.50"	1°47'12.60"	29.10.76	20.01.77	Elf	Polyglomar Driller	U
168	15/3-2	58°59' 0.50"	1°47'12.60"	26.07.77	22.11.77	Elf	Pentagon 84	U
169	33/9-8	61°26'17.40"	1°55' 4.90"	11.11.76	18.02.77	Mobil	Deep Sea Saga	U
170	30/7-4	60°29'28.56"	2°03'21.47"	25.01.77	05.02.77	N. Hydro	Plyglomar Driller	U
171	15/9-1	58°28'19.00"	1°45'11.76"	24.01.77	30.05.77	Statoil	Ross Rig	A
172	30/7-5	60°29'30.19"	2°03'27.40"	05.02.77	14.02.77	N. Hydro	Polyglomar Driller	u
173	30/7-6	60°29'29.72"	2°03'24.32"	14.02.77	29.07.77	N. Hydro	Polyglomar Driller	U
174	7/12-3	57°06'24.54"	2°48'41.56"	05.04.77	03.06.77	BP	Norskald	A
175	1/9-2	56°23'52.77"	2°55'34.63"	01.06.77	12.08.77	Statoil	Ross Rig	A
176	24/9-2	59°16'12.43"	1°55'12.26"	13.06.77	22.07.77	Conoco	Borgny Dolphin	U
177	8/4-1	57°44'50.24"	3°00' 3.86"	21.06.77	25.07.77	Union	Norjarl	U
178	9/4-4	57°42' 1.48"	4°13'20.79"	19.07.77	20.08.77	Saga	Deep Sea Saga	U
179	33/9-9	61°17'10.19"	1°54'24.05"	27.07.77	17.11.77	Mobil	Borgny Dolphin	A
180	25/2-6	59°45'33.55"	2°33' 5.96"	02.08.77	14.11.77	Elf	Polyglomar Driller	U
181	1/9-3	56°24'56.20"	2°54'15.15"	13.08.77	27.11.77	Statoil	Dyvi Gamma	U
182	1/9-4	56°29'13.76"	2°56' 0.29"	13.08.77		Statoil	Ross Rigg	U
183	7/12-4	57°05'38.13"	2°51'37.02"	11.09.77	12.12.77	BP	Norskald	A
184	2/11-3	56°10'53.74"	3°27'51.78"	10.10.77	05.12.77	Amoco	Dyvi Beta	A
185	15/6-5	58°30'29.84"	1°45'50.72"	10.10.77	29.11.77	Esso	Drillmaster	A
186	15/5-1	58°35' 4.39"	1°39' 8.35"	26.11.77		Hydro	Treasure Seeker	U
187	2/1-2	56°57'30.24"	3°12'33.79"	14.12.77		BP	Norskald	U
191	7/12-3A	57°06'24.54"	2°48'41.56"	04.06.77	06.09.77	BP	Norskald	A
192	2/11-3A	56°10'53.74"	3°27'51.78"	05.12.77		Amoco	Dyvi Beta	A

dette området, og riggen er derfor utstyrt med 15 000 psi BOP utstyr for å mestre slike forhold.

Den andre hovedtypen reservoarer som interessen har konsentrert seg om i 1977, er Ekofisktypen, dvs. kalksteinsavsetninger av undre tertiær og øvre kritt alder.

Statoil har påvist olje i to forskjellige strukturer i blokk 1/9, en sør og en nord i blokken. Den sørlige strukturen betegnes 1/9-Alfa og ble testet ved borehullet 1/9-1 i slutten av 1976. 1/9-2 og 1/9-3 er avgrensingsborehull boret i 1977 på denne strukturen. Den nordlige strukturen betegnes 1/9-Gamma og ble boret i 1977 ved borehullet 1/9-4. Lagpakken fra midtre til undre tertiær har unormalt høye trykk i denne delen av Nordsjøen. Dette skapte en del boretekniske problemer i den tidlige letefase, men med øket kunnskap og forbedret sikkerhetsutstyr, er ikke dette lenger noe problem for selskapene.

Amoco har testet den østlige delen av Hod. Det første borehullet, 2/11-3, ble satt for lavt på strukturen og testet bare vann. Et avviksborehull fra dette, 2/11-3A, mot et punkt høyere oppe på strukturen, er under boring ved årsskiftet 1977/78 for eventuelt å påvise olje. Den vestlige delen av feltet har tidligere blitt testet med godt resultat.

Det eneste borehullet i 1977 hvor de omtalte prospekttyper ikke var hovedmålet, var Conoco's 24/9-2 i den sentrale delen av Viking Graben. Nye seismiske data indikerte her mulighet for en revoppbygning i undre tertiær. Denne tolkningen viste seg å være feil, og borehullet var tørt.

Grunne gasslommer, dvs. mindre ansamlinger av gass under trykk i de øverste få hundre metrene, er et ikke uvanlig fenomen som kan bety en reell fare fordi det er problemer med kontroll og håndtering av disse på en så tidlig fase i boringen. Grunne gasslommer kan normalt kartlegges fra grunnseismiske undersøkelser.

I områder hvor grunne gasslommer har vært forventet, har det vært vanlig at selskapene har gjennomført grunnseismiske undersøkelser i tilknytning til utarbeidelse av boreprogrammer for å sikre seg mot å bore inn i slike. Som et ledd i arbeidet for å oppnå best mulig sikkerhet under boringene, har Oljedirektoratet i 1977 gitt påbud om at grunnseismiske data heretter skal vedlegges enhver søknad om boretilatelse.

Totalt sett har resultatet av boringene i 1977 ikke bidratt til å øke utvinnbare reserver på kontinental-sokkelen vesentlig. Boringene har heller ikke skapt grunnlag for øket boreaktivitet i de allerede konsejnsbelagte blokker.

Tabell II viser en oversikt over undersøkelses- og avgrensingsborehull som ble boret ferdig eller påbegynt i 1977. Avvikshullene 7/12-3A og 2/11-3A ble i første omgang ikke gitt eget tillatelsesnummer. Av praktiske årsaker ble dette siden endret, hvilket forklarer den tilsynelatende diskontinuitet i tillatelsesnummerene (jfr. tabellen).

### 2.2.2 Produksjonsbrønner

Det ble i 1977 boret 4 nye brønner på V-Ekofisk. Feltet anses nå som ferdig oppboret med totalt 10 brønner.

Boringen av Cod-brønnene er også avsluttet i 1977. Det er boret i alt 8 produksjonsbrønner på Cod, hvorav 2 viste seg å være tørre.

På Tor-feltet ble samtlige 20" foringsrør satt i løpet av 1977 og 3 brønner boret ferdig. En brønn er under boring ved årsskiftet 1977/78, mens en måtte oppgis på grunt dyp i 1977 av tekniske årsaker. Tilsammen

18 produksjonsbrønner er planlagt boret, og det gjenstår følgelig å fullføre 14 brønner.

Produksjonsboringen på Frigg tok til i 1977, fra såvel britisk som norsk side. Boreplattformen på britisk side har betegnelsen CDP1 og har i 1977 boret ferdig 12 brønner av tilsammen 24. Alle har trengt inn i reservoaret på britisk side av grenselinjen.

Boreplattformen DP2 som er plassert på norsk side av grenselinjen, har også startet boringen av produksjonsbrønner i 1977. Tilsammen 23 produksjonsbrønner pluss én observasjonsbrønn skal bores. 30" og 20" foringsrør er satt i samtlige, og 13 3/8" foringsrør er ved årsskiftet satt i 8 av brønnene.

Tabell III gir en oversikt over produksjonsbrønner på norsk kontinentalsokkel som ble påbegynt i 1977.

### 2.3 NYE FUNN

Det er i 1977 gjort funn av hydrokarboner i én ny struktur, 1/9-4, med Statoil som operatør. Denne strukturen ligger i den nordlige delen av 1/9-blokken og er av operatøren betegnet 1/9-Gamma. Dette er en saltrelatert struktur av samme type som ellers i Ekofiskområdet. Hydrokarboner ble påtruffet i kalksteinbergarter av kritt alder.

## 2.4 EKOFISKOMRÅDET

### 2.4.1 Utnyttelse av forekomstene

Ekofiskområdet omfatter feltene Ekofisk, V-Ekofisk, Eldfisk, Ø-Eldfisk, Tor, Albuskjell, Edda og Cod (fig. 2D). Phillips Petroleum Company Norway er operatør for utbyggingen og driften av feltene. Valhall og Hod ligger geografisk i samme området og er også geologisk sammenlignbare med de øvrige feltene, men disse to vil bli behandlet særskilt ettersom utviklingen av feltene skjer etter en egen utviklingsplan og med annen operatør, Amoco Norway Oil Company.

Hydrokarbonene er i alle feltene bortsett fra Cod påvist i en meget finkornet, ren krittbergart som ble avsatt under sen kritt tid og tidlig tertiær tid. Fig. 2E viser et generalisert profil gjennom et typisk felt i Ekofiskområdet.

Krittbergarten inndeles i tre formasjoner. Ovenfra og ned er de blitt betegnet henholdsvis Ekofiskformasjonen, Torformasjonen og Hodformasjonen. Det er i Ekofiskområdet funnet hydrokarboner i drivverdige mengder i alle tre formasjonene.

Fig. 2F illustrerer hvilke formasjoner som utgjør reservoarene i de enkelte feltene i Ekofiskområdet. Valhall og Hod som vil bli særskilt omtalt, er også tatt med på figuren da de er del av samme geologiske utvikling.

Cod, ca. 70 km nord/nordvest for Ekofisk, er geologisk sett en annen type felt enn de øvrige i Ekofiskområdet. Reservoarbergarten i Cod er en sandstein som er yngre enn krittbergarten i de øvrige feltene. Sandsteinen er av paleocen (nedre tertiær) alder, og en del av den såkalte Fortiesformasjonen.

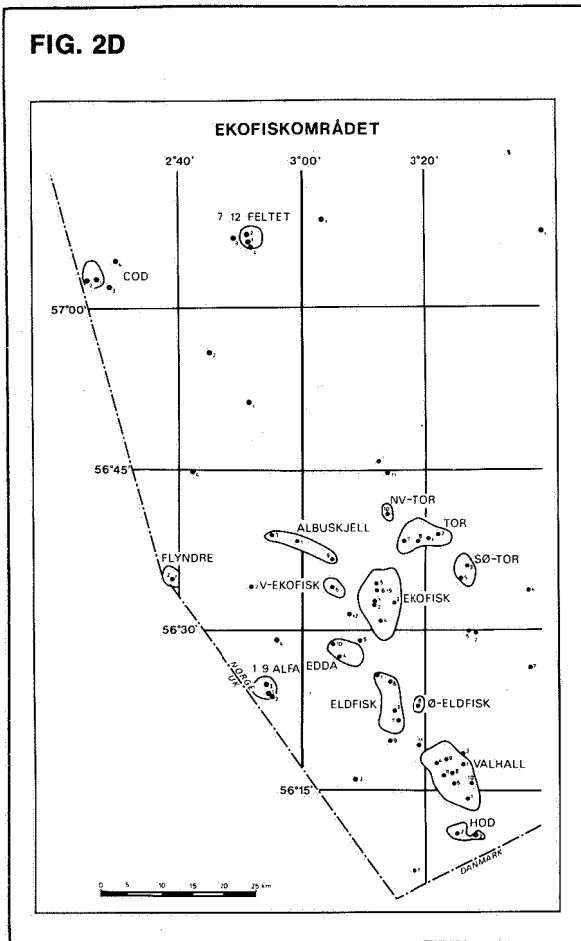
Oljereservoarene i Ekofiskområdet inneholder hydrokarbonblandinger i umettet tilstand, dvs. ved de trykk og temperaturer vi har i reservoarene finnes all gass oppløst i oljen.

Hydrokarbonblandingene er lette og svovelfattige, med gradvis lettere blandinger mot nordvest i området, dvs. mot midten av Sentral Graben. Edda, Eldfisk, Ekofisk og Tor kan karakteriseres som oljefelt. V-Ekofisk, Albuskjell og Cod derimot er kondensatfelt.

Drivmekanismen for produksjonen av feltene i Ekofiskområdet varierer med type felt. I oljefeltene skyldes produksjonen fra starten av ekspansjon av oljen og sammenpressing av bergartene. Senere, når trykket faller under metningstrykket, vil gass som frigjøres fra væsken ekspandere og derved stå for det meste av drivkraften. I kondensatfeltene er ekspansjon av gass drivmekanismen fra starten av.

Ved å presse gass inn i reservoaret og la den ekspandere der, vil olje fortrenkes. Så lenge trykket er høyt, vil gassen være «blandbar» med oljen og fortrenge denne svært effektivt. Ved injeksjon av gass på denne måten er det mulig å utvinne noe i overkant av ett tonn olje for hver 1000 Nm<sup>3</sup> gass som injiseres, utover det som oppnås ved vanlig utvinning (trykkavlastning). Disse tilleggsmengdene er det neppe mulig å utvinne på noen annen måte. Den injeksjonen som hittil har funnet sted, har således økt

FIG. 2D



**TAB. III PRODUKSJONSBRØNNER PÅBEGYNT I 1977**

Prod. brønn nr.	Brønn	Posisjon	Påbegynt fra 20'' el. 18 3/8'' casing	Operator	Felt	Anmerkninger
P 051	UK 10/1-A-8	59°52'31.39" 02°03'41.75"	24.01.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 052	UK 10/1-A-5		30.01.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 053	7/11-A-2		31.01.77	Phillips	Cod	Ferdig
P 054	2/4-E-10	56°30'26.90" 03°19'39.30"	03.02.77	Phillips	Tor	Ferdig
P 055	2/4-D-13		06.02.77	Phillips	V-Ekofisk	Ferdig
P 056	UK 10/1-A-2		07.02.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 057	UK 10/1-A-11		23.03.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 058	2/4-D-11		26.03.77	Phillips	V-Ekofisk	Ferdig
P 059	7/11-A-9		30.03.77	Phillips	Cod	Ferdig
P 060	2/4-D-12		22.04.77	Phillips	V-Ekofisk	Ferdig
P 061	UK 10/1-A-1		23.04.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 062	2/4-E-15		28.04.77	Phillips	Tor	Ferdig
P 063	2/4-E-9		01.05.77	Phillips	Tor	Ferdig
P 064	7/11-A-1		08.05.77	Phillips	Cod	Ferdig
P 065	UK 10/1-A-10		29.05.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 066	UK 10/1-A-12		03.06.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 067	UK 10/1-A-3		07.06.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 068	UK 10/1-A-9		10.06.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 069	7/11-A-8		04.07.77	Phillips	Cod	Ferdig
P 070	2/4-E-13		29.07.77	Phillips	Tor	Ferdig
P 071	UK 10/1-A-4		07.08.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 072	UK 10/1-A-7		12.08.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 073	2/4-D-7		17.08.77	Phillips	V-Ekofisk	Ferdig
P 074	UK 10/1-A-6		18.08.77	Elf	Frigg	Ferdig
P 075	7/11-A-4		01.09.77	Phillips	Cod	Ferdig
P 076	25/1-A-23	59°53'10.07" 02°04'20.60"	10.11.77	Elf	Frigg	
P 077	25/1-A-21		15.11.77	Elf	Frigg	
P 078	25/1-A-22		24.11.77	Elf	Frigg	
P 079	2/4-E-16		25.11.77	Phillips	Tor	
P 080	25/1-A-24		01.12.77	Elf	Frigg	
P 081	25/1-A-18		12.12.77	Elf	Frigg	
P 082	25/1-A-19		17.12.77	Elf	Frigg	
P 083	25/1-A-17		22.12.77	Elf	Frigg	
P 084	25/1-A-14		28.12.77	Elf	Frigg	

de utvinnbare reservene med ca. 9 millioner tonn olje, på en måte som ventelig vil føre til en økning i produksjonsratene på ca. 10 % fra slutten av 1978 og noen år fremover. Samtidig er 9 av de 15 milliarder Nm<sup>3</sup> gass som er utvunnet hittil, lagret slik at de kan gjenvinnes senere.

Etter hvert som trykket avtar vil olje og gass opptre i adskilte faser med et stadig sterkere grensesjikt mellom dem. Overflatespenningen vil etter hvert forhindre gass fra å trenge inn i de fleste av bergartenes små porer. Når trykket avtar, vil gass derfor bryte raskt gjennom til produksjonsbrønnene samtidig som fortrenghningen av olje blir lite effektiv.

Ekofisk er det eneste feltet i området hvor utvinningen er assistert, eller er planlagt assistert, ved injeksjon av gass. Selv om rettighetshavernes hensikt med denne injeksjonen var å skape lagringsmulighet for gass i påvente av salg og i sesonger med lavt gassforbruk, så har tiltaket i praksis vist seg å være heldig også med hensyn til å øke oljeutvinningen fra feltet.

#### 2.4.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Utbyggingen av Ekofiskområdet var planlagt i følgende faser:

Fase I: Prøve- og midlertidig produksjon.

Fase II: Permanent produksjon med «offshore» lasting direkte i tankbåt og injisering av gass.

Fase III: Utbygging av Ekofisk Senter, tilknytning av feltene V-Ekofisk, Cod og Tor samt legging av rørledningene for olje og gass henholdsvis til Teesside og Emden.

Fase IV: Bygging og tilknytning av plattformene for feltene Edda, Eldfisk og Albuskjell.

Fase I og II i utbyggingen er avsluttet.

Fase III er ved utgangen av 1977 nær avsluttet, og fase IV er kommet langt på vei.

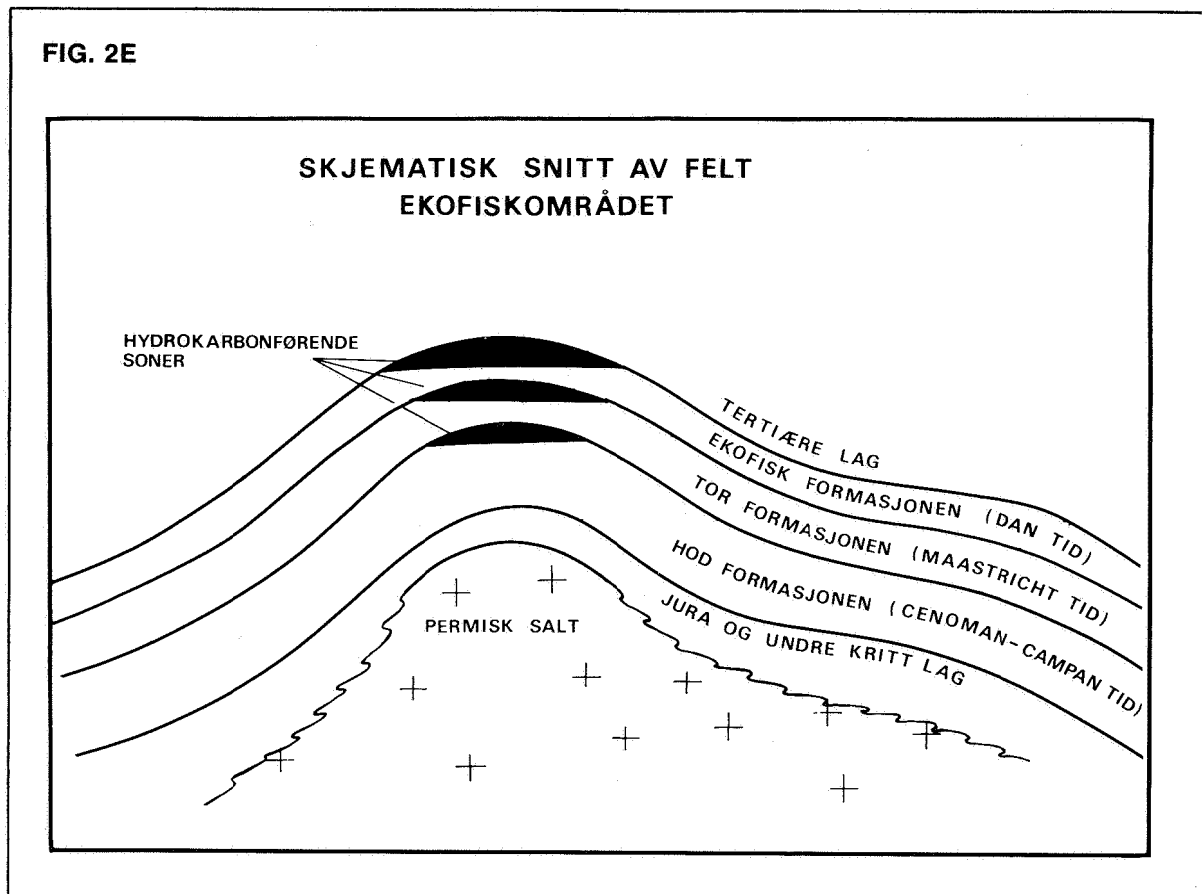
Plasseringen av plattformer og anlegg i Ekofiskområdet er vist på figur 2 G.

Den siste av de planlagte hovedkonstruksjonene på Ekofisk, hotellplattformen 2/4H, er den eneste som er blitt satt i 1977. Den kom på plass 10. mai. Dekket ble satt på og plattformen ble forbundet med bro til Charlieplattformen 2/4C i august. Installasjonsarbeidene har pågått jevnt, og det regnes med at plattformen vil bli klar til bruk i april/mai 1978. Plattformen vil gi innkvartering til 212 personer på 2-manns rom.

Det er i løpet av 1977 blitt installert en ny separator på behandlingsterminalen (FTP) på Ekofisk. Dette gir økt behandlingseffekt for produksjon fra A, B og C-plattformene.

V-Ekofisk ble satt i produksjon 31. mai 1977, men produksjonen ble stoppet igjen 8. juli fordi stigerøret kom for nær plattformstrukturen p.g.a. utvidelse i rørledningen. Et omfattende arbeid fant sted både

FIG. 2E



på stigerørene og på rørledningen før plattformen kunne settes i produksjon igjen 30. november. Det er ikke utelukket at denne plattformen må tas ut av produksjon igjen for en kortere periode i løpet av 1978 dersom utvidelse i rørledningen fortsetter å være et problem.

Problem med avbrenningssystemet for gass, rørledningen og diverse produksjonsutstyr, har ført til at oppstarting av produksjon fra Cod ble forsinket. Gassproduksjonen startet 26. desember, mens oljeproduksjonen kom i gang fra én brønn to dager senere.

Produksjonsboringen på Tor ble igangsatt i 1976. Rørledningene ble lagt våren 1977. Testing av rørledningene har vist seg å ta vesentlig lengre tid enn planlagt. Gassledningen (14") er ferdig testet, inspisert og tildekket bortsett fra i nærheten av Ekofisk Senter. Reparasjon av skader på oljeledningen (12 3/4") har imidlertid gått tregt p.g.a. dårlig vær. Ved årsskiftet 1977/78 var denne ledningen ikke ferdig testet. Fartøyet som skal dekke til ledningen er avhengig av en godværsperiode for å få arbeidet utført. Feltet er av operatøren planlagt satt i produksjon i mars 1978, men det er ikke usannsynlig at det vil oppstå forsinkelse her. 3 brønner er ved utgangen av 1977 ferdigstilte på Tor.

Installasjonsarbeidene på de to plattformene på Albuskjell, 2/4F og 1/6A, har gått etter planen. På 1/6A kom boligkvarter og helikopterdekk på plass 8. juli og ble godkjent av Oljedirektoratet for bruk i

september, mens innkvarteringsenheten på 2/4F ble godkjent for bruk i august. Dette innebar at de to plattformene som har fungert som flotel, «Alexander Kielland» og «Henrik Ibsen», kunne flyttes til henholdsvis Eldfisk 2/7B og Edda 2/7C.

Understellet til gassavbrenningsanleggene, dekk på disse og broer fra plattformene kom på plass i oktober både på 2/4F og 1/6A. På 2/4F er boremodulene satt og arbeidet er i gang med å sette 30" foringsrør. Operatøren regner med å ha den første brønnen ferdigstillet 1. juli 1978 på 2/4F og 1. oktober 1978 på 1/6A. Legging og tilkopling av rørledninger skal etter Phillipsgruppens planer være ferdig til oktober 1978.

Fremdriften i arbeidet med de 3 plattformene 2/7A, 2/7B og 2/7FTP på Eldfisk har gått etter planen. Broen mellom 2/7A og 2/7FTP kom på plass 8. juli. På FTP ble konstruksjonen til gassavbrenningsanlegget satt i juli, og installering av stigerør pågikk i oktober. Innkvarteringsenheten på 2/7A ble godkjent av Oljedirektoratet for bruk i august, og i september startet installering av boremoduler. 2/7B fikk dekket satt på 22. juli, innkvarteringsenhet og helikopterdekk 11. august. Ved årsskiftet pågår her arbeid med gassavbrenningsanlegget. Operatøren regner med å ha den første brønnen ferdigstillet 15. august 1978 på 2/7A og 1. mars 1979 på 2/7B. Rørledningsforbindelsen skal være ferdig til 15. september 1978.

Edda er det siste feltet som vil bli satt i produksjon i

Ekofiskområdet. Det vil ventelig skje i 1979. Innkvarteringsmodul og helikopterdekk på Edda-plattformen 2/7C ble satt i september. Boligkvarteret ventes å kunne tas i bruk i begynnelsen av 1978. Den første brønnen skal etter operatørens planer være ferdigstillet 15. desember 1978 og rørledningen tilkopledd til samme tid.

Aktiviteten på konstruksjonssektoren i Ekofiskområdet vil avta gradvis utover i 1978. Arbeidet med legging og tilkopledd av rørledningene til både Eldfisk, Albuskjell og Edda er av operatøren planlagt for 1978-sesongen. Det kan vise seg å være noe optimistisk å regne med å greie alt dette arbeidet på en sesong. Oljedirektoratet har i sine produksjonsprognoser (se kapittel 2.10) antatt at produksjonen fra Eldfisk, Albuskjell og Edda vil komme i gang i løpet av 1979.

Boring av produksjonsbrønner vil i 1978 foregå på Tor, Eldfisk 2/7A, Albuskjell 2/4F og 1/6A, Edda 2/7C og muligens Ekofisk 2/4B. Det knytter seg i denne forbindelse interesse til hvor stor del av boretiden produksjonen må stenges som følge av Oljedirektoratets nye regler for samtidig boring og produksjon. Disse reglene har ikke vært praktisert tidligere.

Phillipsgruppen regner med at Ekofiskutbyggingen når den er ferdig med alle plattformer, produksjonsanlegg, rørledninger og behandlingsterminaler for olje og gass vil ha kostet ca. 31 540 millioner kroner.

På produksjonsanleggene i Ekofiskområdet skilles utvunnet olje, gass og vann fra hverandre og behandles slik at de forskjellige produktene er egnet for salg, injeksjon, brensel eller utslipp. Separasjonen foretas i tre trinn ved at brønnstrømmen først føres gjennom en høytrykksbeholder, dernest gjennom en beholder med middels trykk og til slutt gjennom en lavtrykksbeholder.

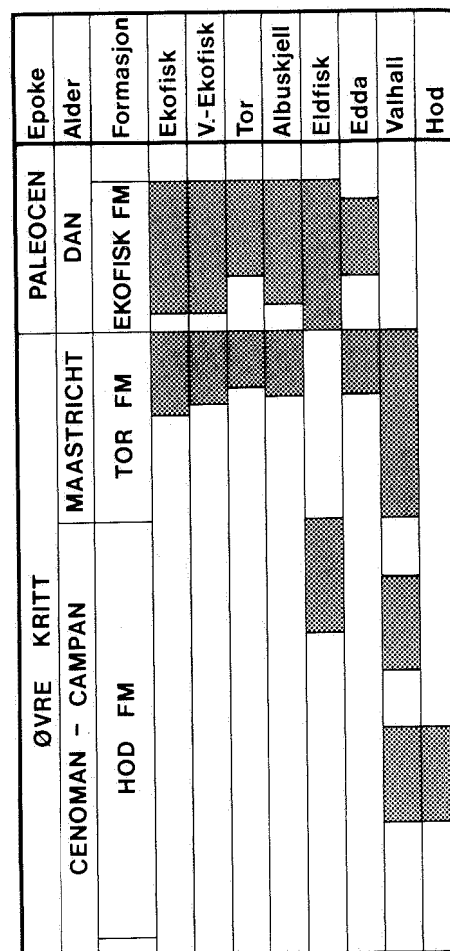
Oljen fra Ekofiskfeltet føres enten til lagring i Ekofisktanken eller direkte til Teesside gjennom rørledningen. Fra de øvrige feltene går oljen direkte til Teessideledningen.

Gassen kan enten føres til Emden gjennom gassrørledningen eller injiseres i Ekofiskreservoaret. I forbindelse med separasjonsprosessen behandles gassen slik at den ikke feller ut væske i rørledningen (dehydrering og duggpunktsbehandling).

Ekofiskfeltet har en egen behandlingsterminal (Ekofisk FTP) der alle tre separasjonstrinn foretas. Brønnstrømmene fra boreplattformene 2/4A, 2/4B og 2/4C føres til denne plattformen.

Anleggene for Cod, Tor, Eldfisk, Edda og Albuskjell har alle høytrykksseparasjonsbeholdere og dehydreringsanlegg for gass. Dette siste er nødvendig for å tørke gassen slik at voksdannelse i rørledningene frem til sentralanlegget på Ekofiskfeltet unngås. Fra alle disse feltene, med unntak av Cod, går det en oljeledning og en gassledning til stigerørsplattformen på Ekofisk (2/4R). Olje og gass går videre derfra over bro til Ekofisk Senter. Her samles strømmene før annen og tredje trinn separasjon. Den endelige dehydrerings- og duggpunktsbehandling av gassen foretas også på Ekofisk Senter.

FIG. 2F



Reservoarenes geologiske beliggenhet i Ekofiskområdet.

Oljen fra høytrykksbeholderen på Cod og den dehydrerte gassen føres i en felles rørledning til Ekofisk Senter.

Brønnstrømmene fra boreplattformen på V-Ekofisk (2/4D) føres uten behandling til Ekofisk Senter der første trinn separasjon foretas før olje- og gassstrømmen blandes med strømmene fra de øvrige feltene.

Utvinningsanleggene i Ekofiskområdet knytter felten sammen og gir visse muligheter til å optimalisere utnyttelsen av alle forekomstene sett under ett. Disse mulighetene består hovedsakelig i fordeling av inntaket til anleggene mellom feltene, styring av olje (kondensat) som felles ut fra gassen til forskjellige trykkbeholdere, variasjon av trykk- og temperaturforhold i separasjons- og kjøleanleggene, bruk av gass og NGL som fortrenningsmiddel for olje i Ekofiskfeltet og bruk av Ekofiskfeltet som lager for gass og NGL. De felles anleggene gir også mulighet for gunstigere økonomisk drift og derved mulighet for utvinning av ellers marginalt drivverdige reserver.



### 2.4.3 Tilbakeføring av NGL (Våtgass) til Norge

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

Avtalen innebærer at Phillipsgruppen i hovedsaken skal levere etan og propan som råstoff til Noretyl. Fra feltene Ekofisk, V-Ekofisk, Cod og Tor skal det leveres nok til produksjon av 250 000 tonn etylen pr. år, fra feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell nok til ytterligere produksjon av 80 000 tonn pr. år.

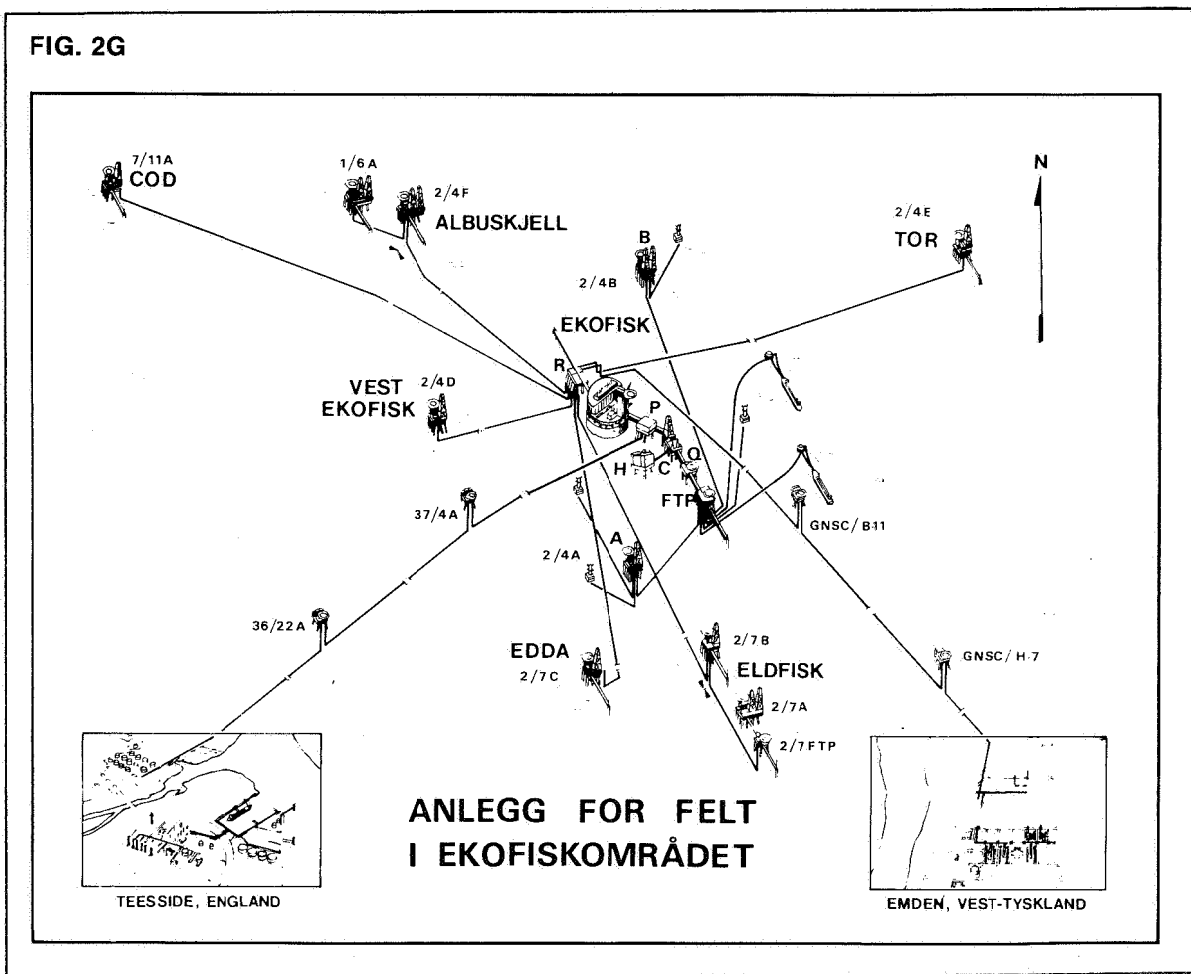
Etan- og propanmengdene som produseres fra de enkelte feltene finnes både i gass-strømmen og olje-strømmen. Store deler av mengdene som er i gass-strømmen blir kondensert ut under den endelige dehydrerings- og duggpunktsbehandling på Ekofisk Senter. Dette kondensat blir blandet med olje-strømmen og ført via rørledning til Teesside. På grunn av kondensatinnholdet må oljen ved normal temperatur holdes under trykk slik at kondensatet

ikke damper av. I Teesside har Phillipsgruppen under bygging et anlegg for stabilisering av oljen, samt anlegg for lagring og utskipping av denne. Videre har gruppen under bygging anlegg for fraksjonering av kondensatet til henholdsvis flytende etan, propan og butan samt anlegg for lagring og utskipping av disse fraksjonene.

Phillipsgruppen skulle i henhold til avtalen levere de første mengdene etan/propan til Noretyl høsten 1976. På grunn av forsinkelser med utbyggingen av Ekofisk Senter og anleggene i Teesside, ble leveringen i første omgang forskjøvet til sommeren 1977, senere til årsskiftet 1977/78. På grunn av videre forsinkelser med anleggene i Teesside, spesielt fraksjoneringsanleggene og anleggene for lagring av etan/propan, mener Phillipsgruppen at leveranser ikke kan finne sted før høsten 1978. Dette har medført store problemer for Noretyl siden anleggene på Rafnes var klar til å ta imot råstoff sommeren 1977.

Oljedirektoratet har siden NGL-avtalen ble inngått fulgt utviklingen, i første rekke for å påse at anleggene til havs ble utformet på en slik måte at disse ikke ville representere noen begrensning i NGL-leveransen.

FIG. 2G



#### 2.4.4 Rørledninger fra Ekofisk

##### Ekofisk – Teesside

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

Ved utgangen av 1977 ble det transportert ca. 60 000 m<sup>3</sup> olje pr. døgn gjennom rørledningen fra Ekofisk til Teesside. Ved klargjøring av de to pumpeplattformene vil det være mulig å pumpe 160 000 m<sup>3</sup> olje pr. døgn gjennom rørledningen. Den oljen som nå føres gjennom ledningen, er behandlet på Ekofisk Senter og NGL er utskilt. Når Teesside-anleggene er ferdig utbygget, vil NGL gå sammen med oljen ved et trykk på 7 bar.

I løpet av 1977 ble det utført en omfattende tilstandskontroll av rørledningen. Det er funnet strekninger hvor ledningen ikke er tildekket som forutsatt, og utbedringsarbeider er foretatt. Dette arbeid vil fortsette i 1978. Oljeledningen ble i september 1977 skadet av et anker i nærheten av Teesside. Skaden medførte at ledningens korrosjonsmotstand ble sterkt nedsatt på dette punktet. Norpipe skal i begynnelsen av 1978 legge frem en plan for Oljedirektoratet for utbedring av skaden. Reparasjonsarbeidet er planlagt å ta til i april 1978 og er beregnet å ta 6 uker. Arbeidet er avhengig av godt vær. I den tiden arbeidet pågår vil det bli bøyelasting på Ekofisk. Dårlig vær vil kunne føre til nedsatt produksjon i denne perioden.

##### Ekofisk – Emden

Gassrørledningen fra Ekofisk til Emden ble satt i drift 14.9 1977. Ledningen har en diameter på 36" og er ca. 442 km lang, hvorav ca. 40 km ligger på land. Ved årsskiftet 1977/78 ble det pr. døgn ført ca. 25 millioner Nm<sup>3</sup> gass gjennom ledningen til Emden. Med pumpeplattformene ferdig utbygget vil det kunne transporteres 60 millioner Nm<sup>3</sup> pr. døgn til Emden.

Det ble en del forsinkelser ved oppstart av rørledningen. En del av disse forsinkelsene skyldes de danske krav om ekstra utbedringer, da det viste seg at tildekking av ledningen ikke oppfylte de opprinnelige krav. For å rette på dette ble som en midlertidig løsning 600 000 sandsekker plassert rundt ledningen på dansk sektor. Det permanente tildekningsarbeidet vil bli utført av et spesialskip. Arbeidet er planlagt å ta til våren 1978 og er beregnet å være ferdig høsten 1978.

#### 2.4.5 Bravo-utblåsingen

I 1977 skjedde den første ukontrollerte utblåsingen på norsk kontinentalsokkel. Denne fant sted på Ekofiskfeltet, på produksjonsplattformen 2/4-B, den såkalte Bravoplattformen. 22. april 1977 kl. 22.15 fikk hovedkontoret til Phillips Petroleum Company Norway i Tananger melding om at produksjonsbrønnen B-14 var ute av kontroll.

Utblåsingen skjedde i forbindelse med overhalingsarbeid på B-14. Overhalingsarbeidet gikk blant annet ut på at hele produksjonsrøret fra plattformen og ned til reservoaret skulle dras opp. Før dette arbeidet kunne settes i gang, måtte ventilar-

rangementet på produksjonsdekket, det såkalte ventiltreet, skiftes ut med et spesialarrangement av sikringsventiler mot utblåsing. Det er disse sikringsventilene som på fagspråket blir kalt blow out preventers – BOP. I tidsrommet fra ventiltreet er tatt ned og til BOP-en er satt på plass, er det på plattformen ingen mekanisk avstengningsmulighet av brønnen. Den må derfor sikres på annen måte før ventiltreet tas av. Dette blir gjort ved hjelp av boreslam og mekaniske sikringsarrangementer i produksjonsrøret. Boreslam er en tung væske som blir presset ned i produksjonsrøret for å holde oljen og gassen tilbake i reservoaret. Denne operasjonen betegnes vanligvis å «drepe» brønnen. En mekanisk sikringsventil, en såkalt DHSV (down hole safety valve) ble satt ca. 150 m nede i produksjonsrøret, etter at en først hadde gjort flere mislykkede forsøk på dette. Selve utblåsingen fant sted under montering av BOP-en.

Ca én time etter at ulykken inntraff, var alt personell på Bravo evakuert og i sikkerhet. Myndighetene, dvs. Oljedirektoratet, Miljøverndepartementet og Statens forurensningstilsyn var blitt varslet. Og få timer etterpå hadde Phillips bedt om assistanse fra Red Adair Company i Texas for å stanse utblåsingen.

Aksjonsledelsen med direktør Hans Chr. Bugge i Statens forurensningstilsyn som formann, ble etablert på Sola ca. 4 timer etter at meldingen om utblåsingen kom til Phillips.

Den 30. april, etter fire mislykkede forsøk, klarte Phillips Petroleum Co med hjelp fra Red Adair og hans folk å stoppe utstrømmingen av olje og gass.

Etter Oljedirektoratets vurdering strømmet det ut ca. 22 500 tonn olje og mellom 10.5 og 12 millioner Nm<sup>3</sup> gass.

Den 3. mai ble aksjonen avblåst. Utblåsingen var stanset, men et stort arbeid gjensto med opprensning på plattformen og å sette den i produksjonsklar stand igjen. Først 17. juli kunne produksjonen gjenopptas.

For å få klarlagt årsaken til utblåsingen, ble det ved Kgl. res. av 26. april 1977 bestemt at det skulle settes ned en uavhengig granskingskommisjon. Kommisjonen fikk den sammensetning: Byrettsjustitiarius John Fr. Meyer (formann), direktør dr. techn. Johannes Moe og politiinspektør Johan Schanche. Kommisjonen leverte sin rapport til Justis- og politidepartementet den 10. oktober 1977.

Kommisjonens konklusjoner kan sammenfattes slik:

Den umiddelbare årsak til utblåsingen var at DHSV under nedsetting natt til 22. april ikke var blitt låst fast til en nippel i produksjonsrøret slik som forutsatt. Den kunne derfor ikke holde boreslammet tilbake da brønnen ble ustabil ut over formiddagen.

Kommisjonen sier imidlertid videre at til tross for dette behøvede utblåsingen ikke ha skjedd. Ut over dagen hadde det kommet to varsler om at noe var galt. Første gang var da det på formiddagen tok til å renne boreslam ut av kontrollledningen til DHSV. Det andre varslert var da ventiltreet var tatt av ut på ettermiddagen. Også da kom det boreslam opp gjennom produksjonsrøret. Imidlertid ble det ikke tatt tilstrekke-

lig hensyn til disse varslene, og kl. 22.15 var den ukontrollerte utblåsing en realitet.

Bravo-utblåsing foranlediget av Oljedirektoratet i 1977 foretok en inngående gjennomgang av direktoratets kontrollrutiner, godkjenningprosedyrer, forskrifter m.v. Denne gjennomgang resulterte såvel i umiddelbare som mer langsiktige tiltak fra direktoratets side.

Oljedirektoratet har merket seg at granskingskommisjonen ikke finner grunn til å reise innvendinger mot Oljedirektoratets **generelle** kontrollpolitikk.

Bravo-utblåsing og den etterfølgende oppklaring av årsaksforhold og avdekking av svakheter på ulike områder, har gitt verdifulle erfaringer også i kontrollsammenheng.

## 2.5 Valhall – Hod

Valhall og Hod er to felt som ligger ca. 35 km sørøst for Ekofisk. Fig. 2D viser geografisk plassering av Valhall og Hod i forhold til feltene i Ekofiskområdet. Feltene ligger i en strukturell utvikling som dekker den sørlige halvdel av blokk 2/8 og det meste av blokk 2/11. Strukturen vestflanke går inn i blokk 2/7. Strukturen er avlang med største utstrekning i NNV-SSØ-retning. Størrelsen er ca. 10 x 20 km. Reservoarene finnes bare i deler av strukturen. Fig. 2F viser hvilke geologiske formasjoner som utgjør reservoarene.

Valhall utgjøres av den nordlige og største delen av strukturen. Størsteparten av reservoaret ligger i blokk 2/8, men reservoaret strekker seg også inn i blokk 2/11. Hod-feltet består av to høydedrag som er adskilt fra Valhall med en sadel.

Det er hittil boret 13 hull i strukturen, et avvikshull medregnet. Valhall ble funnet ved borehullet 2/11-1 i september 1969 og Hod ved borehullet 2/11-2 i januar 1975. I begynnelsen av januar 1978 regnes det med at borehull nr. 13, 2/11-3, som undersøker det østligste av de to høydedragene på Hod, vil være avsluttet. Ytterligere et avgrensningshull på Hod og et på Valhall er planlagt boret med det første.

Blokk 2/8 og 2/11 er tildelt i henhold til to forskjellige utvinningstillatelser. Utvinningstillatelse nr. 006, som bl.a. omfatter blokk 2/8, ble meddelt 17. august 1965, og utvinningstillatelse nr. 033, som bl.a. omfatter blokk 2/11 ble meddelt 30. mai 1969. De samme rettighetshaverne, Amoco/Noco-gruppen deltar i de to utvinningstillatelsene, men med forskjellige andeler. Ved tildeling av utvinningstillatelse nr. 033 ble det oppnådd en avtale med rettighetshaverne om at disse skal betale til Staten et beløp tilsvarende 10% av det netto-overskudd som oppnås ved salg av petroleum fra områder som omfattes av tillatelsen. Dette beløpet kommer i tillegg til skatter og avgifter. Både på grunn av denne avtalen og fordi eierforholdene er forskjellig for blokk 2/8 og 2/11, vil det bli nødvendig å fastslå nøyaktig hvordan Valhall fordeles seg på de to blokkene.

Stortingsmelding nr. 92 (1976–77) omhandler ilandføring av petroleum fra feltene Valhall og Hod. Ilandføringstillatelse ble gitt i mai 1977. Rettighets-

haverne har planlagt en trinnvis utbygging. Arbeidet med detaljplanleggingen av første trinn, utbyggingen av den sentrale delen av Valhall i blokk 2/8, har pågått siden ilandføringstillatelsen ble gitt. I forbindelse med Oljedirektoratets behandling av planene, har det vært avholdt en rekke møter med Amoco/Noco-gruppen. Disse møtene resulterte i at planene ble endret fra en 2-plattformløsning til en utbygging med 3 plattformer: én boreplattform, én produksjons- og kompresjonsplattform og én separat boligplattform. Den valgte 3-plattformløsningen er resultatet av en sikkerhetsmessig vurdering av flere alternative løsninger. Dekket på boreplattformen er dimensjonert for boring av 24 brønner. Behandlingsutstyret på produksjons/kompresjonsplattformen vil bli dimensjonert for å ta seg av eventuell produksjon fra de senere utbyggingstrinnene på Valhall og Hod. De resterende delene av Valhall og Hod planlegges utbygd med integrerte plattformer. Feltets egenskaper gjør det nødvendig å få produksjonshistorie og brønndata på et så tidlig tidspunkt som mulig, slik at optimal plassering av de senere brønnene kan bestemmes. En viss grad av samtidig boring og produksjon vil derfor være nødvendig. Plasseringen av brønnene er avgjørende for hvilke mengder petroleum som kan utvinnes.

Amoco/Noco-gruppen skal legge frem et utredningsprogram for å øke utvinningsgraden for olje ved injisering av gass, vann eller andre stoffer. Oljedirektoratet vil følge dette arbeidet nøye med sikte på å bevirke at optimal utvinningsgrad kan oppnås.

Utbyggingen av Valhall og Hod er planlagt i følgende 4 trinn:

### 1. utbyggingstrinn, Valhall A som omfatter

- utbygging av den sentrale delen av Valhallstrukturen i blokk 2/8.
- 3 plattformer:
- Boreplattformen, planlagt satt sommeren 1979. Strukturen til denne plattformen skal bygges ved Aker Verdal og dekket hos Kværner i Egersund.
- Produksjons/kompresjonsplattformen, planlagt satt våren 1980. Til denne plattformen vil bli benyttet en modifisert jacket som tidligere var planlagt brukt på SØ-Tor.
- Boligplattformen, planlagt satt våren 1979. Modulene til selve boligkvarteret for denne plattformen blir ventelig bygget i Norge, men stålfoten er det ennå ikke bestemt hvor skal bygges.
- Stabilisert råolje og gass av rørledningskvalitet vil bli transportert separat i to 20" rørledninger til Ekofisk Senter, hvor det allerede eksisterende transportsystem til Emden og Teesside skal benyttes. Legging av rørledningene er beregnet å ta til fra Ekofisk Senter våren 1979. For tilknytningen til Ekofisk Senter vil det bli bygget en ny stigerørplattform som skal forbindes med en bro til vestenden av Ekofisktanken. Dersom det blir nødvendig å skille ut NGL på Valhall, vil denne bli reinjisert i reservoaret såfremt der ikke er transportkapasitet ledig i Ekofisksystemet. Bo-

- ring av den første brønnen vil begynne våren 1980 og produksjon starte i januar 1981.
- Kostnadene ved første trinn utbygging er foreløpig beregnet til ca. 3,6 milliarder kroner.

### 2. utbyggingstrinn, Hod, som omfatter:

- utbygging av Hod i blokk 2/1.
- en integrert bore- og produksjonsplattform.
- utvunnet petroleum planlegges sendt i rørledning til behandling på Valhall A.
- boring av produksjonsbrønner starter i 1981. Utbyggingen av Hod er avhengig av positive resultater fra de pågående og planlagte avgrensingsboringer.

### 3. utbyggingstrinn, Valhall B som omfatter:

- utbygging av den sør-vestre delen av Valhall.
- en integrert plattform.
- utvunnet petroleum sendes i rørledning til behandling på Valhall A.
- boring av produksjonsbrønner starter i 1982.

### 4. utbyggingstrinn, Valhall C som omfatter:

- utbygging av den sør-østre delen av Valhall.
- en integrert plattform.
- boring av produksjonsbrønner starter i 1983.
- utvunnet petroleum sendes i rørledning til behandling på Valhall A.

3. og 4. utbyggingstrinn er avhengig av positive resultater fra planlagte avgrensingsboringer på Valhall og av gode produksjonserfaringer fra Valhall A.

## 2.6 FRIGG-OMRÅDET

### 2.6.1 Utnyttelse av forekomstene

Friggområdet omfatter Frigg og satelittfeltene Ø-Frigg, SØ-Frigg, NØ-Frigg og Odin (fig. 2H). Ved utgangen av 1977 er det fremdeles kun selve Frigg som er erklært kommersielt og under utbygging. Ø-Frigg og Odin er under vurdering for utbygging og ventes erklært kommersielle i løpet av 1978. Som nærmere beskrevet i årsberetningen for 1976 anses feltene å være lokale strukturer på et sammenhengende sandlegeme av eocen alder, Friggformasjonen, med begrenset lateral utstrekning.

Sanden i Friggformasjonen er delvis konsolidert og har en gjennomsnittsporøsitet på ca. 25%. Strømningsegenskapene er relativt gode. Gassen som er oppsamlet i strukturene består av ca. 95% metan og har et forholdsvis beskjedent kondensatinhold. Mellom gassonen og den underliggende vannsonen finnes et tynt oljelag som ikke er produsert.

Under Friggformasjonen finnes en eldre sandavsetning, Heimdalformasjonen (tidligere betegnet Codformasjonen). Denne formasjonen anses å være avsatt kontinuerlig over et meget stort område sammenlignet med utbredelsen av Friggformasjonen. Heimdal ligger ca. 40 km sør for Frigg, og er en kondensatbærende struktur i denne formasjonen.

Friggformasjonen og Heimdalformasjonen er adskilt av en sone bestående av veksling mellom sandlag og skiferlag. Denne sonen inneholder også en del vulkansk aske (tuff) og betegnes derfor vanligvis tuffsonen. Fig 2 I viser et generalisert snitt gjennom Friggformasjonen/Heimdalformasjonen.

Dersom tuffsonen er ugjenomtrengelig for væske og gass (impermeabel) og dessuten kontinuerlig under avsetningsområdet for Friggformasjonen, vil Friggformasjonen ha et lukket trykksystem. I årsberetningen for 1976 ga Oljedirektoratet en vurdering av de negative virkninger en slik situasjon vil ha for utnyttelsen av satelittfeltene, og konkluderte med at det vil være ønskelig ut fra reservoarbetragtninger å utvikle satelittfeltene så tidlig som mulig.

Muligheten er imidlertid til stede for at tuffsonen er diskontinuerlig eller på annen måte tillater trykk- og strømningsforbindelse mellom de to formasjonene. I dette tilfelle vil vann fra Heimdalformasjonen strømme inn i Friggformasjonen når Friggreservoaret produseres. Hvor kraftig denne vanninnstrømningen blir, vil avhenge av strømningsegenskapene i tuffsonen og Heimdalformasjonen, og dessuten av hvor mye gass og vann Heimdalformasjonen inneholder. En kraftig innstrømning av vann vil føre til at trykket i Friggformasjonen helt eller delvis opprettholdes. Produksjon fra Friggfeltet vil i dette tilfelle

FIG. 2H

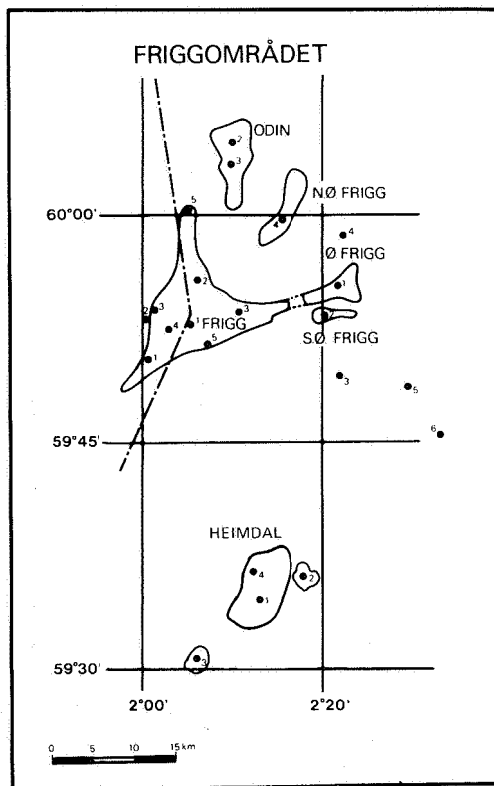
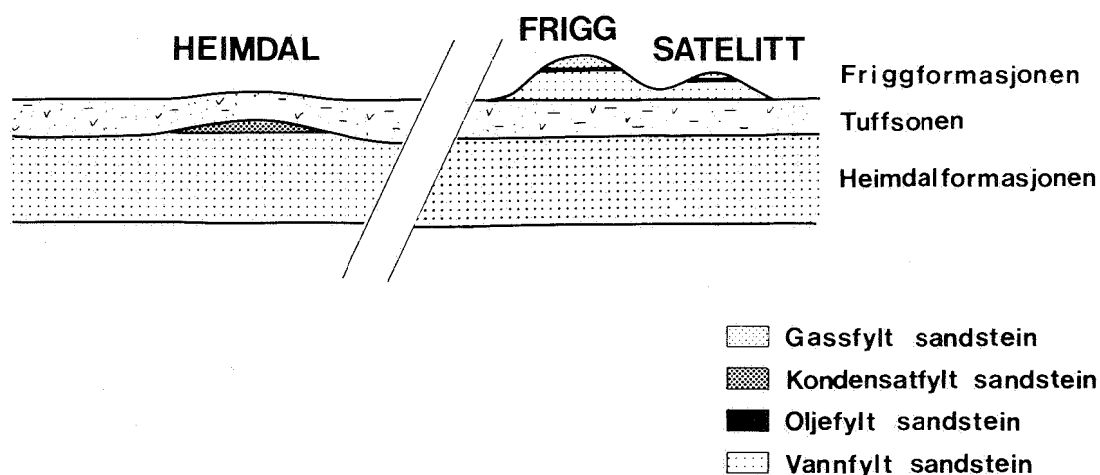


FIG. 21

## SKJEMATISK SNITT GJENNOM FRIGGOMRÅDET



ikke ha nevneverdig negativ virkning på utnyttelsen av satelittfeltene.

Kraftig innstrømning av vann vil imidlertid redusere utvinningsgraden for selve Friggfeltet. Dette skyldes at vannfronten vil nå hurtigere frem til brønnområdet enn ved liten eller ingen vanninnstrømning. Feltet vil derved måtte stenges p.g.a. for stor vannproduksjon selv om reservoartrykket fremdeles er høyt nok til å virke som effektiv drivmekanisme. Det innstrømmende vannet vil også «fange» en del av gassen og således hindre den i å strømme mot brønnområdet.

En reservoarstudie utført i samarbeid mellom Oljedirektoratet og Rogalandforskning indikerer at utvinningsgraden for Friggfeltet kan variere fra 60% til 90% avhengig av de eksisterende innstrømnings- og ekspansjonsforhold. Høyeste utvinningsgrad får vi i tilfellet med begrenset vanninnstrømning, lavest ved kraftig vanninnstrømning (dvs. fri trykkforbindelse mellom Heimdalformasjonen og Friggformasjonen). Det er foreløpig usikkert hvilke av de skisserte forhold som vil gjøre seg gjeldende i utvinningsprosessen. En observasjonsbrønn vil bli boret fra bore- og produksjonsplattformen DP2 i 1978. Denne vil trenge gjennom både Friggformasjonen, tuffsonen og Heimdalformasjonen. Observasjon av væskebevegelser og trykkvariasjoner i denne brønnen over tid vil kunne gi svar på om vanninnstrømning finner sted under produksjonen og i hvor stor grad. Det regnes imidlertid med at observasjoner vil måtte foretas over en periode på 1–2 år under full produksjon fra Friggfeltet før et forholdsvis sikkert svar kan gis.

Det vil fremdeles være ønskelig at utbygging av satelittfeltene finner sted så tidlig som mulig. Dersom tuffsonen er tett vil trykkreduksjon i satelittfeltene finne sted ved produksjon fra Frigg, og utvinningsgraden vil bli redusert som beskrevet i årsberetningen fra 1976. Dersom tuffsonen er gjennomtrengelig vil trykket opprettholdes ved vanninnstrømning fra Heimdalformasjonen. I dette tilfellet vil ikke tidsaspektet spille inn når det gjelder utvinningsgraden for satelittfeltene, men det vil være viktig for økonomien i feltene at utbygging finner sted innenfor levetiden av transportsystemene fra Frigg.

Den første gassen ble produsert fra Friggfeltet og levert til rørledningen 4. september 1977. Feltet var i kommersiell produksjon fra 13. september samme år. Produksjonsraten er blitt øket gradvis og lå på ca. 18 millioner Nm<sup>3</sup> pr. døgn ved årsskiftet 1977/78.

Totalproduksjonen for 1978 vil bli ca. 7,3 milliarder Nm<sup>3</sup>, og feltet vil nå en platåproduksjon på 15 milliarder Nm<sup>3</sup> årlig fra 1980.

Den daglige produksjon vil være gjenstand for sesongvariasjoner som følge av avtale med British Gas Corporation som er kjøperen av gassen fra Friggfeltet. Gjennomsnittsraten vil være ca. 40 millioner Nm<sup>3</sup> pr. døgn med en sesongvariasjon på  $\pm$  40%.

### 2.6.2 Felles utnyttelse (Unitisering)

Våren 1977 forelå rapporten fra det amerikanske konsulentfirmaet DeGolyer & MacNaughton om fordelingen av Frigg-gassen mellom Norge og Storbritannia. Rapporten konkluderer med at 60,82% av reservene ligger på norsk side og 39,18% på britisk side av delelinjen. Rettighetshaverne var på forhånd

ifølge avtale forpliktet til å godkjenne konsulentens resultater.

Norske og britiske myndigheter har hatt rapporten til vurdering og har ved utveksling av brev datert 12.12.1977 blitt enige om at den fordeling som er gitt ovenfor fastholdes. Oljedirektoratet utførte i denne sammenheng et omfattende kontrollarbeid på de resultater som er fremlagt i rapporten. Fordelingen vil kunne bli endret hvert 4. år med tilbakevirkende kraft dersom nye data og/eller beregninger gir grunnlag for dette.

### 2.6.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

På norsk side er det Elf Aquitaine Norge A/S som er operatør for Frigg når det gjelder utbygging og drift. Total Marine Norsk A/S har ansvar for bygging og drift av transportsystem samt terminalanlegg i St. Fergus, Skottland.

Feltet er på engelsk side bygget ut med

- CDP 1 – en kombinert bore- og produksjonsplattform
- TP – en prosess- og gassbehandlingsplattform
- QP – en plattform for bolig og kontrollsenter

På norsk side finnes følgende installasjoner:

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

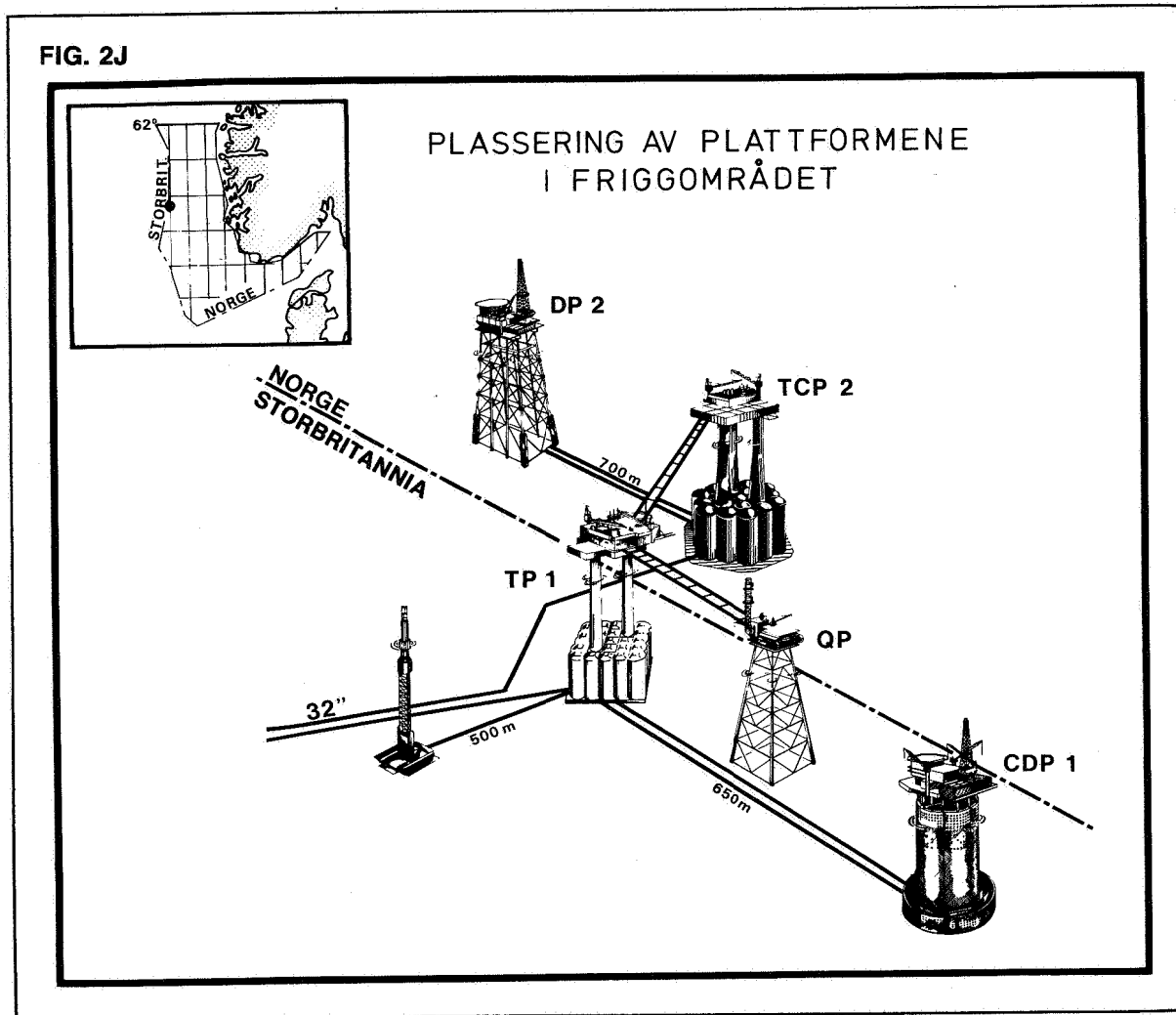
Fig. 2 J viser plasseringen av de forskjellige plattformene.

#### DP 2

Stålfundamentet til boreplattformen DP 2 ble satt i mai 1976 og plattformen var ferdig pelet i slutten av desember 1976. Installasjonsarbeid har pågått i 1977, og boretillatelse ble gitt i juli måned. Boring av produksjonsbrønner har pågått siden, og produksjonen ventes å komme i gang i 1978.

#### TCP 2

TCP 2 er en betongplattform av Condeep-type. Betongstrukturen består av 19 celler hvorav 3 er forlenget og danner skaftene på plattformen. På toppen av disse skaftene er dekket plassert. Dekket er av stål og bygget som en fagverkskonstruksjon. Modulene



med prosessutstyr er plassert på og i dekket. Det er gått med 53000 m<sup>3</sup> armert og forspent betong i betongstrukturen. Dekket veier 3500 tonn, mens modulene veier 8000 tonn. Tilsammen vil plattformen veie over 30000 tonn ferdig utstyrt og ballastet.

I et av betongskiftene er det plassert en indre sylinder som inneholder en del utstyr. I de to andre skiftene som er fylt med vann, kommer stigerørene opp. I det ene skiftet er det seks stigerør, 4 kommer fra DP 2, ett går til Skottland, og ett går til avbrenningstårnet. I det andre skiftet kommer rørene for de eventuelle fremtidige rørledningene opp. Dette er fra Heimdal og Ø-Frigg og til Norge.

Betongstrukturen er bygget i Åndalsnes og var ferdig i 1976. Dekket er delvis bygget på Stord og delvis ved flere verksteder i Frankrike. I Frankrike ble delene samlet til 2 store dekkskomponenter og fraktet på lekter til Stord vinteren 1977. På Stord ble disse komponentene koplet sammen og fraktet på en lekter til Åndalsnes i begynnelsen av april. I Åndalsnes ble dekket lastet på to lektere som ble tauet over betongstrukturen mens den var neddykket. Etter at dekket var festet med store bolter gjennom stålringen på undersiden av dekket og toppen av skiftene, ble plattformen løftet og lekterne tauet bort. Mens plattformen lå i Åndalsnes ble en del moduler og utstyr heist ombord.

Plattformen ble tauet fra Åndalsnes 8. juni og ankom Friggfeltet 14. juni. P.g.a. dårlige værforhold ble ikke plattformen satt før 22. juni. Siden plattformen skulle stå så nær de allerede plasserte plattformene, var det satt meget strenge krav til værforholdene. I tillegg er strømmen av en slik art at plasseringen bare kunne foretas 2 ganger i døgnet. Dette er den vanskeligste plassering som er foretatt og også den mest nøyaktige. Da plattformen var på plass, var den korteste avstanden til TP 1 bare 35 m, bare et par meter fra den ønskede posisjon, men langt innenfor toleransegrensene.

Oljedirektoratet har fulgt arbeidet i forbindelse med byggingen av TCP2-plattformen. Kontrollen er utført dels ved hjelp av konsulenter og dels ved eget personell. De nødvendige godkjenninger har blitt gitt under arbeidets gang, f.eks. kan nevnes godkjenning til utslepning fra dokk, nedsetting for montering av dekk og godkjenning for utslepning til og nedsetting på feltet.

Til å overvåke den strukturelle del av plattformen er det i samsvar med Oljedirektoratets krav støpt inn forskjellige typer instrumenter som vil gi informasjon om hvordan plattformen oppfører seg under påvirkning av vind, bølger og strøm. I tillegg er det montert instrumenter i grunnen under plattformen for samme formål.

Mellom TCP 2 og TP 1 er det montert en bro som er 75 m lang og veier 560 tonn. Broen ble satt på plass 11. august 1977 og er den første «broforbindelse» mellom Storbritannia og Norge.

#### 2.6.4 Rørledninger fra Frigg

Fra Frigg-feltet til St. Fergus i Skottland er det lagt to parallelle rørledninger, en fra TP 1 på britisk side av

feltet og en fra TCP 2 på den norske delen av feltet.

Rørledningene har en lengde på ca. 365 km og en diameter på 32". Foruten selve rørledningene inngår en kompressor plattform MCP-01 i transportsystemet. Denne er plassert omtrent midtveis mellom Frigg og St. Fergus og er felles for begge ledningene. Totalkapasiteten på transportsystemet er 60 millioner Nm<sup>3</sup> pr. døgn før kompressorene på pumpeplattformen tas i bruk og ca. 80 millioner Nm<sup>3</sup> pr. døgn etter at kompressorene er tatt i bruk.

Den britiske ledningen (fase 1 av utbyggingen) ble ferdig lagt og tatt i bruk høsten 1977. Den norske rørledningen (fase 2 av utbyggingen) ble ferdig sammenkoplet i 1977 og ventes å være klar til drift utpå nyåret 1978.

## 2.7 STATFJORDOMRÅDET

### 2.7.1 Utnyttelse av forekomstene

Statfjordområdet omfatter foreløpig feltene Statfjord, 33/9-Alfa og 33/9-Beta, fig. 2 K. Av disse er hittil bare Statfjord erklært kommersielt og besluttet utbygget. Murchison er et annet felt som både ligger geografisk i samme området og også på samme geologiske trend. Dette vil imidlertid bli behandlet særskilt som eget felt da det bygges ut etter egen utviklingsplan.

Statfjordfeltet består av to sandsteinsreservoarer av jura alder, betegnet Brentreservoaret og Statfjordreservoaret etter de geologiske formasjoner hvor de er påvist. Brentreservoaret ligger over Statfjordreservoaret, fig. 2 L. Geologien er tidligere omtalt i årsberetningen for 1974.

Brentreservoaret inneholder nesten tre ganger så mye hydrokarboner som Statfjordreservoaret. Beg-

FIG. 2K

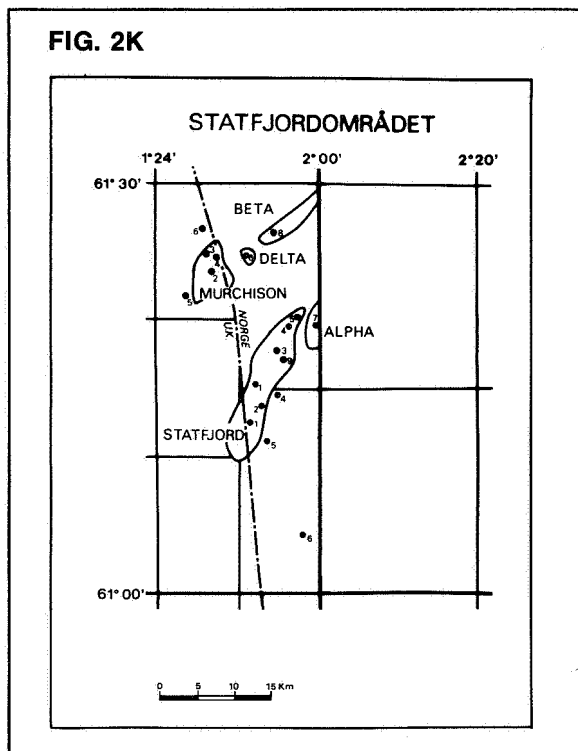
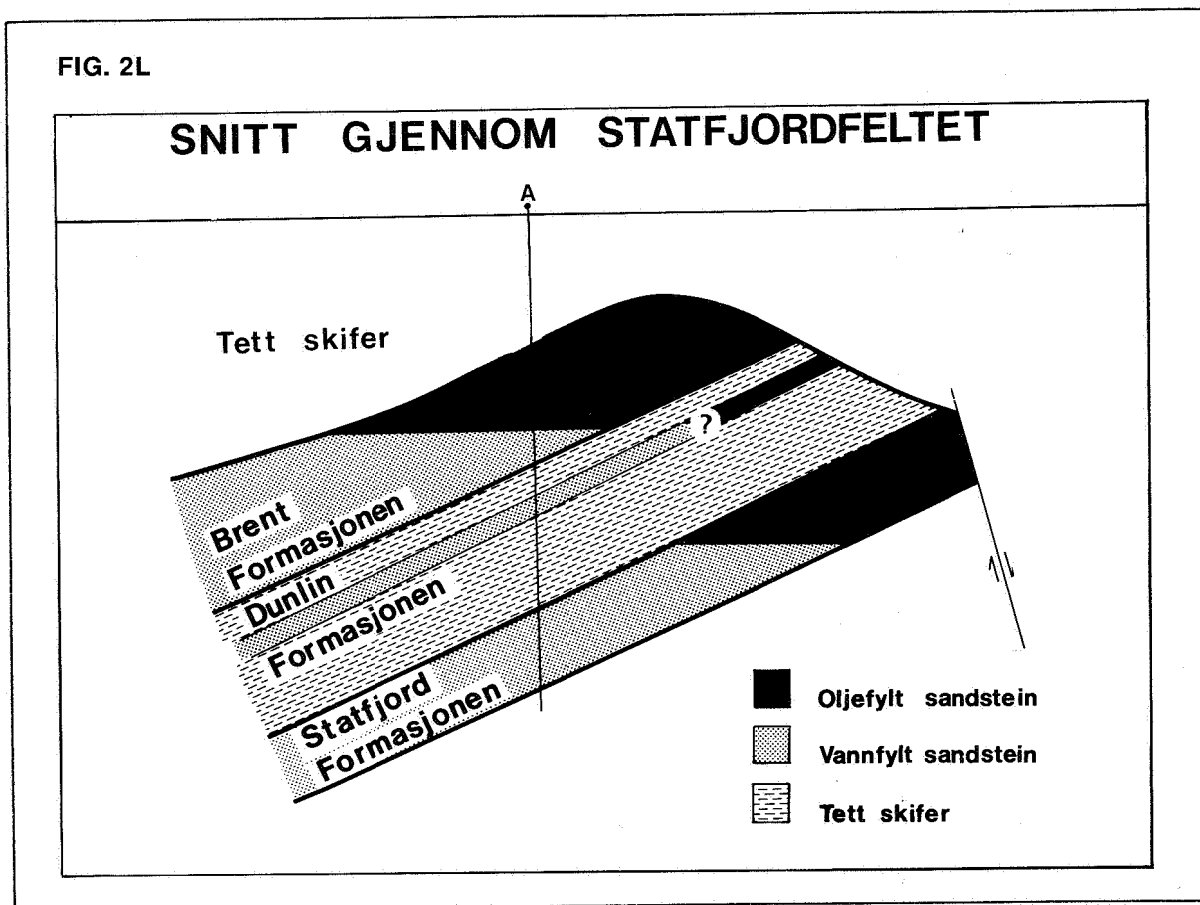


FIG. 2L



ge reservoarene inneholder umettet olje, dvs. at ved de trykk og temperaturer som er i reservoarene er all tilstedeværende gass løst i oljen og ytterligere gassmengder kan løses opp i den. Oljen i Brentreservoaret inneholder noe mer oppløst gass enn oljen i Statfjordreservoaret (ca. 250 Nm<sup>3</sup> gass/tonn olje mot ca. 200 Nm<sup>3</sup> gass/tonn olje). Trykk og temperatur i Brentreservoaret er henholdsvis ca. 382 bar og 90 °C mot ca. 406 bar og 94 °C i Statfjordreservoaret. Det trykket som vil gi fri gass i reservoaret (metningsstrykket eller kokepunktet) er i Brentreservoaret ca. 278 bar og i Statfjordreservoaret ca. 219 bar.

Under utvinningen av reservene vil trykket bli opprettholdt godt over metningsstrykket. Dette gjøres for å optimalisere reservoarets og brønnens leverings- evne. I Brentreservoaret vil trykket bli opprettholdt ved hjelp av vanninjeksjon. Prinsippet er at hver volumenhet hydrokarboner som produseres fra reservoaret erstattes med samme volumenhet vann som injiseres i reservoaret. Dette gjør at hydrokarbonene blir forhindret fra å utvide seg, og trykket holdes konstant. Vannet vil bli injisert i bunnen av reservoaret, og oljen vil bli produsert fra et høyere nivå. Det skapes på denne måten en vannfront som beveger seg fra injeksjonsbrønnene opp mot produksjonsbrønnene. Bak denne vannfronten vil det bli liggende igjen en del olje som ikke lar seg fortrenge. Effektiviteten av fortrenningen er forholdsvis usikker og avhenger bl.a. av porestrukturene i bergarten.

Operatøren, Mobil, antar i sine reservoarstudier at 30% av den tilstedeværende oljen blir liggende igjen bak vannfronten, dvs. fortrenningseffekten er på 70 %. Målinger på kjerneprøver fra reservoaret har imidlertid gitt fortrenningseffekter på fra 50% til 80%.

Den endelige utvinningsfaktoren kommer frem ved å multiplisere fortrenningseffekten med den brøkdel av reservoarets totalvolum hvor fortrenning finner sted. Operatøren har med bakgrunn i studier av matematiske modeller beregnet denne brøkdelen til ca. 0,85. Total utvinningsfaktor blir basert på dette lik  $(0,85) \cdot 70\% = 60\%$ .

De matematiske modellene representerer en strømnings teknisk forenkling og inkorporerer i liten grad reservoarets tildels komplekse geologi. Det er derfor stor usikkerhet knyttet til hvor stor del av totalvolumet som vil dreneres effektivt fra det antall brønner som er til disposisjon. På bakgrunn av de ovennevnte studier og sannsynligheten for mer komplekse reservoarforhold, har rettighetshaverne redusert utvinningsgraden fra 60% som beregnet ovenfor til 50%. Dette er i overensstemmelse med Oljedirektoratets vurdering.

De store gassmengdene som produseres fra Brentreservoaret, gjør det mulig å opprettholde trykket i Statfjordreservoaret ved å reinjisere produsert gass. Dermed tas det også vare på denne gassen for eventuell fremtidig utnyttelse. Gassen vil bli injisert i top-



pen av reservoaret, og olje vil bli produsert fra et lavere nivå. Fortrengning med gass er vanligvis mindre effektiv enn fortrengning med vann dersom gassen ikke er blandbar med oljen. Laboratorieforsøk har imidlertid indikert at den injiserte gassen vil blandes med oljen. I så fall vil gassen fortrenge all olje fra den delen av reservoaret den strømmer gjennom. Det er imidlertid en viss fare for at gassen bare vil strømme gjennom en liten del av reservoaret og på et forholdsvis tidlig tidspunkt nå frem til produksjonsbrønnene. Produksjonen av gass vil da øke kraftig samtidig som oljeproduksjonen fra reservoaret går tilbake. Vi får da en situasjon hvor store gassmengder sirkulerer uten å gi særlig mye igjen i form av olje. Salg av gass vil løse et slikt problem. Det foreligger i dag ikke noe sikkert anslag for når gassalg vil være nødvendig ut fra reservoarbetragtninger. Tidspunktet for når gassalg er teknisk/økonomisk mulig er under utredning hos Statoil/Mobilgruppen.

Maksimal utnyttelse av Statfjordfeltet er for det første avhengig av at den gjenværende oljemetning bak fortrenningsfrontene minimaliseres, dvs. fortrenningseffekten maksimaliseres. Fortrengning med blandbar gass er langt bedre enn fortrengning med vann, som igjen er bedre enn ikke blandbar fortrenning med gass. For det andre er maksimal utnyttelse avhengig av at fortrenningen blir effektiv i så stor del av reservoarvolumet som mulig. Generelt vil vann nå bedre ut i alle «kroker» av reservoaret enn gass, slik at vannfortrengning gir best volumdekning. I hvilken grad det vil lykkes å oppnå maksimal volumdekning ved vann- eller gassfortrengning, vil videre sterkt avhenge av hvor brønnene plasseres og hvilke rater de enkelte brønnene får produsere. En optimalisering av brønnplassering og produksjonsrater med hensyn til maksimal utnyttelse av reservene, er avhengig av at utviklingsplanen for feltet gjør det mulig å endre brønnplassering og rater etter hvert som kunnskapen om reservoarene øker.

### 2.7.2 Felles utnyttelse (Unitisering)

En mindre del av Statfjord ligger på britisk side av delelinjen mellom Norge og Storbritannia. Dette innebærer at avtaler om felles utnyttelse må inngås både mellom rettighetshaverne på norsk og britisk side og mellom norske og britiske myndigheter.

Rettighetshaverne arbeider med en slik avtale, som på engelsk kalles «Unitization Agreement», uten at noe endelig forslag til avtale foreligger ved utgangen av 1977. Inntil videre gjelder den foreløpige avtale av 17. juni 1976.

En avtale mellom norske og britiske myndigheter er også under utarbeidelse. Når rettighetshaverne har sin avtale ferdig og i henhold til denne er blitt enige om hvordan reservene i feltet skal fordeles, må avtalen legges frem til godkjenning for de to nasjoners myndigheter. I denne sammenheng fungerer Oljedirektoratet som norske myndigheters fagorgan.

Det tas sikte på å oppnå enighet om en avtale før produksjonen fra Statfjord starter.

### 2.7.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Utbyggingsplanene for Statfjord ble lagt frem i Stortingsmelding nr 90 (1975–76). Utbyggingen vil i henhold til disse planene foretas i to faser. Fase I består av en kombinert bore-, produksjons- og boligplattform som knyttes til en lastebøye ved hjelp av en rørledning. Fase II skulle bestå av to nye plattformer av samme type som den første, opplegg for bøyelasting og eventuelt en rørledning til land. Utbyggingen når det gjelder Fase II har imidlertid vært under revisjon i 1977, og nye planer vil bli lagt frem tidlig i 1978.

Den første plattformen, Statfjord «A», ble påbegynt i 1974 og installert på feltet i mai 1977. Det er en betongplattform av Condeep-typen med ståldekk. Betongkonstruksjonen er bygget i Stavanger, og ståldekket er fabrikkert på Stord.

Plattformen er fortsatt under utrustning. Boring planlegges å starte sommeren 1978, og operatøren regner med å kunne starte produksjon ett år senere.

Statfjord «A» vil få en maksimal produksjonskapasitet på ca. 40 000 tonn (300 000 fat) pr. døgn. Den gjennomsnittlige dagproduksjonen over ett år vil imidlertid bli maksimalt ca. 33 000 tonn (250 000 fat) pr. døgn, dvs. en maksimal årsproduksjon på ca. 12 millioner tonn.

Statfjord «A» har 42 brønnsliker, dvs. utganger som det kan bores gjennom. Av disse er det i første omgang planlagt å benytte 20 til produksjonsbrønner, 4 til gassinjeksjonsbrønner og 8 til vanninjeksjonsbrønner.

Plattformen vil bli utstyrt med fire vanninjeksjonspumper, hver med en kapasitet på 13 000 m<sup>3</sup> vann pr. døgn. Injeksjonsvannet vil være havvann fra ca. 50 m dyp, og oppløst luft vil bli fjernet fra vannet før det injiseres. Plattformen vil få installert rensekapasitet for 8000 m<sup>3</sup> produsert vann pr. døgn som etter rensing vil gå i sjøen.

Selve prosessanlegget vil bestå av fire separasjons-trinn hvor gass og olje skilles. Kapasiteten er på ca. 39 000 tonn olje pr. døgn med en assosiert gassmengde på opptil 220 Nm<sup>3</sup>/tonn. P.g.a. ilandføring med tankskip er det nødvendig at oljen holder et lavt damptrykk (10 RVP). Dette krever at så godt som all NGL vil måtte følge gassen og i første omgang bli reinjisert i reservoaret. Ved senere salg av gass gjennom en eventuell gassrørledning, vil det stilles krav til at gassens duggpunkt er lavt nok. Dette medfører at det vil være begrenset hvor meget av tyngre komponenter (NGL) som kan følge gassen uten at det blir utfelt væske i rørledningen. Dette kan resultere i at en netto strøm av NGL ikke kan følge verken gassen eller oljen. I den planlagte prosessen mener operatøren imidlertid å kunne unngå at en slik tredje strøm av NGL dannes.

Det vil bli installert en stor bom på plattformen for avbrenning av gass i nødtilfeller.

Lastebøyen som skal nyttes for ilandføring av olje ved hjelp av tankskip, er en fransk design. Den er bygget delvis i Norge og delvis i Frankrike og vil være ferdig installert sommeren 1978.

Rørledningen som skal forbinde Statfjord «A»

med lastebøyen, har en dimensjon på 36". Den ble plassert på feltet i juni 1977.

Plattformen er beregnet å koste 7150 millioner kroner.

I 1976 hadde Mobil klar planer for å bestille en ny plattform, Statfjord «B». Planene gikk ut på å bygge en plattform som i hovedtrekk var lik Statfjord «A».

Etter vurderinger av de sikkerhetsmessige sider ved konseptet, konkluderte Oljedirektoratet høsten 1976 med at det burde bygges en separat boligplattform i tilknytning til den foreslåtte Statfjord «B». En egen boligplattform ville etter Oljedirektoratets vurdering ha løst en del vesentlige sikkerhetsmessige problemer innen akseptable økonomiske rammer uten at dette ville forsinke utbyggingen.

Statfjordgruppen valgte imidlertid å utsette prosjektet for å forsøke å løse de sikkerhetsmessige problemene uten å bygge separat boligplattform. Gjennom det siste året har det vært løpende kontakt mellom Oljedirektoratet og Mobil, hvor forutsetningene for det nye plattformkonseptet for Statfjord «B» har vært diskutert. Dette forelå høsten 1977 og ble godkjent av Oljedirektoratet 19. desember. Det er lagt opp til en integrert plattform for boring, produksjon og innkvartering.

Det nye plattformkonseptet representerer et vesentlig sikkerhetsmessig fremskritt i forhold til det opprinnelig foreslåtte plattformkonsept for Statfjord «B». Imidlertid har Oljedirektoratet i sin godkjenning forutsatt at visse forutsigbare problemer må løses. Det er Oljedirektoratets oppfatning at dette lar seg gjøre.

En forutsetning for godkjenningen er videre at det pågående arbeid med utvikling av forbedrede evakueringsystemer resulterer i tilfredsstillende løsninger.

Statfjord «B» vil få en maksimal produksjonskapasitet på ca. 24 000 tonn (180 000 fat) pr. døgn. Den gjennomsnittlige dagsproduksjonen over ett år vil imidlertid bli maksimalt ca. 20 000 tonn (150 000 fat) pr. døgn, dvs. en maksimal årsproduksjon på ca. 7 millioner tonn.

Statfjord «B» vil få 42 brønnsliiser hvorfra det i første omgang vil bli boret 15 produksjonsbrønner, 4 gassinjeksjonsbrønner og 7 vanninjeksjonsbrønner.

Vanninjeksjonskapasiteten vil bli på 3 ganger 13 000 m<sup>3</sup> pr. døgn og renskapasiteten på produsert vann blir 4000 m<sup>3</sup> pr. døgn.

Prosessanlegget vil bestå av fire separasjonstrinn med en kapasitet på ca. 24 000 tonn olje pr. døgn og ca. 5,2 millioner Nm<sup>3</sup> gass. Gassinjeksjonskapasiteten vil tilsvare prosesskapasiteten. Plattformen får en lagringskapasitet for ca. 200 000 tonn olje.

Statfjord «B» er beregnet å koste 7 191 millioner kroner. Dersom bestilling av hovedutstyr påbegynnes i januar 1978 og betongstrukturen bestilles tidlig i 1978, vil plattformen, ifølge Mobil, kunne taes ut og plasseres på den sørlige delen av Statfjordfeltet fullt utrustet i midten av 1981. Produksjon vil kunne starte i 1982.

Oljedirektoratet finner det riktig å understreke at Mobil's timeplan inneholder en rekke usikre forut-

setninger som lett vil kunne medføre ett års forsinkelse.

I tilknytning til Statfjord «B» vil det bli bygget en lastebøye tilsvarende den som er knyttet til Statfjord «A».

Den nordlige delen av Statfjord vil ventelig bli utbygd med en produksjonskapasitet minst like stor som for Statfjord «B». I forbindelse med utbyggingen av den nordlige delen, vil det også være naturlig å se på andre funn i dette området.

## 2.8 Murchison

Murchison er et sandsteinsreservoar i samme geologiske formasjon som Brentreservoaret i Statfjord (fig. 2 K). Feltet er til nå kartlagt på grunnlag av tre borehull som alle er på britisk side av delelinjen. Den underliggende Statfjordformasjonen er vannbærende i disse borehullene, men hullene er satt lavt nede på strukturen og det er derfor mulig at det kan finnes olje høyere oppe (jfr. fig. 2 L). Dette vil i så fall bety et lite tillegg til feltets reserver.

Murchison ligger i likhet med Statfjord delvis på norsk og delvis på britisk side av delelinjen. Størstedelen ligger på britisk side.

De samme grupper rettighetshavere som i Statfjord deltar i utnyttelsen av dette feltet. Rettighetshaverne på norsk side erklærte feltet kommersielt høsten 1977. En stortingsproposisjon vedrørende Statoils deltagelse i utnyttelsen vil bli lagt frem våren 1978.

Det vil bli nødvendig å inngå samme typer avtaler for felles utnyttelse av Murchison som Statfjord, og en unitiseringsavtale er under utarbeidelse av rettighetshaverne.

Reservoaregenskapene (porøsitet, permeabilitet) er en del dårligere enn i Statfjordfeltets Brentreservoar. Trykket i reservoaret er ca. 443 bar og temperaturen ca. 110 °C. Metningstrykket for oljen i reservoaret er ca. 132 bar.

På samme måte som på Statfjord vil reservoartrykket på Murchison bli opprettholdt høyere enn metningstrykket ved hjelp av vanninjeksjon. I tillegg vil produsert gass bli reinjisert inntil salg av gassen er mulig. Dette innebærer at vann vil injiseres i bunnen av reservoaret og gass i toppen, og oljen vil bli produsert fra et sted mellom toppen og bunnen. En slik produksjonsplan stiller svært store krav til innbyrdes plassering av produksjonsbrønner og injeksjonsbrønner og brønnenes kompletteringsintervall. Sjansene for at produksjonsbrønner på et forholdsvis tidlig tidspunkt vil trekke til seg vann eller gass vil være ganske store. De operasjonsmessige problemer som derved oppstår kan komme til å få et slikt omfang at gassinjeksjon må opphøre.

Murchison vil bli utbygd med en fullt integrert plattform i stål. Produksjonskapasiteten vil bli 17 000 tonn (130 000 fat) pr. døgn i årsgjennomsnitt, dvs. en maksimal årsproduksjon på i overkant av 6 millioner tonn. Produksjon forventes å ta til i 1980.

Oljen vil bli ilandført i rørledning via det britiske Cormorantfeltet til Sullom Voe på Shetland. Den prosesserte oljen kan derved ha et høyt damptrykk

(100 RVP) som gjør det mulig å beholde NGL i oljestrømmen. Denne NGL vil bli tatt ut på terminaler i Sullom Voe, og råoljen vil derfra kunne transporteres i tankskip.

## 2.9 PETROLEUMSRESERVER

### 2.9.1 Status

Året 1977 ble lite oppløftende med hensyn til økning i petroleumsreservene på norsk kontinentalsokkel. På den ene siden er der ikke registrert nye data som gir grunnlag for å endre størrelsen på uoppdagede reserver, dvs. antatte risikovurderte reserver i strukturer som foreløpig ikke er boret. Forventningene for ikke-konsesjonsbelagte blokker sør for 62° N kan derfor sies å være de samme som for ett år siden.

På den andre siden, når det gjelder påviste reserver, så er det i 1977 kun gjort ett nytt funn, nemlig 1/9-Gamma. Funnene fra 1976, 33/9-Alfa, 33/9-Beta og 7/12 feltet i tillegg til 1/9-Alfa som ble testet omkring årsskiftet 1976/77, har ført til at påviste reserver har øket noe i forhold til det som ble rapportert i forrige årsberetning. Økningen er imidlertid ikke så stor som det var grunn til å vente når reservene i flere nye felt skulle legges til. Dette skyldes at reservene i flere tidligere påviste felt har blitt tildels betydelig redusert på grunnlag av nye data fremkommet i 1977.

Det er derfor på sin plass å peke på den usikkerhet som knytter seg til reservetall, slik det også har vært pekt på i tidligere årsberetninger.

For norsk sokkel sør for 62° N har Oljedirektoratet ved utgangen av 1977 følgende tall for sannsynlige **utvinnbare** reserver i millioner tonn oljeekvivalenter (avrundet til nærmeste 100 millioner tonn).

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

Kumulert produksjon fra Ekofisk og Frigg utgjør pr. 1.1.1978 totalt 48 millioner tonn oljeekvivalenter. Dette er ca. 3% av totale påviste reserver sør for 62° N og ca. 1% av totale sannsynlige reserver (påviste reserver + uoppdagede, risikovurderte reserver). Fig. 2 M illustrerer disse forhold, og det fremgår at produksjonen fra kontinentalsokkelen såvidt har begynt. Figuren viser også at utforskningen av sokkelen trolig ennå er inne i en tidlig fase, i og med at det regnes sannsynlig at over halvparten av de utvinnbare reserver sør for 62° N ennå ikke er påvist.

### 2.9.2 Felt som er besluttet utnyttet

Det er til nå besluttet å utnytte tilsammen 13 felt som helt eller delvis ligger på norsk område (Tabell IV). Dette er de samme felt av denne kategori som for ett år siden.

Nye boringer i løpet av året har ført til reduksjon i reserveanslaget for Cod. På Hod er det boret to nye hull. Resultatene fra disse boringene er ennå under vurdering. På Staffjord er det boret ett nytt undersøkelseshull i 1977. Det ble ved testing produsert olje fra Dunlininformasjonen i dette hullet (33/9-9), men reservemengden i denne formasjonen er så liten at totalreservene for feltet ikke er endret som følge av denne boringen. Nye reservetall er også utarbeidet for Murchison, Eldfisk, Ø-Eldfisk, Tor, Albuskjell, Valhall, Hod og Frigg, basert på nye tolkninger og vurderinger. For Edda, Ekofisk og V-Ekofisk er reserveanslagene for tilstedeværende olje- og gassmengde uendret i forhold til i fjor. Imidlertid er utvinnbare reserver øket noe for Ekofisk. Dette skyldes gunstig virkning av gassinjeksjon i feltet.

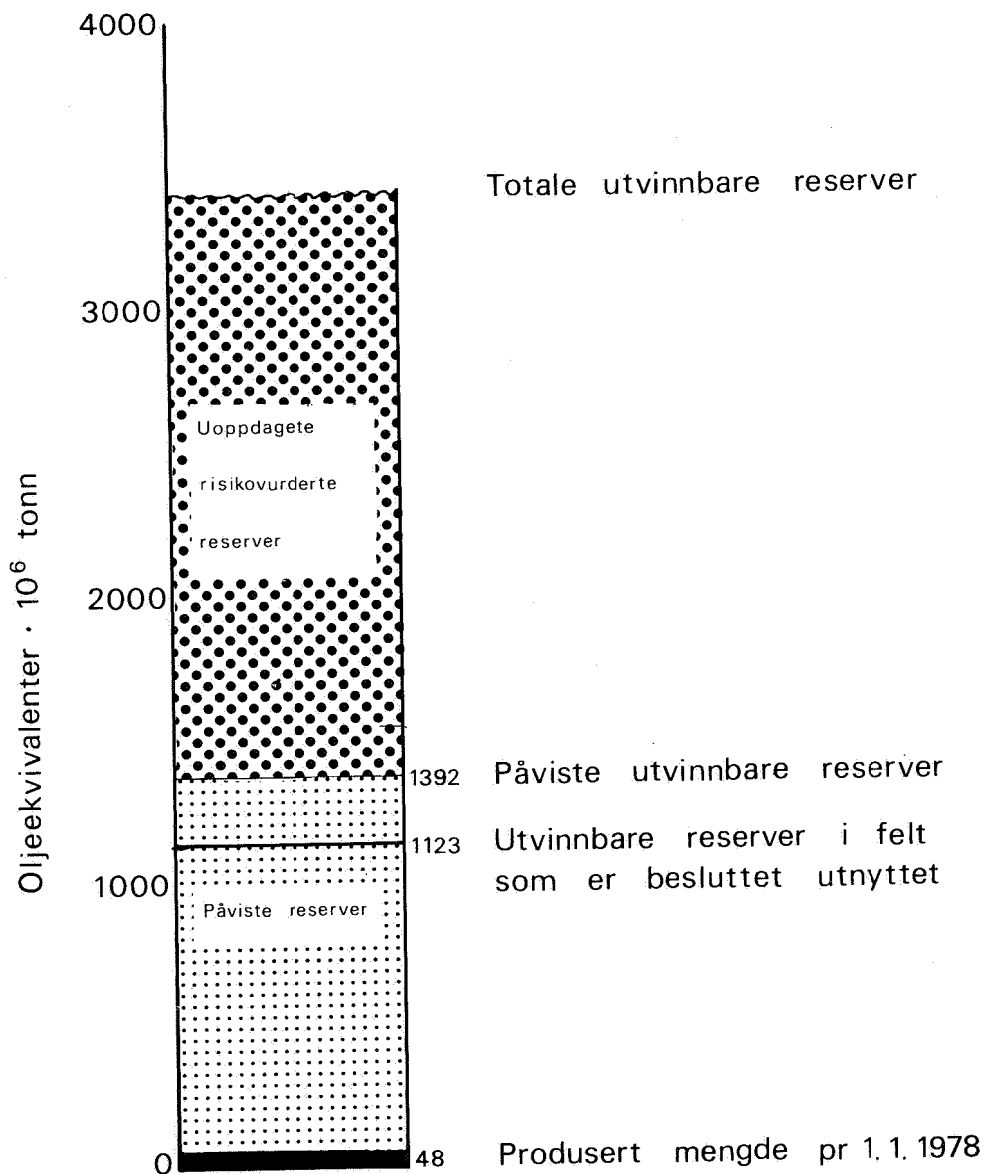
Tre av feltene, Frigg, Staffjord og Murchison, ligger delvis på norsk og delvis på britisk kontinentalsokkel. Når det gjelder Frigg, er det oppnådd avtaler om felles utnyttelse (unitisering) både mellom rettighetshaverne og mellom de to lands myndigheter.

**TAB. IV  
SANNSYNLIGE RESERVER I FELT SOM ER BESLUTTET UTNYTTET**

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	40	45	21	35
Cod	4	9	2	5
Edda	26	8	6	6
Ekofisk	690	174	139	123
V-Ekofisk	60	36	21	22
Eldfisk	399	140	58	52
Ø-Eldfisk	38	13	6	8
Frigg (60.82%)	–	(247) 150	–	(185) 113
Hod	28	10	9	3
Murchison (17.1%)	(96) 16	(8) 1	(44) 7	(4) 1
Staffjord (88.88%)	(660) 590	(136) 120	(330) 295	(68) 59
Tor	96	29	26	18
Valhall	206	54	50	38
<b>Sum norske reserver</b>	<b>2193</b>	<b>789</b>	<b>640</b>	<b>483</b>

FIG. 2M

# UTVINNBARE RESERVER SØR FOR 62°N PR. 1.1.1978



**TAB. V**  
**SANNSYNLIGE RESERVER I FELT SOM IKKE ER BESLUTTET UTNYTTET**

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	
Flyndre (36.2%)	<1		<1	
NØ-Frigg		18		14
SØ-Frigg		2		1
Ø-Frigg		8		6
Heimdal		50		40
Murphy		<2		<2
Odin		40		30
Sleipner	53	64	10	44
SØ-Tor	14	4	3	3
1/9-Alfa	40	30	4	23
7/12	50	7	18	2
33/9-Alfa	31	4	15	2
33/9-Beta	65	3	33	2
SUM	326	232	100	169

Reservetallene for Frigg i Tabell IV viser norsk andel i henhold til disse avtaler, med totalreservene i parentes. Det fremgår at norsk andel av Frigg er øket betydelig i forhold til den tidligere vilkårlig avtalte fordelingen som ble gitt i forrige årsberetning.

For Staffjord og Murchison er det bare foreløpige anslag for fordelingen som er benyttet i Tabell IV, idet endelige avtaler ikke foreligger. For Staffjord er norsk andel basert på en foreløpig vurdering foretatt av rettighetshaverne, mens det for Murchison er Oljedirektoratets beregninger av fordelingen som er gitt i tabellen.

Total mengde tilstedeværende olje i felt som er besluttet utnyttet, viser en reduksjon (80 millioner tonn) i forhold til anslagene gitt i forrige årsberetning, mens tilstedeværende gassmengde viser en ubetydelig økning (4 milliarder Nm<sup>3</sup>).

Tilstedeværende gassreserver er i virkeligheten redusert for enkelte felt (Albuskjell, Cod, Valhall) og når totale gassreserver er øket, skyldes dette økningen i norsk andel av Frigg.

Utvinnbar mengde olje er redusert med 6 millioner tonn i forhold til forrige årsberetning, mens utvinnbar gassmengde viser en økning på 4 milliarder Nm<sup>3</sup>.

Utvinningsgraden er justert noe for de fleste feltene slik at endring i tilstedeværende reserver ikke alltid står i forhold til endring i utvinnbare reserver.

### 2.9.3 Felt som ikke er besluttet utnyttet

I denne gruppen har vi tre typer felt:

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

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

Tabellen inneholder 5 nye funn i forhold til forrige årsberetning. Flyndre har ikke vært omtalt tidligere pga. sin beskjedne størrelse, mens 33/9-Alfa, 33/9-Beta, 1/9-Alfa og 7/12 er nye lovende felt. Av de eldre feltene er det fortsatt Sleipner, Heimdal og Friggsatelittene inklusive Odin som er mest aktuelle med tanke på produksjonsutvikling. Enkelte av reservetallene gitt i tabellen er justert i forhold til forrige årsberetning pga. nye tolkninger.

#### Sleipner

Statoil/Esso/Norsk Hydro ble 3. desember 1976 tildelt blokkene 15/8 og 15/9 (utvinningstillatelse nr. 046). Det var da kjent at Sleipner som ble påvist av Esso i Blokk 15/6, strekker seg inn i 15/9. Resultatene av avgrensningshullene 15/6-5 og 15/9-1 som ble boret i 1977, førte til en sterk reduksjon i reservene for feltet i forhold til tidligere anslag.

#### Heimdal

Det ble ikke boret nye hull på Heimdal i 1977. Det borehullet som var planlagt for å teste prospekter i jura, er foreløpig utsatt i påvente av ny tolkning basert på nye seismiske data. Det er mulig at dette hullet vil bli boret i 1978. Utbyggingsplanene for feltet er inntil videre lagt på is og vil bli sett i sammenheng med resultatet av juratesten.

#### Friggsatelittene

Til Friggsatelittene regnes Odin, NØ-Frigg, Ø-Frigg og SØ-Frigg. Odin er det største av disse og Esso arbeider med utbyggingsplaner for feltet, uten at det i øyeblikket foreligger noe konkret om resultatet av dette arbeidet. Også Ø-Frigg er under vurdering for utvikling. Operatøren, Elf Aquitaine, vurderer å an-

vende ny teknologi, komplettering på havbunnen (subsea completion), på dette feltet. Feltet vil i så fall bli knyttet til produksjonsanleggene på Friggfeltet via rørledning. Dersom Ø-Frigg på denne måten kan utvikles kommersielt, vil dette kunne åpne for tilsvarende utvikling f. eks. også av NØ-Frigg.

### 1/9-Alfa

Feltet 1/9-Alfa ligger i Blokk 1/9 ca. 20 km sørvest for Ekofiskfeltet. Konsesjonen på Blokk 1/9 (utvinningstillatelse nr. 044) ble tildelt Statoil/Phillips-gruppen i 1976 med Statoil som operatør.

1/9-Alfa ble funnet ved boring av 1/9-1 omkring årsskiftet 1976/77. Et omfattende testeprogram påviste gass og olje fra en finkornet krittbergart tilhørende Ekofiskformasjonen og Torformasjonen. Vanddypet over feltet er ca. 70 m.

Med avgrensningshullet 1/9-2 ble funnet bekrefte, selv om testene var mindre positive. Det tredje borehullet på feltet, 1/9-3, ble påbegynt høsten 1977, men ble forlatt p. g. a. tekniske problemer før reservoaret var nådd. Det er sannsynlig at hullet vil bli fullført i 1978.

Funnet er ennå ikke erklært kommersielt drivverdig.

### 33/9-Alfa

Dette feltet ligger like nordøst for Staffjord, og ble påvist ved boring av 33/9-7. Kun ett hull er foreløpig boret på strukturen. Det ble funnet olje i Brentformasjonen i et dyp på ca. 2 450 m. Vanddypet over feltet er ca. 140 m, men varierer sterkt i området etter som vi befinner oss på flanken av Norskerenna.

Rettighetshaverne i 33/9 er Statoil/Mobilgruppen. Det er mulig at 33/9-Alfa strekker seg inn i den ikke-konsesjonsbelagte naboblokken 34/7. Feltet ligger så nær den nordlige delen av Staffjordfeltet at det vil være naturlig å vurdere eventuell produksjon i sammenheng med Staffjordutbyggingen.

### 33/9-Beta

Feltet ligger i det nordøstlige hjørnet av Blokk 33/9 og ble påvist ved boring av 33/9-8. Dette er foreløpig det eneste hullet på strukturen. Det ble funnet olje i en sandstein av øvre jura alder på et dyp av ca. 2650 m. Det ble også funnet olje i Brentformasjonen (midtre jura) på ca. 2700 m. Vanddypet øker sterkt mot nordøst over feltet idet vi igjen befinner oss på flanken av Norskerenna. På lokaliteten for borehullet 33/9-8 er vanddypet ca. 260 m.

33/9-Beta ligger nærmere Murchison enn Staffjord, og det er ventet at eventuell produksjon vil bli vurdert i sammenheng med et av disse feltene som allerede er besluttet utnyttet.

### Flyndre

Feltet ligger i den sørøstlige delen av Blokk 1/5 og krysser grenselinjen til Storbritannia. Konsesjonen på Blokk 1/5 (utvinningstillatelse nr. 018) ble tildelt Phillips-gruppen i 1965. Feltet ble påvist tidlig i 1974 ved boring av 1/5-2. Hydrokarboner ble testet i en

sandstein av paleocen alder og i en krittbergart av øvre kritt alder. Vanddypet over feltet er ca. 70 m. Feltet anses ikke å være økonomisk drivverdig på det nåværende tidspunkt.

## 2.10 Produksjonsprognoser

I denne femte årsberetning om Oljedirektoratets virksomhet, kan det være passende å starte beskrivelsen av produksjonsprognosene med et tilbakeblikk. Figurene 2N og 2O viser produksjonsprognosene for henholdsvis gass og olje i de fire første år sammenstilt med oppnådd produksjon. Det er tydelig at prognosene har vært for optimistiske. Prognosene fra 1973 overestimerte f.eks. produksjonen av oljeekvivalenter med 225, 120, 150 og 120% i hvert av de fire påfølgende år.

Selv om Oljedirektoratet fra et tidlig tidspunkt baserte prognosene på egne reserveberegninger, så ble rettighetshavernes prognoser benyttet for den tidlige produksjon som hovedsakelig er avhengig av fremdriften i utbyggingsarbeidet. På dette tidspunkt hadde ikke Oljedirektoratet tilstrekkelig kapasitet til å vurdere utbyggingsplanene for prognoseformål. Arbeidet med å gå igjennom grunnlaget for de kort-siktige produksjonsprognoser tok til først i 1975. Til tross for at dette medførte en markert forbedring, skulle det likevel vise seg vanskelig å unngå å være for optimistisk. Brannen på 2/4A plattformen og den utskifting av stigerør som fulgte etter denne gjorde at prognosene ble ca. 10% for høye i 1976. Utblåsingen av brønn 2/4B-14, uventet utsettelse av produksjonsstart fra V-Ekofisk og uventet lang forsinkelse i start av gass-salget, førte til at prognosene i årsberetningene for 1975 og 1976 overvurderte produksjonen i 1977 med 50–60%.

I den senere tid er kravet til pålitelighet for prognosene blitt skjerpet vesentlig. Utbyggingen av Oljedirektoratet har dessuten gjort det mulig å vurdere et bredere spekter av de forutsetningene som rettighetshavernes prognoser bygger på. De vesentligste av disse er beskrevet i kapittel 12.

FIG. 2N

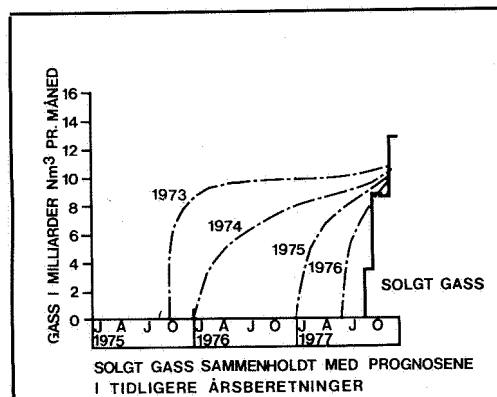
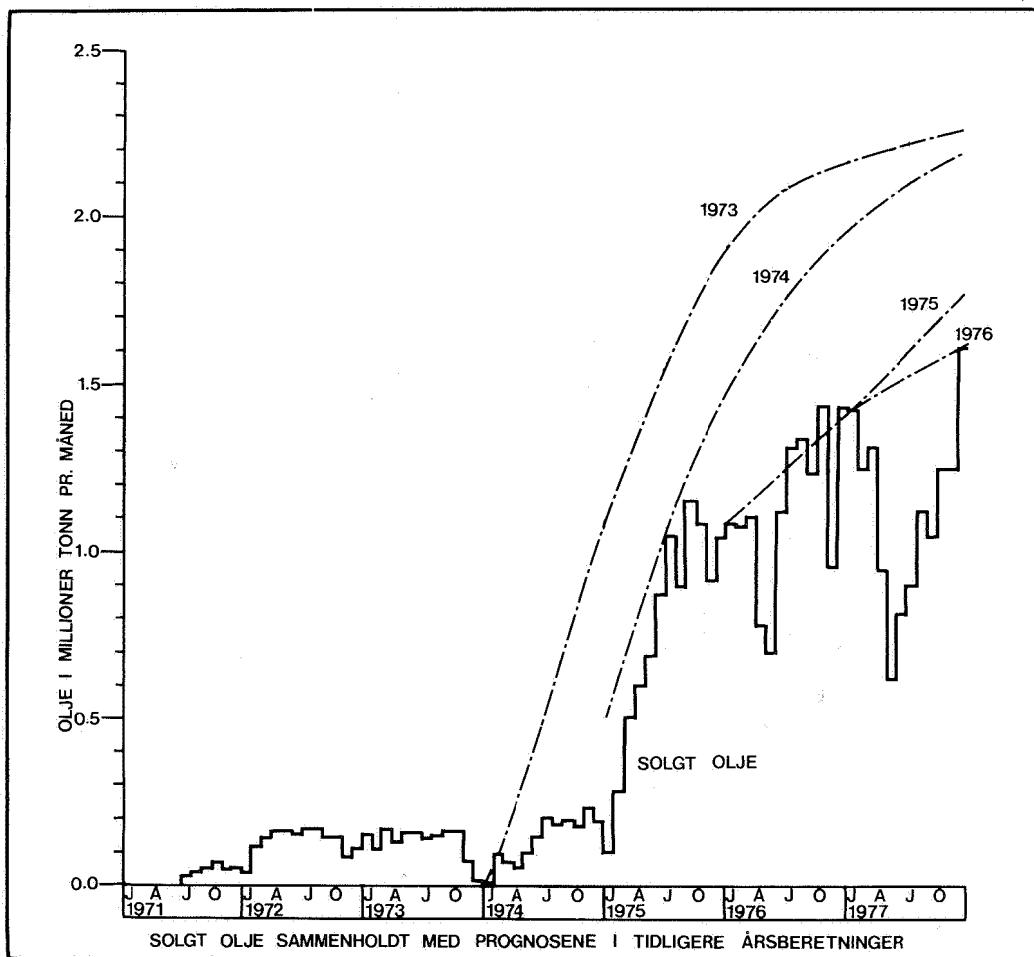


FIG. 20



Denne utvikling forhindrer imidlertid ikke at det fortsatt er stor usikkerhet i prognosene.

Oljedirektoratets prognoser for produksjon av petroleum frem til år 2000 er vist i figur 2P. Prognosen for felt som er besluttet utnyttet viser en noe lavere produksjon frem til 1980 enn tilsvarende prognose i fjorårets årsberetning.

I perioden 1981 til 1983 venter Oljedirektoratet ikke lenger noen markert nedgang i produksjonen. Dette skyldes at Valhall A nå er besluttet utbygget. Videre ventes det ikke lenger noen markert kulminasjon av produksjonen i 1985. Dette har sin årsak i at Oljedirektoratet ikke har funnet utbyggingsplanene for de resterende plattformene på Statfjordfeltet tilstrekkelig konkretisert til å kunne basere produksjonsprognosene på den foreløpige fremdriftsplan som rettighetshaverne har antydnet. Utbyggingen vil her bli fulgt nøye, slik at prognosene kan justeres i god tid dersom fremdriften skulle vise seg å bli en annen enn forholdene i dag tyder på.

En fjerdedel av de utvinnbare reservene som er påvist på kontinentalsokkelen finnes i felt som er under vurdering. Noen av disse feltene vil antagelig

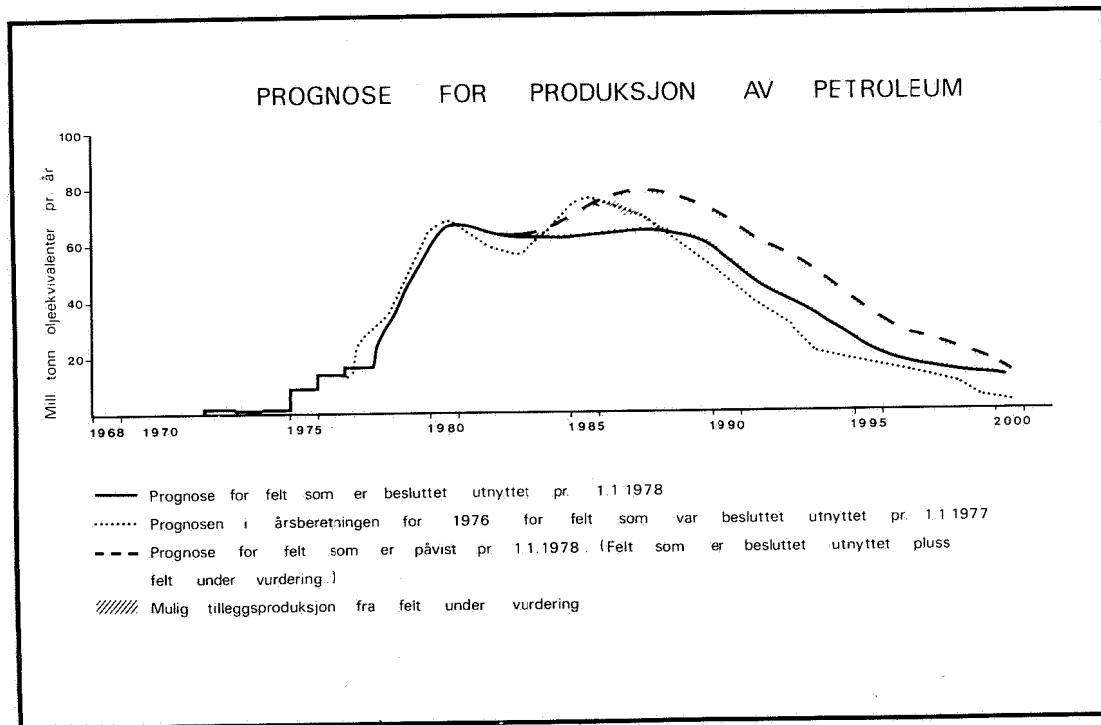
bli utnyttet. Figur 2P gir også et anslag for den produksjon som kan ventes fra slike felt. Denne produksjonen kan under gunstige forutsetninger bli betydelig fra 1983 slik at den samlede produksjonen fra alle funn som hittil er gjort kan komme opp mot 80 millioner tonn oljeekvivalenter i siste halvdel av 1980-årene. Dette er 10 millioner tonn lavere enn fjorårets prognose viste.

Reservesituasjonen er vist i figur 2Q. Den øverste kurven viser utviklingen av resterende tilstedeværende reserver over tid. Den nederste kurven viser de utvinnbare reservene i funn som er besluttet utnyttet.

Tilveksten i utvinnbare reserver er her ført opp i det året den første hovedplanen for utbygging av feltene ble godkjent. Tilveksten i tilstedeværende reserver er ført opp i året for boring av første hull i feltet.

De utvinnbare reservene er for lave til å kunne opprettholde en stabil produksjon på ca. 90 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år. Påviste utvinnbare reserver utgjør pr. 1.1.1978 ca. 1400 millioner tonn oljeekvivalenter, hvorav ca. 1100 er fra felt som er besluttet utnyttet. De siste tre år har gjennomsnittlig tilvekst pr. år i påviste utvinnbare reserver vært ca. 70

FIG. 2P



millioner tonn. For å oppnå en stabil produksjon på 90 millioner tonn pr. år, må i første omgang utvinnbare reserver fra felt som er besluttet utnyttet, bringes opp fra 1100 til minimum 1500 millioner tonn ved nye funn og delvis ved at påviste felt under vurdering blir besluttet utnyttet. Videre må fremtidig undersøkelsesaktivitet sikre en gjennomsnittlig tilvekst pr. år i utvinnbare reserver som ligger noe høyere enn 90 millioner tonn, da en del av disse reserver erfaringsmessig ikke blir utnyttet. Reserve-situasjonen kan imidlertid lett endre seg dersom det gjøres ett eller flere større funn i nær fremtid.

Av figur 2Q går det frem at det er funnet ca. 2500 millioner tonn oljeekvivalenter som ikke kan utnyttes eller som ikke er planlagt utnyttet. Omtrent 300 millioner av disse anses å være utvinnbare fra felt under vurdering.

Ved assistert utvinning (dvs. injeksjon av fortrenningsmiddel), spesielt i feltene i Ekofisk-området, kan ytterligere mengder gjøres utvinnbare. Hittil er det f.eks. injisert mindre mengder gass i Ekofiskfeltet. Dette har sannsynligvis ført til en vinning på ca. 9 millioner tonn olje. (Se forøvrig beskrivelsen under kapittel 2.4.1 foran).

Statfjord og Murchison er planlagt utnyttet ved å fortrenge petroleum med vann og gass. Dette betyr at utvinningsgraden blir omkring 50% istedet for ca. 28% slik at de utvinnbare norske oljereservene er ca. 130 millioner tonn større enn de ellers ville vært.

## 2.11 TILBAKELEVERING AV KONSESJONSBE-LAGTE OMRÅDER

I løpet av 1977 har det funnet sted obligatorisk tilbakelevering av konsesjonsområder i to utvinningstillatelser. Det var første gangs tilbakelevering i utvinningstillatelse 036, tildelt i 1971, og annen gangs tilbakelevering i utleveringstillatelse 034, tildelt 1969.

Det ble i 1977 gitt dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene for utvinningstillatelse 019, da BP/Conoco-gruppen etter søknad fikk tilbake de områdene i blokkene 7/12 og 2/1 som ble frivillig tilbakelevert i 1976.

I løpet av 1977 har det også vært betydelige frivillige tilbakeleveringer. I alt 7902 km<sup>2</sup> av de konsesjonsområdene som ble tildelt i 1965 ble tilbakelevert, slik at bare 7399 km<sup>2</sup> av de 42 106 km<sup>2</sup> som ble tildelt i 1965 nå er konsesjonsbelagt.

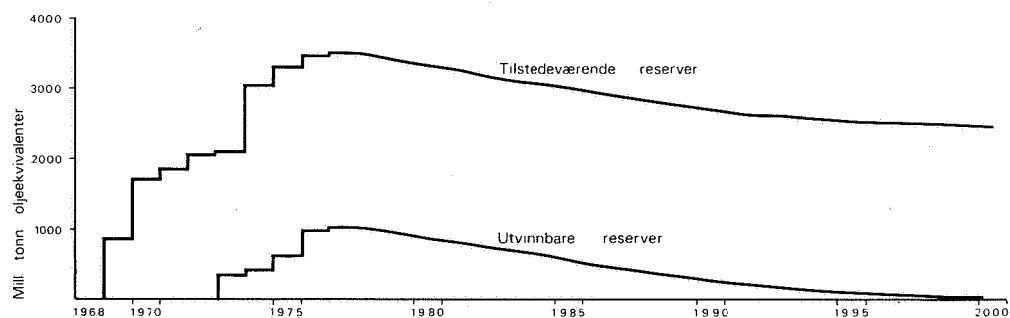
46 av blokkene som ble tildelt i 1965 er nå tilbakelevert i sin helhet. Det gjelder blokkene 2/2, 3/1, 3/2, 3/3, 6/3, 7/1, 7/2, 7/4, 7/8, 7/9, 8/1, 8/2, 8/3, 8/5, 8/6, 8/7, 8/9, 8/12, 9/7, 9/8, 9/9, 9/10, 9/11, 9/12, 10/5, 10/7, 10/8, 10/9, 10/10, 10/11, 10/12, 11/7, 11/8, 11/9, 11/10, 16/2, 16/7, 16/9, 16/12, 17/4, 17/8, 17/9, 17/10, 17/11, 18/7, 18/11.

Tilsammen er det pr. 1. januar 1978 konsesjonsbelagt arealer som spesifisert i Tab. VI, fordelt på utvinningstillatelser som spesifisert i Tab. VII.



FIG. Q

TILSTEDEVÆRENDE RESERVER I FUNN SOM ER GJORT  
PR. 1.1-1978 OG UTVINNBARE RESERVER I FUNN SOM  
ER BESLUTTET UTNYTTET PR. 1.1-1978.



## 2.12 TILDELING AV NYE KONSESJONER

Det ble tildelt 4 nye utvinningstillatelser i 1977:

### Utvinnningstillatelse 047

Ved Kgl. res. av 7. januar 1977 ble utvinningstillatelse 047, som omfatter blokkene 33/2 og 33/5, meddelt følgende selskap:

- Den norske stats oljeselskap	50,000%
- Norsk Hydro Produksjon A/S	13,840%
- Elf Aquitaine Norge A/S	17,440%
- Total Marine Norsk A/S	8,720%
- Deminex (Norge) A/S	10,000%

Statoil bærer ingen av omkostningene i letefasen. Statoil's deltakelse økes i samsvar med en avtalt skala dersom det gjøres funn som er kommersielt utnyttbare, idet topproduksjonen fra blokkene blir bestemmende for Statoil's andel.

Norsk Hydro er operatør på blokkene, og det er inngått en teknisk assistanse-avtale mellom dette selskapet og Elf/Total. Det obligatoriske arbeidsprogrammet omfatter bl.a. boring av 3 undersøkelshull, med mulighet for å redusere dette til 2 dersom resultatene etter de to første borehullene klart viser at det ikke er grunnlag for ytterligere boring.

TAB. VI Konesjonsbelagte arealer pr. 1.1.1978

Konesjoner meddelt	Opprinnelig areal km <sup>2</sup>	Tilbakelevert areal km <sup>2</sup>	Konesjonsbelagt areal km <sup>2</sup>	Fordelt på antall blokker
1965	42 106 041	34 706 575	7 399 466	32
1969	5 878 647	1 665 643	4 213 004	13
1971	523 937	130 726	393 211	1
1973	586 834	0,0	586 834	2
1975	2 329 206	0,0	2 329 206	8
1976	2 066 872	0,0	2 066 872	7
1977	1 075 727	0,0	1 075 727	5
	54 567 264	36 502 944	18 064 320	68

**TAB VII Utvinningstillatelser pr. 1.1.1978**

Meddelt med virkning fra	Utvinning- tillatelse nr.	Totalt areal km <sup>2</sup>	Antall blokker
1 sept 1965	001-021	39 842 476	74
7 des 1965	022	2 263 565	4
23 mai 1969	023-031	4 107 833	9
30 mai 1969	032-033	746 255	2
14 nov 1969	034-035	1 024 529	2
11 juni 1971	036	523 937	1
10 aug 1973	037	586 834	2
1 april 1975	038-042	2 329 206	8
6 aug 1976	043	604 559	2
27 aug 1976	044	193 077	1
3 des 1976	045-046	1 270 682	4
7 jan 1977	047	266 979	2
18 feb 1977	048	321 500	2
23 des 1977	049	485 802	1
		54 567 264	114

#### Utvinningstillatelse 048

Ved Kgl res av 18. februar 1977 ble utvinningstillatelse 048, som omfatter blokkene 15/2 og 15/5, meddelt følgende selskap:

– Den norske stats oljeselskap A/S	50,000%
– Norsk Hydro Produksjon A/S	17,300%
– Elf Equitaine Norge A/S	21,800%
– Total Marine Norsk A/S	10,900%

Norsk Hydro skal være operatør, med teknisk bi-standsavtale med Elf/Total. Rettighetshaverne har forpliktet seg til å bore 3 undersøkelseshull, hvorav det første, 15/5-1, ble startet i november 1977 med riggen Treasure seeker.

#### Utvinningstillatelse 049

Ved Kgl. res. av 23. desember 1977 ble utvinningstillatelse 049, som omfatter blokk 33/6, meddelt følgende selskap:

– Den norske stats oljeselskap A/S	50,000%
– Norsk Agip A/S	30,000%
– Deminex (Norge) A/S	20,000%

Dette er den siste tildeling i den såkalte 3 konsesjonsrunde. Blokken ligger på forholdsvis dypt vann rett nord for Staffjord-blokkene.

Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 019 har fått dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene for de delene av blokk 7/12 og 2/1 som de frivillig tilbakele-

verte i 1976. Gruppen har fått beholde disse delene på betingelser som for nye konsesjoner. Fordelingen blant lisensinnehaverne for ovenfor nevnte områders vedkommende er som følger:

– Den norske stats oljeselskap A/S	50,000%
– BP Petroleum Development of Norway A/S	26,625%
– K/S Pelican & Co A/S	4,000%
– Norske Conoco	19,375%

Følgende blokker er foreslått utlyst i 4 konsesjonsrunde:

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

#### 2.13 ANDELSEVERDRAGELSER

I løpet av 1977 er følgende andelsoverdragelser blitt godkjent i henhold til § 48 i Kgl. res. av 8. desember 1972:

##### Tillatelse 013, 014, 015

Disse tillatelsene omfattet opprinnelig 11 blokker og ble tildelt Texaco/Chevron-gruppen i 1965. Alle blokkene, unntatt blokk 9/4 (tillatelse 013) er nå tilbakelevert i sin helhet.

1. desember 1975 ble det gitt samtykke til at Deminex (Norge) A/S, Petroswede Norway A/S og K/S Pelican & Co A/S overtok halvparten av interessene til Texaco Overseas Petroleum Company og Chevron Petroleum Company of Norway, som utgjorde 50%. Samtykke ble gitt på vilkår av at partene påtok seg å bore 2 nye undersøkelseshull og at Statoil's deltakelse ble utvidet fra 10% til 20%. På samme

måte som for nye konsesjoner, skulle Statoil ikke betale letekostnader.

Etter å ha boret de to undersøkelseshullene anmodet gruppen om at Conoco, Texaco, Chevron og Petroswede fikk overdra sine andeler til de øvrige selskapene. Dette ble gitt samtykke til under forutsetning av at ingen borevirksomhet ble foretatt i konsesjonsområdet før ny operatør ble utpekt og godkjent. Fordelingen blant lisensinnehaverne ble etter dette:

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

31. juli 1977 ble det samtykket i at Saga, Petroswede og Scandinavian Sun Oil A/S fikk tre inn i gruppen. Saga ble utpekt som operatør. Fordelingen er etter dette:

- Den norske stats oljeselskap A/S	20%
- Saga Petroleum A/S	16%
- Deminex (Norge) A/S	32%
- K/S Pelican & Co A/S	4%
- Petroswede Norway A/S	8%
- Scandinavian Sun Oil A/S	20%

#### Tillatelse 005

Union Oil Norge A/S har overtatt en 54% andel i denne tillatelsen, som omfatter blokkene 7/3, 7/6, og 8/4 idet de opprinnelige rettighetshaverne (Amoco, Texas Eastern, Amerada og Noco) har redusert sine andeler forholdsmessig. Overdragelsen ble godkjent 20. januar 1977 på vilkår av at Statoil gis en 10% deltakerandel, at det bores ett undersøkelseshull samt at de involverte selskaper utsteder en generell garantierklæring. Union Oil har overtatt som operatør. Fordelingen er etter dette:

- Union Oil Norge A/S	54,0%
- Den norske stats oljeselskap A/S	10,0%
- Amoco Norway Oil Company	10,2%
- Amerada Petroleum Corporation of Norway	10,2%
- Norwegian Oil Consortium A/S & Co	5,4%
- Texas Eastern Norwegian Inc	10,2%

#### Tillatelse 036

Det har skjedd en indirekte overdragelse av en andel i utvinningstillatelse 036 (blokk 25/4). Sunningdale Oil Norge A/S har en andel på 3,875% etter Statoil's opsjonsutøvelse på 40%. Aksjemajoriteten i dette selskapets moderselskap, Sunningdale Oil Ltd, Canada, er kjøpt av selskapet Kerr-Mc Gee Corp, USA. Dette betyr at sistnevnte selskap får kontroll over ovennevnte andel. Overdragelsen er godkjent på det vilkår at Kerr - McGee Corp. utsteder en generell garantierklæring for å dekke Sunningdale Oil Norge A/S' virksomhet.

#### Tillatelse 022

Denne tillatelsen ble opprinnelig tildelt Murphy-gruppen i 1965. 30. september 1977 ble det samtykket i at Norske Gulf Production Company A/S fikk overta en andel på 25,4% mot at Statoil kom inn med 11%. Norske Gulf overtok som operatør. Tillatelsen omfatter blokkene 2/3 og 3/5. Fordelingen er etter dette:

- Norske Gulf Production Company A/S	25,400%
- Den norske stats oljeselskap A/S	11,000%
- Norsk Murphy Oil Company	7,300%
- Wintershall Norge A/S	32,175%
- Amax Petroleum Norge A/S	12,300%
- Norske Ocean Exploration CO	7,300%
- K/S A/S Polaris Oil Consortium	4,525%

#### Tillatelse 025

I denne tillatelsen, som omfatter blokk 15/3, har Norske Hudbay A/S overtatt 15% av Norsk Hydro's andel. Fordelingen er etter dette:

- Elf Aquitaine Norge A/S	43,6%
- Norsk Hydro A/S	19,6%
- Total Marine Norsk A/S	21,8%
- Norske Hudbay A/S	15,0%

Samtykke ble gitt 11. august 1977.

### 3. Virksomheten nord for 62 ° N

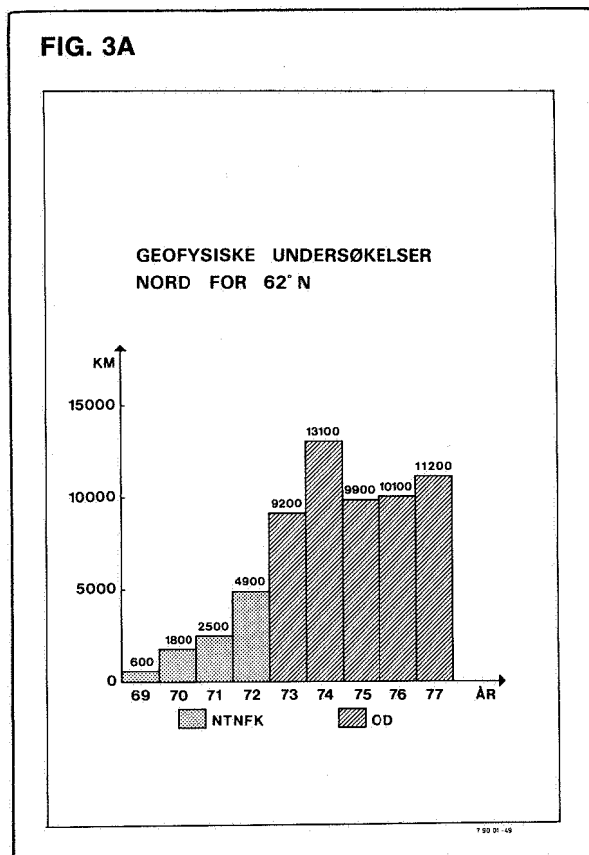
#### 3.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

En langsiktig planlegging med sikte på forsvarlig forvaltning av ressursene på kontinentalsokkelen gjør det ønskelig, så tidlig som mulig, å skaffe oversikt over ressursenes mulige omfang og geografiske lokalisering. De statlige geofysiske, geologiske og geokjemiske undersøkelser nord for 62 ° N som foretås av Oljedirektoratet, er ledd i en regional kartlegging med dette som siktemål.

Hovedtyngden av de geofysiske undersøkelsene ble i 1977, i likhet med året før, lagt til Barentshavet. Mindre undersøkelser ble utført like øst for Troms I, i Vestfjorden og utenfor Helgelandskysten. Disse undersøkelsene er alle primært refleksjonsseismiske undersøkelser av typen dypseismikk, men med samtidig registrering også av gravimetriske og magnetiske data. I tillegg ble det gjennomført en grunnseismisk undersøkelse innenfor Troms I.

Den geografiske fordeling av undersøkelsene er:

Helgelandskysten og Vøringplatået	1638 km
Troms I	1056 km
Barentshavet	7188 km
Vestfjorden	449 km
Troms I, grunnseismikk	900 km
Totalt	11231 km



I årene 1969–77 er det i statlig regi skutt totalt ca. 63 000 km refleksjonsseismikk nord for 62 ° N. Som fig. 3A viser ligger Oljedirektoratet's undersøkelse normalt på ca. 10 000 km pr. år.

Fra 1975 har Statoil utført detaljundersøkelser i de områder som av Oljedirektoratet er foreslått åpnet for videre undersøkelser. I 1977 deltok også Norsk Hydro og Saga sammen med Statoil.

#### 3.1.1 Helgelandskysten/Vøringplatået

Undersøkelsen omfattet innsamling av 1638 km refleksjonsseismikk, gravimetri og magnetometri. Linjenettet er konsentrert om Trænabanken, men det ble også registrert data langs tre profiler over Vøringplatået rett mot dyphavet (fig. 3B). Datainnsamlingen og prosesseringen av de seismiske dataene ble utført av det norske selskapet Geco A/S. Dataene er nå tolket i Oljedirektoratet og kart og rapport er under utarbeidelse.

#### 3.1.2 Vestfjorden

I 1972 og 1973 ble noen få regionale refleksjonsseismiske linjer skutt i Vestfjorden. Området viste seg imidlertid å by på vanskelige datatekniske problemer, og profilene ga ikke nok informasjon til å danne grunnlag for noen kartlegging.

Resultatet fra eksperimentet i 1976 med lang energikilde (se kapittel 8.4), var imidlertid så positivt at det ble funnet ønskelig å benytte metodikken ved en systematisk undersøkelse over et begrenset område.

Vestfjorden ble vurdert å være et egnet område for en slik undersøkelse, og Geco A/S gjennomførte etter oppdrag fra Oljedirektoratet et program på 449 km hvor lang energikilde ble benyttet. Linjenettet er vist på fig. 3C. Gravimetriske og magnetometriske data ble som vanlig registrert samtidig med de seismiske.

Prosesseringen av de seismiske dataene utføres hos Geco A/S, og de foreløpige resultater viser en klar datateknisk forbedring i forhold til tidligere.

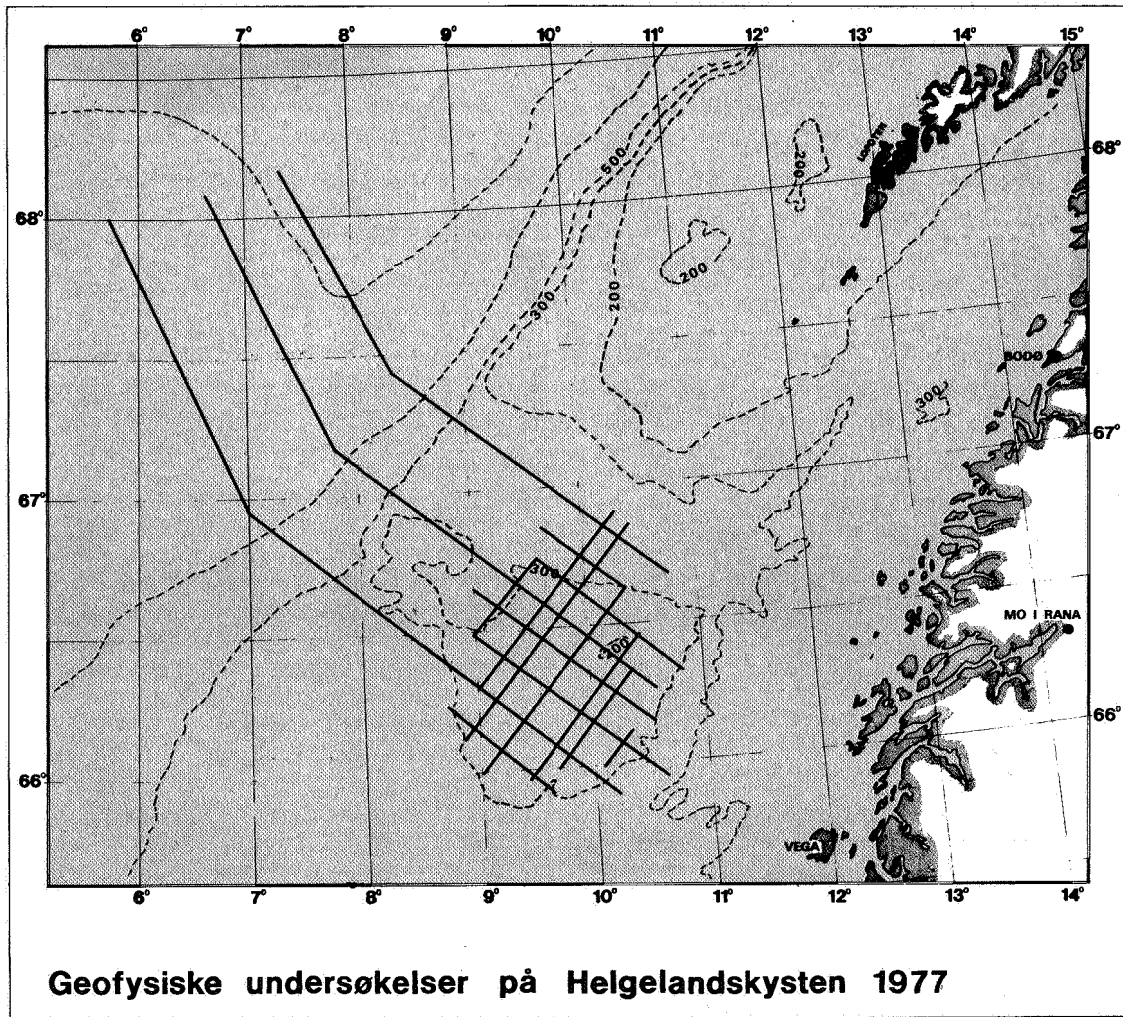
Før dataene er ferdig prosesserte og tolket er det imidlertid ikke mulig å si noe om områdets interesse i petroleumssammenheng.

#### 3.1.3 Barentshavet

Årets undersøkelser i Barentshavet utgjorde tilsammen 7188 profilkilometer refleksjonsseismikk med samtidig registrering av gravimetriske og magnetometriske data i et linjenett som vist på fig. 3D. Undersøkelsene ble utført av selskapene Geco A/S (1520 km) og Seismograph Service Ltd. (5668 km).

Hensikten med 1977-undersøkelsen var følgende:

FIG. 3B



- Utfylle tidligere undersøkelsesnett.
  - Kartlegge overgangssonen mellom Norskehavet og Barentshavet nord til Svalbard.
  - Definere de geologiske forhold i dyphavet umiddelbart vest av Barentshavet.
- En mindre del av det planlagte program ble på grunn av dårlig vær utsatt til våren 1978.

### 3.1.4 Troms I

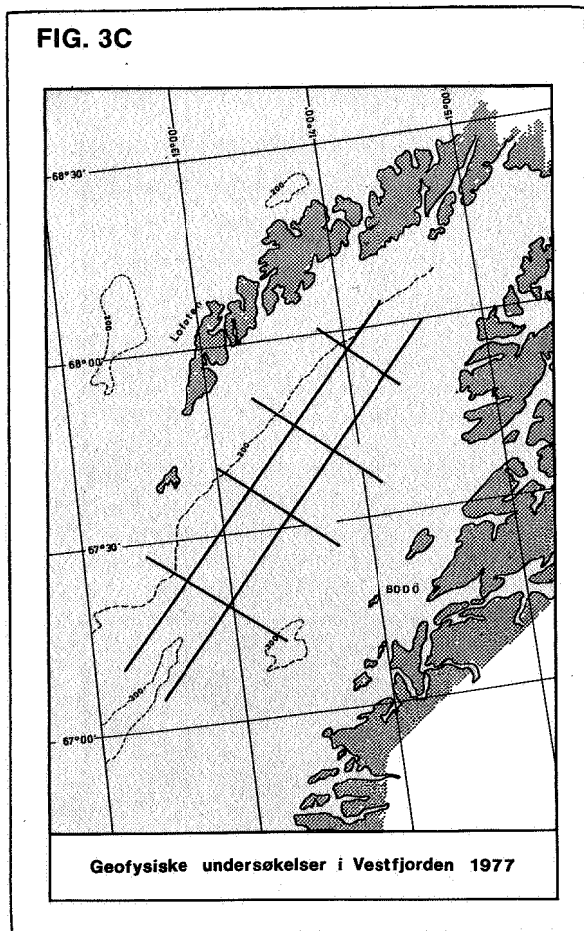
Med det eksisterende linjenett innenfor Troms I og umiddelbart utenfor, var det ikke mulig å definere eventuelle lukninger på enkelte strukturer i den østlige delen av Troms I. Av denne grunn ble det utført 1056 km refleksjonsseismikk i dette området. Det ble benyttet lang energikilde (jfr. kapittel 8.4) og Geco A/S sto for innsamlingen av dataene. Fig. 3E viser lokaliseringen av linjene.

I tillegg til denne dypseismiske undersøkelsen, ble det også utført 900 km grunnseismikk med sparker

som energikilde. Fig. 3F viser linjenettet. Grunnseismiske data fremhever i bedre grad enn de dypseismiske detaljer i de grunnere lag. De gir ofte et nyttig supplement til dypseismikken når det gjelder geologisk tolkning og kan ofte også anvendes til kartlegging av mulige grunne gasslommer. Det er vanlig i Nordsjøen i dag at oljeselskapene utfører grunnseismiske undersøkelser i tilknytning til planlagte borer, for på denne måten å unngå å plassere borelokaliteten over grunne gasslommer, noe som kan skape problemer under boreren. Fra 1977 er dette som tidligere nevnt, blitt et krav fra Oljedirektoratets side.

Det norske selskapet Geoteam A/S ble valgt for innsamling og prosessering av dataene. En mindre del av undersøkelsen (190 km) gjennomførte Oljedirektoratet på oppdrag fra Statoil.

Dataene er foreløpig ikke ferdig prosessert, og det er for tidlig å si noe om hvor godt metoden egner seg i Tromsområdet.

**FIG. 3C**

### 3.1.5 Selskapenes undersøkelser

Statoil har utført detaljseismiske undersøkelser innenfor de områder som er åpnet for videre petroleumsaktivitet nord for 62° N siden 1975. Omfanget av disse undersøkelsene var henholdsvis 12 100 km i 1975, 6 600 km i 1976 og 4 585 km i 1977, fordelt på de åpnete områdene både utenfor Møre-Trøndelag og utenfor Troms.

I 1977 ble det dannet en styringskomité, GSC (Geophysical Supervisory Committee), for geofysiske undersøkelser i Troms I. Medlemmer av denne komiteen var Statoil, Norsk Hydro og Saga, mens Oljedirektoratet deltok på møtene som observatør. Hensikten med komiteen var at den på vegne av medlemmene skulle koordinere innsamling og prosessering av geofysiske data i Troms I 1977.

Resultatet av dette arbeidet var at det ble utført en dypseismisk undersøkelse på 1937 km i regi av GSC i Tromsområdet. 1 670 km av disse ble lagt sentralt innenfor Troms I, mens de øvrige 267 km ble lokalisert umiddelbart øst for Troms I i tilknytning til Oljedirektoratets linjenett (jfr. fig. 3E). GSC-undersøkelsen ble som et resultat av Oljedirektoratets eksperiment i 1976 (jfr. kapittel 8.4) i sin helhet gjennomført med lang energikilde.

Fig. 3G viser det totale omfanget av selskapenes geofysiske undersøkelser nord for 62° N frem til i dag.

Det ble i 1977 opprettet en ny komité, Operasjonskomité Nord (OKN). Denne er ment å skulle bli en parallell til North Sea Operators Committee i Nordsjøen. Medlemmer av OKN er foreløpig Statoil, Norsk Hydro og Saga.

OKN har foreløpig tre underkomitéer:

- Komité for geofysikk/geologi
- Operasjonskomité
- Beredskapskomité.

### 3.2 GEOLOGISKE OG GEOKJEMISKE UNDERSØKELSER

Oljedirektoratet gjorde i 1976 forsøk med regional geologisk/geokjemisk kartlegging av Barentshavet basert på analyse av bunnprøver. Målet for prøvetakingen var å forsøke å sammenstille data fra havbunnprøver med den informasjon som Oljedirektoratets systematiske geofysiske kartlegging har gitt over området.

Havbunnprøvene fra 1976 viste at en slik sammenstilling var mulig. Bergartsprøvene ga øket informasjon om alderen på de geoseismiske enhetene, og i noen grad også bedre grunnlag for vurderinger av bergartenes egenskaper som kilde og reservoar for petroleum. De geokjemiske analysene av hydrokarboninnholdet i leiren viste at det var store forskjeller fra område til område, avhengig av de underliggende bergarters struktur.

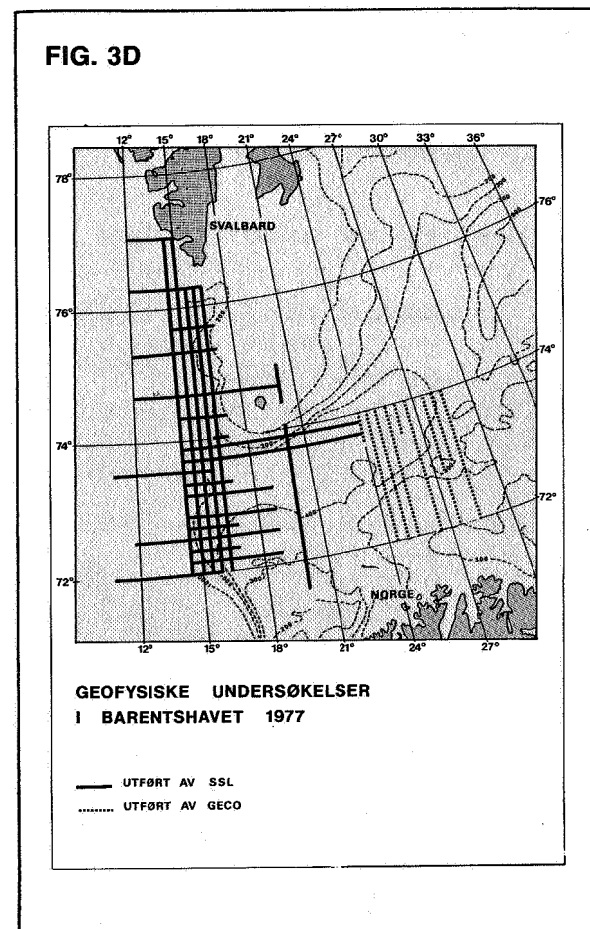
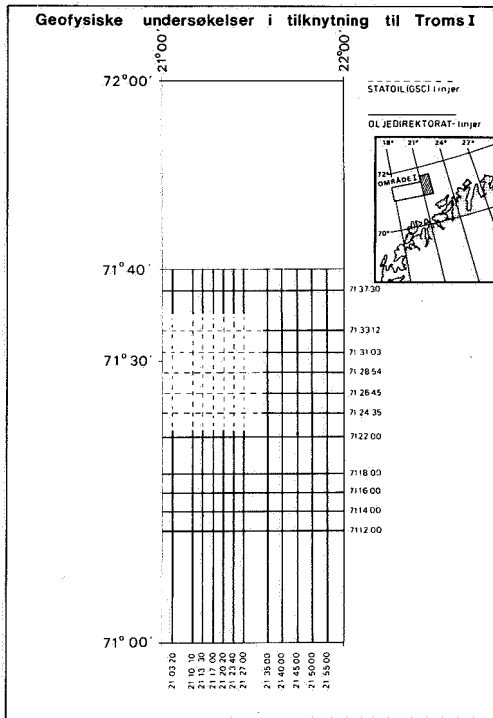
**FIG. 3D**

FIG. 3E



Med utgangspunkt i dette, samlet Oljedirektoratet inn 530 prøver fra Barentshavet i 1977 for geologisk og geokjemisk analyse (fig 3H). Prøvetakingen startet opp på bankene like utenfor Troms og Finnmark med M/S «Stril Flower». Prøvene fra de nordlige og østlige deler av Barentshavet ble tatt med M/S «Nordvarg». Geoteam A/S var ansvarlig for navigasjon, mens Oljedirektoratet sto for den tekniske prøvetakingen.

De geokjemiske analyseresultatene fra leirprøvene forelå i desember 1977 og vil kunne være tolket innen mars 1978. De geologiske analysene av bergartsmaterialet er mer tidkrevende slik at en sammenstilling av de geologiske og geokjemiske data fra toktet i 1977 først vil foreligge sommeren 1978.

### 3.3 TOLKNINGSRESULTATER

#### 3.3.1 Møre-Lofoten

Fig. 3I viser de strukturelle hovedtrekk som til nå er kartlagt utenfor Møre-Lofoten.

Kontinentalsokkelen mellom 62° N og Lofoten kan karakteriseres som en passiv kontinentalmargin, men de forskjellige deler har hatt ulik geologisk utvikling. Området anses for å ha vært et aktivt sedimentasjonsområde siden avslutningen av den kaledonske fjellkjedefoldning, og sedimenter fra devontiden og oppover kan forventes å være til stede.

Sokkelområdet mellom 62° N og 64° N dekker den østlige del av Mørebasenget (fig. 3I) og viser et enkelt basseng med jevnt økende dyp til de forskjel-

FIG. 3F

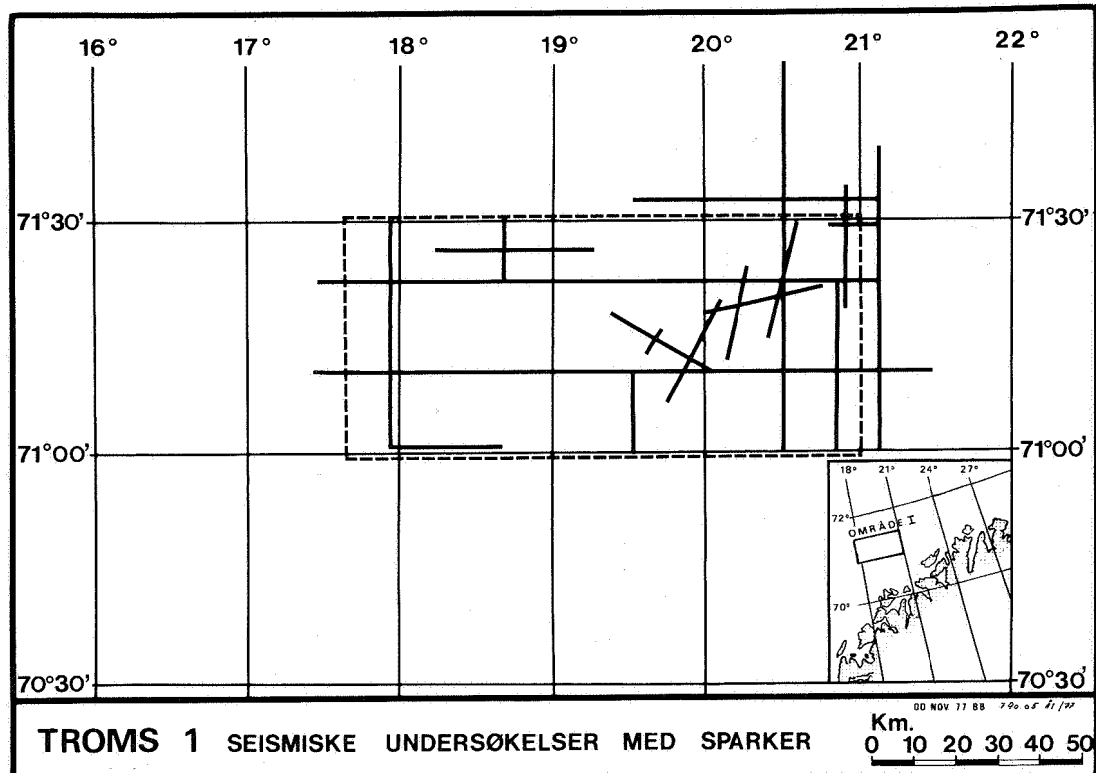
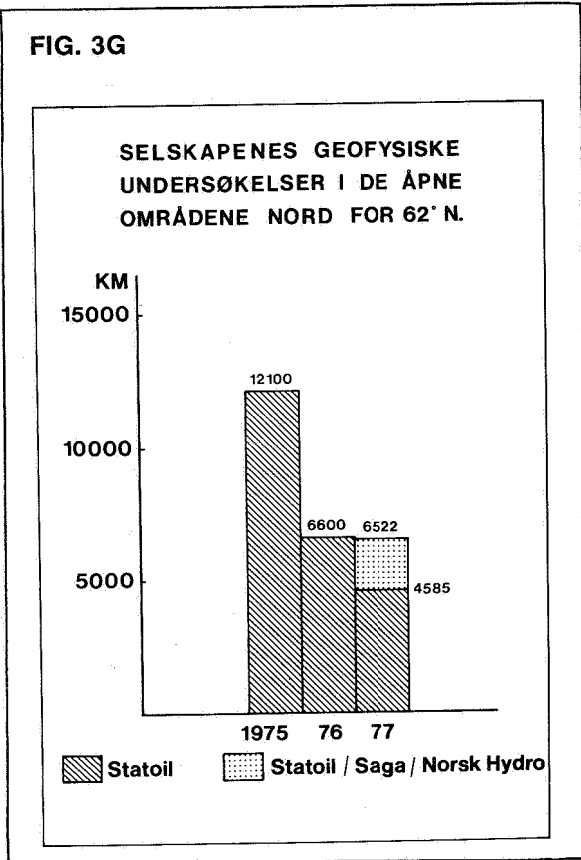


FIG. 3G



lige lag bort fra kysten. Den eneste kompliserende faktor i dette bildet er en rekke grunnfjells-høydedrag under den vestlige del av kontinentalhøyden. Disse høydedrag ble alle dekket av hav i løpet av jura og undre kritt. Høydedragene er ikke sammenhengende og har således ikke utgjort noen barriere som har hindret fri sirkulasjon av vannet mellom områdene utenfor og innenfor høydedragene, i det minste ikke i tiden fra jura og oppover.

Området mellom 64° N og Lofoten har også i øvre jura og undre kritt. Høydedragene er ikke sammenhengende basseng. På overgangen undre til øvre kritt fant en markant strukturingsfase sted i Trøndelag og Helgelandområdet. Denne jordskorpeuro førte til dannelsen av Nordlandsryggen og Vegaryggen, og området var i øvre kritt oppdelt i forskjellige bassenger og høydedrag hvilket bevirket at sedimentasjon i dette tidsrom har vært svært varierende på denne del av sokkelen. Således var området innenfor Nordlandsryggen stabilt i forhold til de hurtigere innsynkende områder i Mørebassenget, Vøringbassenget og Træn-Vestfjordbassenget (fig. 3I). Helgelandbassenget var aktivt under avsetningen av øvre kritt lagpakken, men innsynkningen var liten i forhold til de nevnte områder. Deler av Nordlandsryggen har vært et erosjonsområde i øvre kritt.

I tertiær har hele sokkelen mellom 62° N og Lofoten vært del av et bredt og lite strukturert basseng. Innsynkningen har vært asymmetrisk med stor innsynkning i vest og relativ heving med påfølgende erosjon i øst og nord.

### 3.3.2 Barentshavet

Fig. 3J viser de strukturelle hovedtrekk som til nå er kartlagt i Barentshavet.

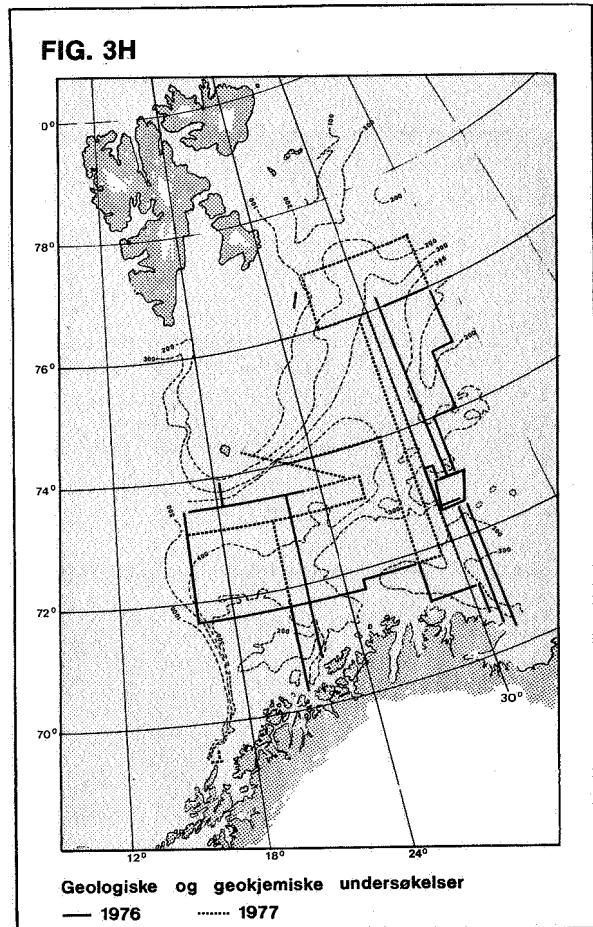
Den norske del av Barentshavet øst for 25° Ø og sør for 75° N, har de siste 300 millioner år vært et rolig innsynkende sedimentasjonsbasseng. Sentralt i dette bassenget er det et NØ-SV orientert delbasseng, Nordkappbassenget, som har tilknytning til saltbevegelse. Sørøst for dette delbassenget er det et tilsvarende delbasseng som er kalt Varangerbassenget.

Området mellom 20° Ø og 25° Ø var i perioden fra 300–150 millioner år siden et rolig innsynkende sedimentasjonsområde i likhet med området lengre øst. Jordskorpebevegelser for omkring 150 millioner år siden førte til dannelsen av to delbasseng, Bjørnøyabassenget og Hammerfestbassenget henholdsvis nord og sør for et ikke innsynkende høydeområde kalt Lopparyggen. Nord i dette høydeområdet er det observert en stor saltoppdoming.

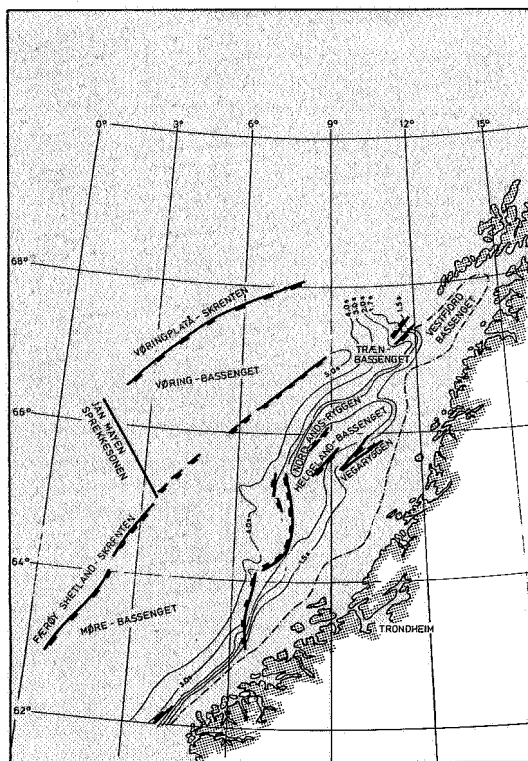
I regionalgeologisk sammenheng kan området vest for 20° Ø klassifiseres som en passiv kontinentalmargin. I denne sonen har det foregått store struktureringer av de geologiske lag fram til for 30 millioner år siden. Dette området kan deles inn i følgende strukturelle elementer:

- Harstadbassenget
- Tromsøbassenget
- Senjaryggen

FIG. 3H





**FIG. 3I**

Strukturelle hovedtrekk utenfor Møre - Lofoten

De geofysiske undersøkelsene i Barentshavet utenom Troms I er for grove til å definere strukturer av den størrelsesorden som er aktuelle som petroleumsreservoar. Det er derfor på det nåværende tidspunkt umulig å spekulere i reserveanslag basert på strukturstørrelser.

### 3.3.3 Jan Mayen

Oljedirektoratet foretok i 1976 flymagnetiske målinger i Jan Mayen området. Disse målingene ble utført og bearbeidet av det franske selskapet Compagnie Générale de Geophysique (CGG). I 1975 ble det også foretatt en vitenskapelig undersøkelse i området. Den franske institusjonen Centre National pour l'Exploitation de Océan (CNEXO) innsamlet refleksjonsseismiske data. Disse data er tolket og gir et vesentlig bidrag til forståelsen av geologien. I tillegg har vi også Deep Sea Drilling Project's boringer på Jan Mayen ryggen.

Tolkningen basert på ovennevnte data har gitt et godt innblikk i såvel sedimentmektighetene i området som i detaljer i den sedimentære lagpakken. Området på vestflanken av Jan Mayen Ryggen har kun en tynn overdekning på et par hundre meter, men på østflanken av ryggen øker sedimenttykkelsen jevnt og når opp i mer enn 2 km.

## 3.4 OMRÅDER ÅPNET FOR VIDERE PETROLEUMSAKTIVITET

### 3.4.1 Møre-Lofoten

På grunnlag av det semidetaljerte seismiske linjenet-

tet som forelå i 1975, anbefalte Oljedirektoratet to mindre områder åpnet for videre aktivitet. Dette gjaldt seks blokker i Område I beliggende nordvest av Romsdalsfjorden og syv blokker i Område II på Haltenbanken (jfr. årsberetningen for 1976). Disse blokkene samlet oppfyller i tilfredsstillende grad Oljedirektoratets faglige 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

Blokkvalget vakte imidlertid sterkt motstand på fiskerihold, og en diskusjon kom i gang med Midt-Norsk Oljeråd om alternative blokker. Midt-Norsk Oljeråd har i 1977 bl.a. som et resultat av disse diskusjonene, gitt sin tilslutning til at seks blokker på den nordvestlige delen av Haltenbanken (fig. 3K) åpnes for prøveboring, med det forbehold at det kun skal bores i en blokk om gangen.

Som et resultat av undersøkelsene på Helgelandskysten, har Oljedirektoratet i 1977 utpekt et område på Trænabanken som synes å oppfylle kriteriene for videre petroleumsaktivitet. Dette området utgjør 12 blokker på tilsammen 4 900 km<sup>2</sup> (fig. 3K). Området har på det nåværende tidspunkt ikke vært drøftet med oljeråd eller fiskeriorganisasjoner.

### 3.4.2 Troms I

Ved utgangen av 1976 var det kun Statoil, Norsk Hydro og Saga som hadde fått anledning til å kjøpe den geofysiske datapakken for Troms I. I 1977 ble

**FIG. 3J**

STRUKTURELLE HOVEDTREKK I BARENTSHAVET

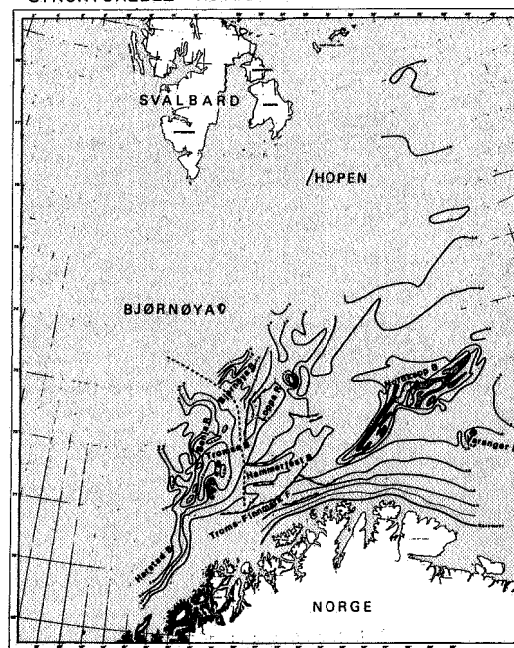
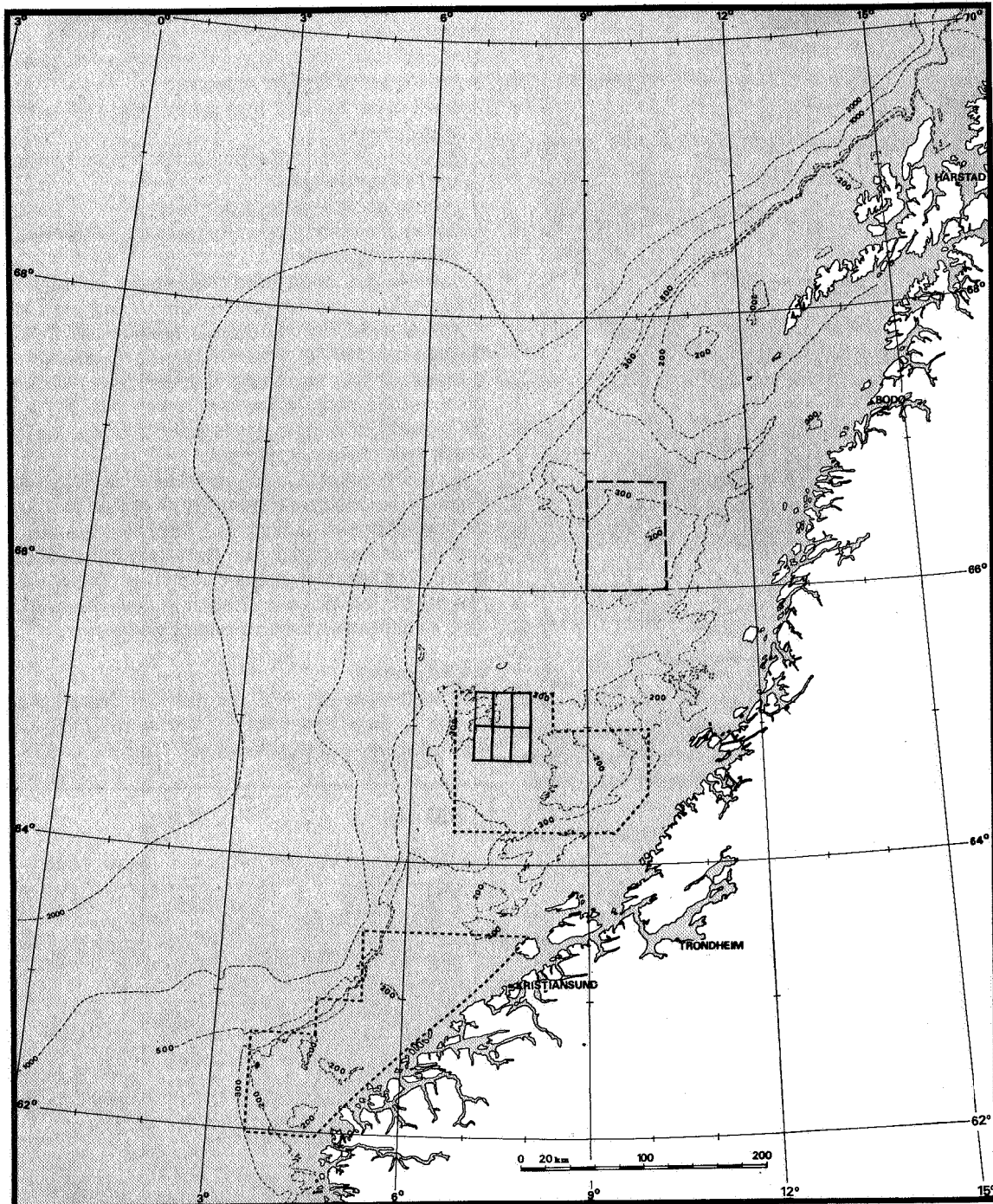


FIG. 3K



tilsammen 35 utenlandske oljeselskap tilbudt å kjøpe dataene. Pr. 1.1 1978 har 22 selskap (inklusive de norske) skaffet seg dataene. Disse selskapene er:

Statoil, Norsk Hydro, Saga, Esso, Conoco, Phillips, Mobil, Fina, Shell, Elf, BP, Agip, Petroswede, Texaco, Union, Amoco, Total, Deminex, Arco, Gulf, Cities Service, Hudbay.

Salget av datapakken har innbrakt kr. 30 907 000 til Oljedirektoratet/Statens.

De samme selskapene har også blitt tilbudt den eksperimentelle linjen som ble skutt med lang energikilde i 1976 i Troms I og en geokjemisk datapakke for området. 4 selskaper har pr. 1.1.1978 kjøpt den eksperimentelle linjen og 3 selskaper den geokjemiske datapakken. Dette salget har innbrakt kr. 679 000 til Oljedirektoratet/Statens.

1977-undersøkelsene i Tromsområdet vil bli tilbudt for salg i form av to datapakker. Denne ene inneholder data innsamlet innenfor Troms I og vil bli solgt av Statoil. Den andre inneholder data umiddelbart øst for Troms I og vil bli solgt av Oljedirektoratet.

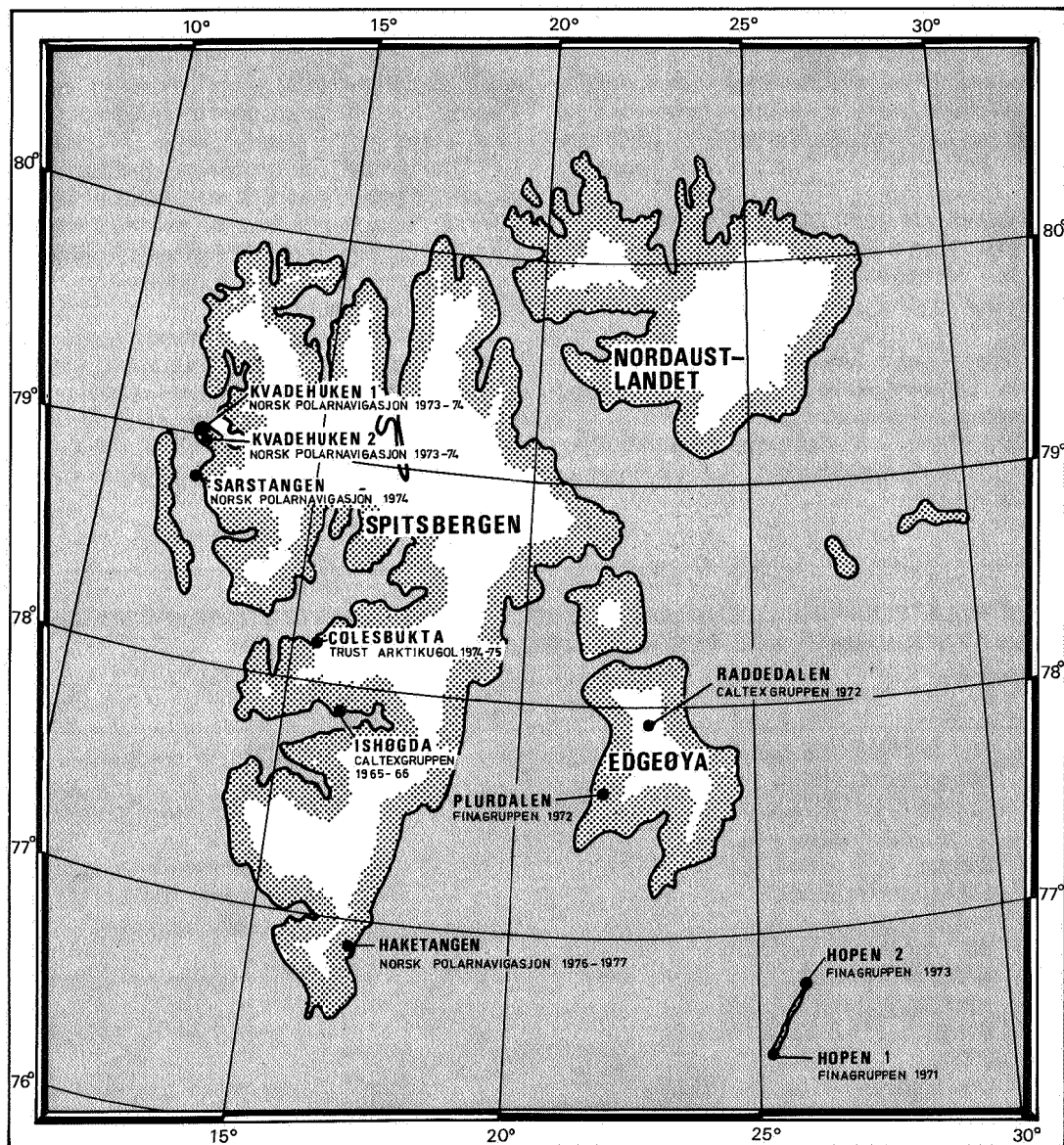
### 3.5 BOREAKTIVITETEN PÅ SVALBARD

#### 3.5.1 Haketangen

Norsk Polarnavigasjon påbegynte boringen av et borehull på Haketangen ved Tromsbreen 11.9 1976 (fig. 3L). Boringen ble avbrutt kort etter starten p. g. a. tekniske problemer og ble først gjenopptatt i mai 1977 etter at utbedringsarbeider pålagt av Oljedirektoratet var utført. Boringen ble foreløpig avsluttet 20.9 1976.

FIG. 3L

### BORING ETTER OLJE PÅ SVALBARD I TIDEN 1965-77



## 4. Vitenskapelige undersøkelser og frigivning av geologisk materiale

### 4.1 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Det er pr. 31.12.1977 meddelt i alt 85 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Tabell VIII viser de tillatelsene som er meddelt i 1977.

Det dreier seg hovedsakelig om geofysiske og geologiske undersøkelser. Flere av disse er fortsettelser av tidligere års undersøkelser. Geografisk fordeles undersøkelsene seg over hele den norske kontinentalsokkel, fra Skagerak i sør til Svalbard i nord.

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

I tillegg til de formelle vitenskapelige undersøkelsetillatelser har Oljedirektoratet godkjent at enkelte vitenskapelige institusjoner har utført undersøkelser som delvis har strukket seg inn på norsk kontinentalsokkel.

### 4.2 FRIGIVNING AV GEOLOGISK MATERIALE

Oljedirektoratet kan frigi geologisk materiale som er eldre enn fem år. Hvert år gis det ut en oversikt over hvilke borehull som er avsluttet for mer enn fem år siden.

Publikasjonen, som heter «Well data summary sheet», viser hvilke logger som er kjørt, og gir i tillegg en grov geologisk oversikt.

Oljedirektoratet frigir ikke selskapenes tolkninger, men gjennomgår materialet fra de enkelte borehull

og offentliggjør dette i egen publikasjonsserie, NPD Papers. Ved utgangen av 1977 var 20 borehull friggitt og publisert i 15 hefter. (Se publikasjonslisten under DEL IV).

Seismiske profiler er kun friggitt fra de tilbakeleverte områdene. Enkelte oljeselskap har imidlertid friggitt data for bruk ved forsknings- og utdanningsinstitusjoner.

Materiale fra de øvre 2–3 m av havbunnen som samles inn på Oljedirektoratets egne geologiske/geokjemiske tokt, blir friggitt til norske forsknings- og utdanningsinstitusjoner. Slikt materiale har vært gitt til samtlige universiteter samt IKU, NGU og Polarinstittuttet. Oversikt over dette materiale er gitt i tabell IX.

Den økende aktivitet på denne sektoren har medført at Oljedirektoratet aktivt har bidratt med materiale såvel til utdannings- som forskningsformål. Oljedirektoratet mottar alle rapporter, avhandlinger etc. fra forsknings- og utdanningsinstitusjoner som bygger på materiale fra Oljedirektoratet. Dette medfører at direktoratet mottar verdifull informasjon samtidig som det faglige miljø ved direktoratet styrkes ved utstrakt kontakt med forsknings- og utdanningsinstitusjonene.

Denne kontakten er formalisert gjennom årlige møter mellom direktoratet og norske og utenlandske vitenskapelige institusjoner som arbeider på norsk kontinentalsokkel. På møtene presenterer institusjonene såvel resultater fra foregående års arbeider som planer for det fremtidige arbeide.

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

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
079/77	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen	x			Nord for Svalbard
080/77	Universitetet i Bergen Geologisk Institutt avd. B		x		Sognefjorden og sokkelen utenfor
081/77	Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser	x	x		Haltenbanken – Storegga Områder utenfor Møre
082/77	Institutt für Geophysik der universität Hamburg	x			Lofoten – Vesterålen
083/77	Nederlands Institut voor Onderzoek der Zee		x		Nordsjøen og Skagerak
084/77	Deutsches Hydrographisches Institut	x	x		Nordsjøen og Skagerak
085/77	Universitetet i Tromsø Institutt for Biologi og Geologi		x		Sokkelen utenfor Troms og Vest-Finnmark

**TAB. IX FRIGITT PRØVEMATERIALE FRA OLJEDIREKTORATETS GEOKJEMITOKT**

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) Kwartær lito- og biostratigrafi 3) Resent og subresent sedimentasjonsmiljø (marin geologi).
Universitetet i Bergen, Institutt for kvartærgeologi, geomorfologi og maringeologi	23 kjerneprøver maks 2 m under bunnen	Måløyblokkene 35/3 og 36/1	
Universitetet i Oslo, Institutt for geologi	22 kjerneprøver maks 3 m under bunnen	Måløyblokkene	
Universitetet i Oslo, Institutt for geologi	114 bergartsprøver fra 60 stasjoner. 18 deler av kjerneprøver fra 18 stasjoner	Barentshavet	Palynologiske studier
Universitetet i Oslo, Institutt for geologi	7 overflateprøver	Nordsjøen	Verdensomfattende undersøkelse av mikroflora og fauna
Universitetet i Bergen, Institutt for kvartærgeologi, geomorfologi og maringeologi	221 bunnprøver	Barentshavet	Undersøkelser av radiolarier og kokkolitter
Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser.	77 prøver maks 3 m under bunnen Feltdata	Måløyblokkene og kontinentalsokkelen utenfor Troms og Finnmark	1) Utprøving av utstyr for geokjemisk prospektering. 2) Geoteknisk vurdering og kornfordelingsanalyser 3) Kartlegging av overflatesedimentene
Norges Geologiske Undersøkelser	16 kjerneprøver maks 3 m under bunnen	Balder-feltet i Nordsjøen	Kjemiske og mineralogiske undersøkelser

#### 4.3 OPPDRAG TIL ANDRE INSTITUSJONER

Dels etter initiativ fra institusjoner og dels fra Oljedirektoratet utfører geologiske og geofysiske institusjoner undersøkelser som støttes økonomisk av Oljedirektoratet. I 1977 ble det bevilget 1,65 millioner kroner til slike prosjekt.

Undersøkelsene har alle en klar sammenheng med de arbeidsoppgavene som utføres ved direktoratet. I de fleste tilfellene er oppgavene så pass spesialiserte og detaljerte at direktoratet selv ikke har anledning til å forestå undersøkelsene. Videre bidrar denne type oppdrag til å opprettholde og utvikle et aktivt forskningsmiljø, noe som er nødvendig bl.a. for en fullgod utdanning av personell til oljevirkksomheten.

I 1977 ble det gitt støtte til følgende 15 prosjekt.

- Fremstilling av kotekart og automatiske tolkningsmetoder av flymagnetiske data samlet i årene 1973, 1974 og 1975 ved Norges Geologiske Undersøkelse.
- Geofysiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel for kartlegging av de større strukturer i jordskorpen. Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Seismiske og magnetiske undersøkelser på kontinentalsokkelen. Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Bearbeidelse av maringeofysiske data fra kontinentalmarginen og utvidelse av maringeofysisk databibliotek. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Geofysiske undersøkelser i Svalbardområdet. Norsk Polarinstittutt.
- Geologiske studier av borehullsmateriale fra Nordsjøen. Geologisk Institutt, Universitetet i Bergen.
- Geologiske undersøkelser på Svalbard. Geologisk Institutt, Universitetet i Bergen.
- Måling av lydshastigheten og gravimetri i bergarter på Svalbard. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Kartlegging av sedimentasjonsforholdene fra et fjordområde og ut på sokkelen. Geologisk Institutt, Universitetet i Bergen.

- Kartlegging av sedimenter og sedimentasjonsforhold fra sokkelen og ut mot dyphavet. Geologisk Institutt, Universitetet i Bergen.
- Palynologiske undersøkelser av geologisk materiale fra Barentshavet. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Sedimentasjonsforholdene i de store oseaner. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Detaljstudier av jurassiske bergarter fra det norsk/danske basseng. Institutt for Geologi, Universitetet i Oslo.
- Sedimentasjonsforholdene på kontinentalsokkelen utenfor Troms og Vest-Finnmark. Institutt for biologi og geologi, Universitetet i Tromsø.
- Mikropaleontologiske studier (radiolanir og kokkolitter) fra bunnprøver hentet fra Barentshavet. Geologisk Institutt, Universitetet i Bergen.

# 5. Sikkerhetsmessig kontroll

## 5.1 Koordinering av kontrollvirksomheten

I henhold til instruks for den koordinerte kontrollvirksomhet m.v., fastsatt av Industridepartementet, Miljøverndepartementet og Sosialdepartementet den 24. januar 1977, er det oppnevnt et kontaktutvalg for kontrollvirksomheten. Kontaktutvalget er sammensatt av representanter for samtlige kontrollinstitusjoner som er delegert myndighet til å utføre kontroll når det gjelder konstruksjon, bygging, installering og drift av produksjonsanlegg, rørledningssystemer og avskipningsanlegg som plasseres i fast posisjon på norsk kontinentalsokkel.

Følgende institusjoner er representert:

- Sjøfartsdirektoratet
- Teledirektoratet
- Kystdirektoratet
- Luftfartsdirektoratet
- Statens forurensningstilsyn
- Helsedirektoratet
- Oljedirektoratet

Kontaktutvalget skal drøfte de mer prinsipielle sider ved kontrollvirksomheten. For hvert prosjekt skal det utarbeides årlige statusrapporter som dekker de berørte institusjoners kontrollområder og innvunnet erfaring forøvrig.

Instruksen gir retningslinjer for den praktiske gjennomføring av koordineringsvirksomheten. Den forutsetter en direkte kontakt mellom rettighetshaver og kontrollinstitusjon under saksbehandling og at kontrollinstitusjonene foretar den kontroll og inspeksjon de anser nødvendig. Oljedirektoratet holdes informert om de inspeksjoner som utføres og de pålegg som blir gitt til rettighetshaver.

Det er Oljedirektoratet som gir samtykke til hovedplan og samtykke til drift for de enkelte anlegg på vegne av de myndigheter som er tillagt kontrollansvar på sokkelen. Det er nedlagt et vesentlig arbeid for å styrke kontakten med disse myndigheter.

Av samtykke til drift kan nevnes følgende typer:

- Brukstillatelse for boligformål
- Brukstillatelse for produksjonsboring
- Brukstillatelse for petroleumsproduksjon
- Brukstillatelse for rørledningssystemer
- Brukstillatelse for avskipningsanlegg

Kontrollmyndighetene kan engasjere konsulenter til å foreta den detaljerte kontroll av anleggene. De formelle tillatelser vil imidlertid alltid bli utstedt av de offentlige kontrollmyndigheter.

En forutsetning for hver av tillatelsene angitt ovenfor, er at det foreligger tilfredsstillende beredskapsplaner. Kontroll av dette og etablering av godkjennelses-kriterier er en integrert del av den sikkerhetsmessige kontroll. Denne kontroll skal påse at planene, som omfatter bemanning, fartøyer og utstyr, fungerer både under øvelser og i ulykkessituasjoner.

## 5.2 Forskrifter

Oljedirektoratet er i ferd med å utarbeide en samling som inneholder de forskrifter som iverksettes med hjemmel i Kgl. res. av 9. juli 1976 og øvrige forskrifter. Denne samlingen vil også omfatte forskrifter som utgis av de andre kontrollinstitusjoner.

Oljedirektoratet har ferdigbehandlet følgende detaljforskrifter, som delvis er fastsatt i 1977 eller vil bli det i begynnelsen av 1978.

### 5.2.1 Forskrifter for beregning og dimensjonering av faste bærende konstruksjoner

For de faste bærende konstruksjoner på kontinentalsokkelen ble det 15.4.77 fastsatt detaljforskrifter som gir nærmere krav for de beregninger og dimensjoneringer som forutsettes anvendt ved de bærende konstruksjoner. De viser også til Norsk Standard og relevante regler hvor dette anses hensiktsmessig. Forskriftene spesifiserer nærmere den dokumentasjon som kreves for at myndighetene best mulig skal kunne vurdere konstruksjonens sikkerhet. Forskriftene pålegger rettighetshaver å innhente endelig tillatelse fra Oljedirektoratet før hvert hovedtrinn i byggearbeidene kan påbegynnes, som f.eks.:

- start av byggearbeider
- flytning og uttauing av bunnseksjon eller transport av konstruksjon fra byggested til lekter eller skip, eller sjøsetting av flytende konstruksjonsdel
- nedsenking for påsetting av dekk-konstruksjoner
- tauing fra byggested til installasjonssted (hva styrkemessig sikkerhet angår)
- installasjon av konstruksjon på feltet

### 5.2.2 Forskrifter for registrering og behandling av E- & P-data

For å skaffe erfaring om plattformenes oppførsel, og for å kontrollere om de konstruksjonsmessige forutsetninger er tilfredsstillende fra et sikkerhetsmessig synspunkt, er det igangsatt innsamling av data.

Midlertidige forskrifter for instrumentering av faste konstruksjoner ble fastsatt 22.12.75. Forskriftene ga retningslinjer for tilretteleggelse av innsamling og bearbeiding av data fra faste konstruksjoner (P-data) og data om miljøet rundt anleggene (E-data).

Det har imidlertid vist seg å være behov for en revidering av disse forskrifter og det er utarbeidet et nytt utkast til «Forskrifter for registrering og behandling av E- og P-data». Fig. 5A viser eksempel på plassering av instrumenter for måling av E- og P-data.

### 5.2.3 Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer

Utarbeidelsen av disse detaljforskrifter har vært meget tidkrevende. De ventes fastsatt i begynnelsen av 1978 og har egne kapitler om:

- Arrangement
- Beholdere og trykksystemer
- Maskineri og hjelpeutstyr
- Elektriske anlegg, områdeklassifisering
- Passiv brannsikring
- Gassvarsling
- Brannvarslingsanlegg
- Brannslukning
- Nødvstengningssystem
- Nødkraft
- Nødbelysning
- Alarm og interkommunikasjonssystem

Den dokumentasjon som kreves fremgår av forskriftene.

Før samtykke til drift gis, skal rettighetshaver fremlegge:

- Oppsett for utprøving og kontroll av produksjonsanleggets sikringsystemer før oppstart
- Oppsett for igangkjøring og oppstart av anlegget.

Når utprøving og kontroll er foretatt av produksjonsanleggets sikringsystemer, skal rettighetshaver fremlegge en fullstendig rapport som bl.a. skal inneholde en redegjørelse og vurdering av resultatene.

#### 5.2.4 Forskrifter for elektriske anlegg på faste konstruksjoner

De elektriske anleggene på plattformene har til vært bygget etter utenlandske forskrifter. Oljedirektoratet har ikke utarbeidet egne forskrifter for elektriske anlegg, men viser i «Forskrifter for pro-

duksjons- og hjelpesystemer» til NVE's forskrifter for elektriske anlegg. Sistnevnte forskrifter vil, så langt de er anvendbare, bli benyttet for bygging og drift av elektriske anlegg på kontinentalsokkelen. De første anleggene som skal bygges etter norske forskrifter blir sannsynligvis Statfjord «B» og Valhall-Hod.

#### 5.2.5 Forskrifter for kraner

«Forskrifter for kraner på produksjonsanlegg m.v.» ble satt i kraft 1. juli 1977. Forskriftene er gitt tilbakevirkende kraft slik at eksisterende kraner innen 1. juli 1978 også skal tilfredsstille kravene i forskriftene.

Eksisterende kraner lar seg relativt lett bygge om slik at de tilfredsstiller de nye krav i forskriftene, mens f.eks. kravet om sviktsikring kan skape problemer. Med sviktsikring menes at dersom kranen f.eks. blir ekstremt overbelastet, skal førerhuset og understøttelsen til dette stå igjen hvis kranen svikter. Dette kravet stiller dagens tradisjonelle kranonstruksjoner på prøve, i og med at systemet bl.a. er avhengig av bomvinkel, type sjokklast m.v. Dette må det også tas hensyn til ved videreutvikling og konstruksjon av nye kraner.

Situasjonen for størstedelen av pedestalmonterte kraner er i dag at de er nedgradert 50% med hensyn til belastning, dvs. at de tillates kun for løft opptil 50% av maksimal tillatt arbeidsbelastning. Grunnen til denne reduksjon, er at konstruksjonsfeil er funnet i enkelte kraners svingsirkel. Kontroll, undersøkelser og utskifting av svingsirkel m.v. foregår kontinuerlig.

Samme forhold og tiltak gjelder innen den engelske sektor av Nordsjøen, og Oljedirektoratet står i nær kontakt med engelske myndigheter når det gjelder disse spørsmål.

For tiden pågår forskning og utvikling for å komme fram til sikrere kraner. Til dette arbeidet ytes bred støtte og innsats fra alle impliserte parter.

#### 5.2.6 Forskrifter for boring

Forskrifter for boring etter petroleum ble fastsatt 29.8.1975. Disse anvendes også i den grad det er praktisk for produksjonsboring. Det vil senere bli utarbeidet egne forskrifter for produksjonsboring.

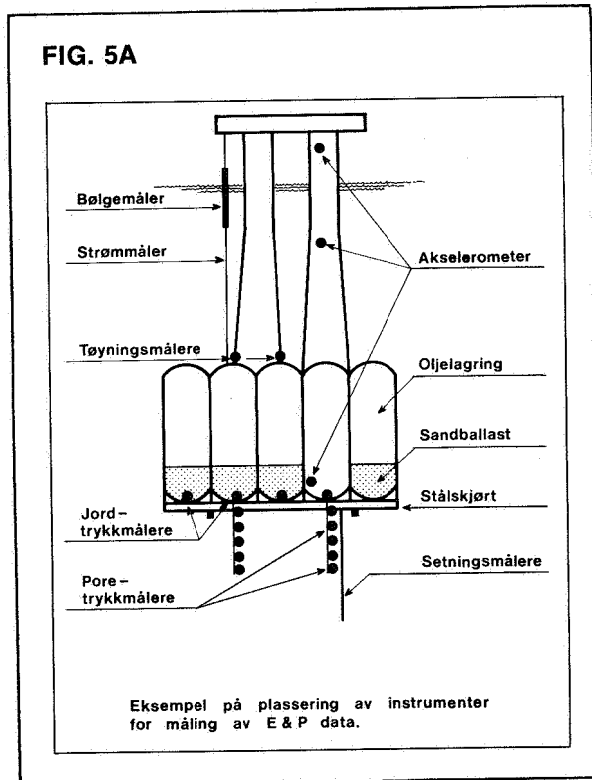
#### 5.2.7 Forskrifter for boligkvarter

Forskriftene inneholder krav til boligkvarterets plassering og utforming. De angir videre krav til materialer og utstyr som skal benyttes med tanke på å gi størst mulig grad av sikkerhet og komfort.

Forskriftene gir retningslinjer for at boligkvarter skal innredes og utstyres for arbeidstakere av begge kjønn.

Boligkvarterets plassering og utforming m.v. skal være godkjent av Oljedirektoratet før byggearbeid igangsettes. Før boligkvarteret kan tas i bruk, vil det bli foretatt sluttbesiktigelse og Oljedirektoratet gir den endelige brukstillatelse.

Forskriftene ventes å bli satt i kraft i begynnelsen av 1978.





### **5.2.8 Forskrifter vedrørende overføring av personell til og fra produksjonsanlegg m.v.**

Overføring av alt personell, mellom land og en installasjon, eller mellom installasjoner uten fast broforbindelse, skal skje ved bruk av helikopter eller annen godkjent overføringsmetode.

I tilfeller hvor slik overføring ikke kan foretas og overføring ikke kan utsettes av hensyn til personell eller installasjonens sikkerhet, kan overføring foretas ved godkjent personellkurv.

Videre kan slik overføring finne sted når spesielle grunner gjør det nødvendig eller rimelig. Oljedirektoratet skal da straks informeres om slike forhold.

Forskriftene gir retningslinjer for krav til det utstyr som skal nyttes og til forholdsregler ved bruk av personellkurv.

Forskriftene ventes å bli satt i kraft i begynnelsen av 1978.

### **5.2.9 Forskrifter for ferdselsveier, trapper, ledere og rekkverk på produksjonsanlegg m.v.**

Oljedirektoratet har når det gjelder adkomstveier og adkomstmidler, funnet det nødvendig å utarbeide til dels detaljerte forskrifter på dette felt. Forskriftene er ute til høring og ventes fastsatt i første halvår 1978.

## **5.3 KVALIFIKASJONSKRAV**

For å oppnå større sikkerhet, har Oljedirektoratet funnet det nødvendig å stille visse kvalifikasjonskrav til en del personell på plattformene.

### **5.3.1 Kvalifikasjonskrav for ledende personell på faste anlegg**

Kvalifikasjonskrav for personell på flyttbare boreplattformer ble fastsatt av Sjøfartsdirektoratet 28.2.1975.

For personell på faste installasjoner er tilsvarende krav ennå ikke endelig utformet. Oljedirektoratet har nedsatt en intern gruppe som arbeider med spørsmålet. Gruppen vil kunne legge frem forslag tidlig i 1978. På bakgrunn av dette arbeidet og eventuelle merknader som måtte komme inn, antar Oljedirektoratet at kvalifikasjonskrav for lederpersonellet på faste plattformer kan fastsettes i 1978.

### **5.3.2 Kvalifikasjonskrav for elektrofagfolk**

Oljedirektoratet har i brev av 14.10.76 til oljeselskapene og North Sea Operators Committee gjort bestemmelsene i Kgl. res. av 19.9.75 gjeldende for alle faste installasjoner på kontinentalsokkelen. Kvalifikasjonskravene gjelder elektrofagfolk og er i første omgang begrenset til driftledere, installatører og montører gr. L og H. Kravene ble gjort gjeldende fra 1.1.77 med en rimelig adgang til dispensasjon frem til utgangen av året.

Ordningen har ført til en god del ekstra arbeid for Oljedirektoratet på dette området og mangel på utdannet fagfolk har gjort det vanskelig for selskapene å etterkomme intensjonene i Kgl. res. av 19.9.75 fullt ut. Fastsetting av kvalifikasjonskrav var nødvendig for at tilfredsstillende sikkerhetsnivå på både arbeidsplassene og anleggene skal kunne oppnås.

### **5.3.3 Kvalifikasjonskrav for borepersonell**

De kvalifikasjonskrav som Oljedirektoratet stiller til boremannskapene, er i henhold til bemanningsforskriftene for flyttbare borefartøyer. På grunn av at såvidt få oppfyller de krav som bemanningsforskriftene stiller, har det vært nødvendig å gi en rekke dispensasjoner. Vurdering av den enkeltes kvalifikasjoner har vist seg å være et tidkrevende arbeid.

### **5.3.4 Kvalifikasjonskrav for kranførere**

Kvalifikasjonskrav for kranførere er inntatt i «Forskrifter for kraner», fastsatt av Oljedirektoratet 25.5.77.

## **5.4 ELEKTRISKE ANLEGG**

Kontrollen med de elektriske installasjoner har hjemmel i Kgl. res. av 9. juli 1976 og Industridepartementets delegasjonsvedtak av 12. juli 1976. Som retningslinjer for kontrollarbeidet har det vært nyttig forskjellige utenlandske normer og forskrifter. Dette har gjort kontrollarbeidet ekstra tidkrevende.

Oljedirektoratet har lagt ned meget arbeid i design- og byggekontroll av de elektriske anleggene både på Ekofisk-, Statfjord- og Frigg-feltet. I alt syv nye plattformer har vært under bygging på Ekofisk-feltet, og store modifikasjoner har vært foretatt på ytterligere 6-7 plattformer. Når det gjelder Statfjord «A» har kontrollarbeidet vært tidkrevende. De elektriske anleggene på denne plattformen er store og komplekse og vanskelige å følge opp.

Etter hvert som de elektriske anleggene kommer i drift på plattformene, vil driftskontrollen ta en økende del av kontrollkapasiteten. Dette er en naturlig utvikling og i årene som kommer vil arbeidet med driftskontrollen prioriteres høyt. I beretningsperioden er det lagt ned mye arbeid med driftskontrollen på Ekofisk-installasjonene. Alle de elektriske anleggene er her kontrollert minst en gang. Utbedring av påpekte mangler tar fremdeles noe lang tid, men det registreres en viss bedring på dette området.

Kontrollen i design- og byggefasen utføres ved hjelp av konsulenter. Hovedkonsulent har vært Det norske Veritas, men også Elektrisitetsforsyningens forskningsinstitutt har vært nyttig. Driftskontrollen har vært utført av Oljedirektoratets eget personell uten nevneverdig assistanse utenfra.

Parallelt med kontrollvirksomheten har Oljedirektoratet bistått med rådgivning og informasjon for å sikre størst mulig sikkerhet ved anvendelse av elektriske anlegg på plattformene.

## **5.5 PRODUKSJONS- OG HJELPESYSTEMER M.V.**

Det har i beretningsperioden vært drevet omfattende kontroll både i design-, bygge- og driftsfasen.

Basis for kontrollarbeidet har vært utkast til «Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer m.v. i indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet». Dette utkast er revidert to ganger i 1977 og beregnes å bli endelig fastlagt i begynnelsen av 1978. I tillegg er det benyttet aksepterte standarder/retningslinjer innen de spesielle fagområder, f.eks. ved konstruksjon av trykkbeholdere.

I forbindelse med designkontrollen er relativt store mengder tegninger, spesifikasjoner og annet dokumentasjonsmaterieell mottatt fra rettighetshaverne og gjennomgått av Oljedirektoratet. Deler av designkontrollen er utført av konsulenter, men hovedtyngden er utført av direktoratets eget personell.

Ved byggekontroll er forholdet omvendt; her har hovedkonsulent vært Det norske Veritas, mens Oljedirektoratets kontroll på byggeplassene har vært mer sporadisk. Driftskontrollen har utelukkende vært utført med eget personell.

Når det gjelder driftskontroll er det i rapporteringsperioden vunnet en del erfaring m.h.t. driftskontroll, og opplegg for kontrollrutiner for direktoratets inspektører er under kontinuerlig vurdering. Viktige sikringssystemer som nødavstengningssystemer og brannsystemer er imidlertid kontrollert minst to ganger i løpet av perioden på alle installasjoner i drift.

Kontrollarbeidet har videre omfattet gjennomgåelse av vedlikeholdsrutiner og operasjonsprosedyrer. Dette arbeid vil fortsette fremover og rutiner og prosedyrer vil oppjusteres etter hvert som det vinnes ny erfaring.

Utskifting og forbedring av utstyr er satt i gang på enkelte eldre installasjoner slik at dette kan tilfredsstillende gjeldende regelverk. Som eksempel kan nevnes bedre brannslukningsutstyr på helikopterdekk og brannsikring av nødgenerator og brannpumper.

Ved siden av kontrollarbeidet er det også drevet virksomhet av rådgivende og informativ art i samarbeid med rettighetshavere og norsk industri generelt.

## 5.6 ARBEIDERVERN OG ARBEIDSMILJØ

Arbeidervern og arbeidsmiljø-problematikken står sentralt i direktoratets arbeid, noe som ble ytterligere stadfestet ved at «Midlertidige forskrifter om arbeidervern og arbeidsmiljø m.v. i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster» trådte i kraft 1. juli 1977 med direktoratet som ansvarlig og utøvende kontrollorgan.

Arbeidsmiljøloven som erstattet «Sikkerhetsforskrifter vedrørende arbeidervern m.v.» av 9. juli 1976, har gitt en rekke nye kriterier for hva som kreves for å skape et godt arbeidsmiljø. Sakskomplekset er omfattende og det vil nødvendigvis ta tid å få lovens nye arbeidsmiljøendringer satt ut i livet. Både på arbeidstaker- og arbeidsgiversiden er det nå et bredt engasjement omkring den nye loven, noe som allerede har gitt konkrete, positive utslag. Opplæringen må imidlertid vies stor oppmerksomhet. Spesielt innenfor verneombuds- og arbeidsmiljøutvalg-arbeidet er utviklingen god, selv om det i visse faser av en installasjons utvikling, er vanskelig til enhver tid å få alt til å fungere tilfredsstillende.

Direktoratet har satset på et nært og tillitsfullt samarbeid med partene innen petroleumsvirksomheten og de andre impliserte kontrollinstanser for å

legge forholdene best mulig til rette for løsning av sitt ansvar og sine kontrolloppgaver i forbindelse med loven.

## 5.7 KONTROLL MED DYKKE-OPERASJONER

Dykkeoperasjoner utføres idag i forbindelse med undersøkelsesboring, produksjonsboring, rørlegging, installasjon/fjerning av undervanns produksjonsbrønner, konstruksjonsarbeide samt undervanns inspeksjonsarbeide. Det stilles stadig større krav til operasjonene ettersom aktiviteten flyttes til dypere vann.

6 norskregistrerte samt endel utenlandsk registrerte dykkefirma, opererer på norsk kontinentalsokkel. Dykkeoperasjonene utføres fra faste installasjoner, flyttbare boreplattformer, dykkefartøy, lektere m.v. I tillegg blir undervannsfarkoster tatt i bruk i stadig større omfang. Antall dykkere knyttet til de norskregistrerte dykkefirma er for tiden ca. 400.

Avhengig av hvilke arbeid som skal utføres og hvilke dybder det skal utføres på, brukes ulike metoder for dykking som hver krever sin spesielle teknikk. Den langt fremdrevne teknikk det arbeides med i Nordsjøen i dag, setter store krav til dykkerne. For å bli en habil dykker, regner man at det trengs flere års utdanning/opplæring.

Direktoratet for Arbeidstilsynet har det formelle ansvar for dykkervirksomheten. Det ble imidlertid i 1977 fattet vedtak om at dette ansvar i løpet av første kvartal 1978 skal overføres til Oljedirektoratet.

Det vil i Kontrollavdelingen bli opprettet en egen seksjon som skal ivareta denne funksjon. Seksjonen vil bestå av 5 personer som foruten teknisk og dykkerkyndig personell også vil omfatte en lege for å ivareta de dykkermedisinske forhold.

## 5.8 UTBLÅSNING PÅ DANSK SOKKEL

Fredag den 14. oktober 1977 kl. 11.00 inntraff en utblåsing på dansk sokkel i borehull Vagn I under boring med Mærsk Explorer som er en oppjekkbar rigg. Hullet var boret ned til 1222 m og 9 5/8" foringsrør var satt til 1218 m. Etter sementeringen av foringsrøret var det mistanke om at det var noe galt med en sirkuleringsport i foringsrøret like ved sjøbunnen. Det ble derfor besluttet å ta opp den del av 9 5/8" foringsrør som står over nevnte sirkulasjonsport og det var under dette arbeidet utblåsing startet. Det som blåste opp av hullet var hovedsakelig gass, vann og sand. Det kom fra en grunn «gasslomme» på ca. 550 m, i dette tilfellet en porøs, nærmest ukonsolidert sandsten av pliocen alder. Blandingen av gass, vann og sand strømmet opp på utsiden av 9 5/8" foringsrøret og inn i røret ved sirkulasjonsporten. Gassen ble antent etter ca. 45 min., og varmen smeltet boreårnet slik at det falt ned etter 2 timer. Brannen ble slukket fredag kveld kl. 24.00, mens utblåsing av vann og sand fortsatte til 24.11., da det stoppet av seg selv. Det har ikke medgått tap av menneskeliv.

Etter henvendelse fra danske myndigheter både til Industridepartementet og direkte til Oljedirektoratet om bistand, ble det besluttet å sende en geolog og to

boreingeniører fra Oljedirektoratet. Disse dro til Danmark samme kveld som uhellet skjedde, hvor de bisto danske myndigheter den første tiden etter uhellet.

Senere ble Oljedirektoratet spurt om bistand under viktige faser av stanse- og sikringsoperasjonen. Oljedirektoratet bisto med fra en til tre mann, spesielt under godkjenning av programmet for avlastningsboringen, sjøforklaringen og godkjenningen av den endelige plugging og sikring av Vagn I. I den tiden hvor det ikke var noen fra Oljedirektoratet i Danmark, ble Oljedirektoratet løpende orientert om fremdriften med arbeidet.

Erfaringen fra samarbeidet med de danske myndigheter har vært til stor nytte for Oljedirektoratet bl.a. fordi der er lignende forhold med grunne gasslommer på norsk sokkel. Bistandsarbeide under stansingen av utblåsningen har også vært av stor nytte fordi det her ble boret det første avlastningshull hvor Oljedirektoratet har hatt anledning til å følge den daglige fremdriften.

### 5.9 HAVERIVERN – TRENING

Oljedirektoratet har foretatt en vurdering av de planene den enkelte rettighetshaver har lagt frem når det gjelder utdanning/trening i brann- og havarivern. Disse planene synes gode, men en realisering av dem er sterkt begrenset av de manglende muligheter en har til praktisk trening innen denne sektoren her i landet.

Problemet har vært reist av samarbeidsutvalget for fagforeningene på installasjonene. Dette har ført til at et utvalg er blitt nedsatt av Kirke- og undervisningsdepartementet for å se på mulighetene for en forsering av annet byggetrinn ved Haverivernskolen i Haugesund. Oljedirektoratet er representert i dette utvalget. En forsering av utbyggingen i Haugesund alene gir ikke hele løsningen da dette i alle tilfeller vil ta tid å få gjennomført.

Det synes klart at det er nødvendig med en midlertidig ordning for på denne måten å dekke det akutte

behov. Det kan være en mulig løsning å utnytte eventuell ledig kapasitet ved eksisterende brannvernlegg i Bergen, Horten/Crofttholmen, og muligens kan en del gjøres i Haugesund.

### 5.10 BRANNSKADER

Oljedirektoratet har i 1977 registrert totalt 25 branner på faste installasjoner. Sett i relasjon til antall installasjoner (23), antall arbeidere som er involvert (6–9.000) og den høye aktiviteten på kontinentalsokkelen, kommer installasjonene godt ut sammenlignet med tilsvarende industri på land. Videre er den rapporteringspraksis som er innarbeidet så omfattende at den inkluderer bokstavelig talt alle branntilløp, noe som ikke er vanlig praksis på land.

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med rikssadvokatens bestemmelser har mottatt rapporter om, er gitt i tabell X. I de to tilfellene hvor det har vært personskade, har dette vært lettere brannskader på hendene.

### 5.11 NEDGRAVING AV RØRLEDNINGER

For å beskytte rørledningene mot strømpåvirkninger og ytre mekaniske påkjenninger, samt for å hindre konfliktsituasjoner med andre brukere av Nordsjøen, er det blitt krevd at rørledningene skal graves ned. Kravene til nedgraving har vært:

- 1 m i åpen sjø (1 m mellom topp av ledning og naturlig sjøbunnsnivå).
- 3 m i ilandføringssonen til et vanddyp på 50 m.
- 3 m rundt plattform ut til ca. 3,2 km (2 miles) ifra en enkeltstående plattform og ut til ca. 8 km (5 miles) ifra et plattform kompleks.

Det viser seg at det byr på store problemer å oppfylle de opprinnelige krav fullt ut. Dette gjelder i særlig grad de store rørledningene.

For de mindre rørledningene hvor sjansene for at de ytre påkjenningene skal påføre ledningene alvorlige skader er større, er nedgravingsresultatene adskillig bedre. Dette skyldes at disse er meget kortere og at nedgravingen foregår i noenlunde ensartete løsmasser.

TAB. X. BRANNSKADER

Skade(r) som følge av brannen	Type installasjon	Konstruksjonsfasen	Driftsfasen	
			a	b
Personskade(r) og store materielle skader		0	0	0
Personskade(r) og mindre eller ingen materielle skader		2	0	0
Ingen personskade, men større materielle skader		1	0	0
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader		12	5	5
a – brannårsak: konstruksjonsarbeide		Totalt	5	5 = 25
b – brannårsak: som følge driften/driftsuhell				

For de store rørledningene som passerer gjennom områder med varierende løsmasser, har nedgravingen og tildekningen vært tilfredsstillende i endel områder. De siste tilstandskontroller har vist at rørledningenes tildekning blir stadig bedre.

Men tilstandskontrollene har også vist at en har hatt endel frie spenn. Disse finnes vesentlig hvor der er hard bunn, men med lokale variasjoner, slik at spylesleden har spylt bort vesentlig mer løsmasser i de mykeste områdene. En har derved fått en grøft som har «store» lokale variasjoner i grøftedybde. Røret blir derved opplagret på de grunnest utgravde områdene av grøften og et fritt spenn kan oppstå imellom. Alle slike store spenn (over 25 m) er blitt utbedret ved hjelp av sandsekker.

## 5.12 SKADEREGISTRERING

Alle personskader rapporteres til Oljedirektoratet på et utarbeidet skjema. Ved alvorlige arbeidsulykker og dødsulykker varsles politiet og Oljedirektoratet straks pr. telefon. Representanter fra begge myndigheter etterforsker ulykken. Spesifisert rapport om ulykken blir også krevd av arbeidsgiveren.

### 5.12.1 ARBEIDSULYKKER 1977/ (1976)

Statistikken, tabell XI, gir en oversikt over yrkesskader (ulykker) som er meldt til Oljedirektoratet i 1977/ (1976), og som har medført fravær eller har fått dødelig utgang.

Fraværets lengde er ikke tatt hensyn til, og oversikten gir ikke grunnlag for direkte sammenligning med statistikker fra annen virksomhet, da disse vanligvis er basert på fravær i 11 dager eller mer.

8 ryggskader i 1977 og 8 ryggskader i 1976, som er tatt med i oversikten, vil i alminnelighet ikke kunne godkjennes som yrkesskade etter folketrygdloven.

Oversikten omfatter arbeidsulykker på faste anlegg på den norske kontinentalsokkelen, samt faste anlegg tilknyttet rørledningene til Teesside (England) og Emden (Vest-Tyskland).

Grunnlaget for oversikten er de yrkesskademeldinger som arbeidsgiver plikter å sende Oljedirektoratet. Med yrkesskade forstås ulykke eller sykdom påført under arbeid på arbeidsplassen i arbeidstiden.

Oversikten omfatter arbeidstakere av alle yrkeskategorier og nasjonaliteter, samt alle aktivitetsfaser innen virksomheten på ovennevnte anlegg.

### 5.12.2 DØDSULYKKER

I 1977 inntraff to dødsulykker på de faste anlegg. En dødsulykke skjedde i forbindelse med kranoperasjon, hvor kranen falt i sjøen etterat kolliet som skulle løftes fra et forsyningskip, heftet fast i dette. Den andre dødsulykken inntraff ved fall til lavere nivå under konstruksjonsarbeide.

24 november 1977 forulykket 12 personer i en helikopterulykke, som inntraff da et helikopter styrtet i sjøen på vei til Ekofiskfeltet fra Stavanger.

### 5.12.3 ARBEIDSULYKKER GENERELT

Økningen fra 213 rapporterte yrkesskader i 1976 til 287 i 1977 har sin forklaring i økt aktivitet innen virksomheten. Denne økning omfatter spesielt arbeid med nye installasjoner på samtlige felter. Totalt omfatter oversikten for 1977 ca. 6000–9000 personer som regnes å ha hatt sitt arbeide på de faste anlegg. Den store variasjonen i antall personer skyldes bl.a. opptrapping av aktiviteten i løpet av året. Foreløpige tall indikerer at det i 1977 ble utført ca. 7,9 millioner arbeidstimer på disse anlegg.

Fire skadeårsaker dominerer oversikten: håndverktøy, fall av person til lavere nivå, fall av person på samme nivå og løfting/bæring.

Av disse utgjør fall av person til lavere nivå den klart alvorligste, noe 3 av de 4 dødsulykkene som har inntruffet i løpet av to år bekrefter.

Tre lelemsdeler synes mest utsatt: øye, hånd/finger og fot. De mange samtidige arbeidsoperasjoner, ofte trange arbeidsforhold/stort antall personell og ofte vekslende værforhold – samt omfattende konstruksjonsarbeider – forklarer endel av dette.

Generelt kan sies at antall skader klart kan reduseres ved bedre orden på arbeidsplassen, bedre organisering, planlegging og utførelse av arbeidet, samt effektivere egenkontroll.

Den organiserte vernetjenesten med arbeidsmiljøutvalg, verne- og hovedverneombud, samt arbeidstaker-organisasjonenes samarbeid og innsats, synes allerede å ha styrket egenkontrollen, noe som lover godt for den videre innsats i kampen mot yrkesskader.

**TAB. XI**  
**ARBEIDSULYKKER 1977/(1976)**  
**FASTE PRODUKSJONSANLEGG M. V.**

Skadet legemsdel	Skade/Artsak	Motor, generator	Arbeidsmask, splinter o.l. fra samme	Heis, kran, løfteanordn. transportør	Kjøretøy, fartøy, fly, helikopter	Håndverktøy, splinter e.l. fra samme	Varmt eller kaldt stoff	Fast, flytende gassaktig	Elektr. strøm	Eksplosjon, sprengning, brann e.l.	Giftig og/eller etsende stoff, stråler	Fall (av personer til lavere nivå)	Fall (av personer på samme nivå)	Fallende gjenstand som skadede ikke håndterte	Tråkking på, støt av eller mot gjenstand som skadede ikke håndterte	Løfting, bæring som skadede utførte	Andre årsaker	SUM	%
Hode	1			1		5 (2)	2					1 (2)	2 (1)	3 (2)	2 (1)	1 (2)	1	19 (9)	6,6 (4,1)
Øye						36 (28)	7	2				1 (1)					11 (34)	56 (67)	19,5 (31,4)
Bryst								1				5 (5)	2 (1)	1	1 (1)	1	1 (1)	10 (9)	3,5 (4,1)
Rygg				1		1						12 (3)	2 (1)	1	1 (1)	9 (9)	1	28 (14)	9,8 (6,5)
Hånd/ Finger	1		3 (1)	3 (4)		12 (21)		2 (2)	1	1		3 (1)	4 (1)	2	3 (6)	30 (5)		65 (40)	22,6 (18,7)
Arm/ Skulder						1		1				4 (1)	6 (2)	1	3 (1)	3 (2)	1 (1)	20 (7)	7,0 (3,0)
Tå/ Ankel						1						4 (5)	10 (7)	2 (2)	5 (7)	1 (1)	1	24 (27)	8,4 (12,6)
Fot				1		1						9 (3)	14 (2)	3 (1)	11 (6)	7		46 (16)	16,0 (7,5)
Andre						4 (4)	1	2	1 (1)			9 (10)	3 (2)	1 (1)	1 (3)	2 (2)		17 (24)	5,9 (11,2)
Døde				1								1 (2)						2 (2)	0,7 (0,9)
SUM		2 (0)	3 (3)	7 (5)		57 (61)	10 (0)	10 (3)	2 (1)	1 (0)	10 (0)	48 (34)	41 (16)	13 (8)	26 (26)	52 (21)	15 (36)	287 (213)	
%		0,7 (0)	1,1 (1,3)	2,4 (2,3)		19,9 (28,6)	3,5 (0)	3,5 (1,3)	0,7 (0,5)	0,3 (0)	3,5 (0)	16,7 (15,9)	14,3 (7,5)	4,5 (3,7)	9,1 (12,2)	18,1 (9,8)	5,2 (16,9)	100 (100)	

## 6. Annen kontroll

### 6.1 STYRING AV RESSURSNYTTTELSEN (CONSERVATION)

Utredning nr. 2 fra «Utvalget til å fremlegge forslag til sikkerhetsforskrifter for produksjonsanlegg og utstyr for rørledninger og lagringsanlegg på havbunnen og regler for utnyttelsen av petroleumforekomster» (Vogt-utvalget) ble av Industridepartementet oversendt Petroleumslovutvalget for å få klarlagt hvordan det videre arbeid med forskriftene skal innpasses den nye petroleumsløven.

Som allerede nevnt i forrige årsberetning, forvaltes petroleumssressursene i påvente av den nye petroleumsløven etter gjeldende lover og regler. Oljedirektoratet har imidlertid merket et sterkt behov for nærmere retningslinjer for gjennomføringen av gjeldende lover og regler. Med dette for øye har Oljedirektoratet utarbeidet utkast til forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumssressursene. Utkastet er sendt rettighetshaverne, organisasjonene i arbeidslivet og de impliserte offentlige organer til uttalelse, og uttalelser er ventet i begynnelsen av januar 1978. Oljedirektoratet tar sikte på å sette i kraft forskriftene så snart uttalelsene fra de impliserte parter er vurdert.

### 6.2 KONTROLL MED PRODUSERTE MENGDER HYDROKARBONER

Kontroll med produserte mengder olje og gass utføres både på målinger før ilandføring og på målingene som utføres på de ferdigbehandlede produkter som selges ut fra landterminalene. Førstnevnte målinger utføres for å beregne royalty, og for å beregne de enkelte felts bidrag. Måling av ferdigbehandlede produkter gjelder salg der Oljedirektoratet har blitt pålagt kontrolloppgaver i forbindelse med bestemmelse av selskapenes inntekter.

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

Utenforstående konsulenter og laboratorier har til dels vært benyttet for bistand i spesielle tilfeller.

Måleteknisk kontroll har blitt utført i driftfase for Ekofisk fase II. Videre har kontroll i forbindelse med driftsstart av fase III systemene på Ekofisk blitt utført. Driftskontrollen samt rutinemessige oppgaver i forbindelse med driftsstart har blitt utført av Oljedirektoratets offshore inspektører. Offshore inspektørene er, som tidligere, personell fra et uavhengig måleeksperterfirma. Dette firma arbeider for Oljedirektoratet på kontraktbasis. Oljedirektoratet vil i 1978 ansette eget personell for disse oppgavene. Kontroll av drift av salgsmålesystemene i Emden har blitt utført i den grad det har vært mulig med bemanningssituasjonen i 1977.

Kontroll vedrørende oppbygging av Frigg offshore målesystem samt utprøving og drift av målesystemer for Frigg landterminal har vært meget omfattende og har blitt utført i samarbeide med britiske myndigheter. Oppfølgingsarbeidet er blitt ytterligere komplisert etter at det er bestemt at gassen fra Piper-feltet på britisk kontinentalsokkel skal ilandføres gjennom samme transportanlegg som Frigg-gassen. Dette innebærer at Oljedirektoratet må godkjenne målestasjonen for Piper-gassen også, da denne vil bli blandet med Frigg-gassen.

Også kontroll av oppbygging av Statfjord og Murchison målesystem har foregått i samarbeid med britiske myndigheter. Dette samarbeidet ble innledet da det ble klart at unitiseringsavtalene ville følge samme hovedlinjer som for Frigg.

Målesystemene i Teesside var, på samme måte som i Emden, allerede konstruert og delvis ferdig sammenstilt da Oljedirektoratet ble pålagt kontrollen av disse. Aktiviteten i 1977 vedrørende Teesside har omfattet vurdering av konstruksjon av enkelte av disse systemene samt deltagelse i utprøving. I det videre arbeid i 1978 med Teesside målesystemene regner Oljedirektoratet med i stor grad å måtte benytte konsulenter til arbeidet. Dette er nødvendig både ut fra faglige og kapasitetsmessige hensyn.

Innsatsen i 1977 har vært betraktelig mer driftsrettet enn tidligere i år. Dette henger sammen med oppstart av gassleveransene fra Frigg og Ekofisk. Behovet for økt bemanning har vist seg tydelig i forbindelse med driftskontrolloppgavene. Myndighetene har tatt konsekvensen av dette og 7 nye stillinger har blitt opprettet innenfor måleteknikk for 1978. Denne økningen av bemanning har i sin tur medført at det har blitt nødvendig å reorganisere de måletekniske aktiviteter slik at en egen seksjon blir opprettet for dette i 1978.

Angående forskrifter for målesystemer har Oljedirektoratet lagt vekt på å følge opp arbeidet som utføres av den Internasjonale Standardiseringsorganisasjonen og har gått inn som medlem i en av underkomiteene. Videre vil direktoratet delta i et prosjekt vedrørende olje-måleteknikk arrangert av Institute of Petroleum i Storbritannia. Dette prosjektet startes ved årsskiftet 1978/79.

### 6.3 OPPRYDDING PÅ HAVBRUNNEN

Oljedirektoratet utførte høsten 1976 to undersøkelser av havbunnen ved forlatte borelokaliteter fra 9 forskjellige operatører.

Etter den første undersøkelsen ble Esso og Elf pålagt å rydde de lokaliteter som var undersøkt. Selskapene ble også pålagt å undersøke alle sine øvrige borelokaliteter og om nødvendig rydde disse.

Etter den andre undersøkelsen fikk selskapene Amoco, Conoco, Shell, Phillips, Statoil og Murphy

pålegg om å inspisere alle sine borelokaliteter og eventuelt foreta opprydding.

De selskaper som ble pålagt videre undersøkelser og opprydding har i løpet av 1977 utført større eller mindre deler av dette arbeidet. I tillegg har Mobil på eget initiativ undersøkt og ryddet selskapets borelokaliteter. Foreløpig er det bare Esso og Mobil som anser seg ferdig med operasjonene. De andre selskapene vil fortsette operasjonene i 1978.

Alle selskaper har valgt å først undersøke områdene v.h.a. sidesøkende sonar. Data fra denne typen undersøkelser gir et akustisk bilde av havbunnen. Gjennom tolkning av sonarregistreringene vil vi få en indikasjon på om det kan finnes etterlatte gjenstander på havbunnen. Det vil i mange tilfelle være vanskelig å skjelne mellom stein og avfall fra boreoperasjonene, men metoden synes meget nyttig for å begrense det område som eventuelt må undersøkes med annet utstyr.

Med sonarregistreringene som utgangspunkt har så selskapene tatt standpunkt til videre operasjoner. I enkelte tilfelle er disse registreringene brukt til å dokumentere at havbunnen er så ren at ingen videre operasjoner er nødvendige. I andre tilfelle har det vært nødvendig å gå videre med visuell inspeksjon eller direkte med opprydding. Visuell inspeksjon er blitt foretatt fra bemannet eller ubemannet undervannsfarkost, og Oljedirektoratet har forlangt kopi av videotapen fra disse undersøkelser. Ryddingen er blitt utført v.h.a. dykkere, trål eller undervannsbåt med manipulatorer. Der det er funnet at hele

brønnehodet eller rester av dette gjenstår, har det vært nødvendig å bruke dykkere.

Under oljeselskapenes inspeksjon og opprydding ble det oppdaget mindre gasslekkasjer fra flere brønner. Etter krav fra Oljedirektoratet er gassprøver fra disse lekkasjene analysert, og det er utarbeidet rapporter om antatt årsak, opprinnelse m.v. Alle rapporter konkluderer med at gassen stammer fra grunne gasslommer, og at årsaken sannsynligvis er at det har oppstått fine kanaler i sementen mellom de ytre foringsrør. Lekkasjene representerer iflg. marinbiologer ingen fare for livet i havet eller fare for forurensning. Oljedirektoratet vil kreve en ny inspeksjon i 1978 på de aktuelle steder for å se om det er skjedd noen forandring.

På alle områder foreligger det dykkersertifikater på at havbunnen er ren. I en del tilfelle har dykkere rapportert at brønnehodet er sprengt, mens det ved senere inspeksjon er funnet intakt uten tegn på at det i det hele tatt er gjort forsøk på sprengning.

Med enkelte spredte unntak synes det imidlertid å være en klar bedring fra de første boreriger frem til dagens operasjoner. Oljedirektoratet har også skjerpet oppfølgingen, og forlanger nå en sonarundersøkelse etter avsluttet boring i tillegg til en grundigere dykkerundersøkelse.

De rapporter Oljedirektoratet har mottatt tyder også på at selskapene og mannskapene ombord på boreriggene er blitt mye mer oppmerksom på forsøplingsproblemet og mer påpasselige med å ta vare på gjenstander som før ville blitt kastet eller «mistet» overbord.

## 7. Bistand til fremmede stater

Oljedirektoratet har i 1977 fortsatt å bistå Utenriksdepartementet og Norad med faglige råd og vurderinger i forbindelse med bistandsavtaler med fremmede stater som en del av norsk utviklingshjelp.

Dette har hovedsakelig omfattet bistand i forbindelse med kartlegging av petroleumsressursene i landene Tanzania, Portugal, Vietnam og Jamaica. I ett tilfelle er det også gjort en vurdering av et påvist felt.

Omfanget av Oljedirektoratets bistand i denne sammenheng har vist en økning i løpet av året som gjør det nødvendig å oppnå en mer permanent samarbeidsordning med de impliserte offentlige organer, hovedsakelig Norad. En slik ordning er nå under utarbeidelse.

Etter hvert som kartleggingsarbeidet i de aktuelle land eventuelt fører til produksjon, er det ventet at Oljedirektoratets bistand vil bli utvidet til også å omfatte feltutvikling og produksjonsteknologi.

## 8. Spesielle utredninger og prosjekter

### 8.1 SIKKERHETS- OG BEREDSKAPSFORSKNING

Industridepartementet oppnevnte den 29. desember 1976 en arbeidsgruppe med formann og sekretær fra Oljedirektoratet til å utrede behovet for sikkerhets- og beredskapsforskning på kontinentalsokkelen.

Arbeidsgruppen leverte sin rapport i juni 1977. På grunnlag av rapporten fremmet Industridepartementet en proposisjon for Stortinget om et spesielt forskningsprogram innen sikkerhet og beredskap på kontinentalsokkelen (St. prp. nr. 1 Tillegg nr. 2 (1977–78) «Om øking av bevilgningene til sikkerhets- og beredskapsforskning i tilknytning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen»).

For året 1978 ble det foreslått en bevilgning på 20 millioner kroner. Det ble dessuten sagt fra om at behovet for årene fremover vil bli vesentlig høyere enn det som er foreslått for 1978.

Ansvar for forskningsinnsatsen er fordelt mellom NTNf og Oljedirektoratet slik at direktoratet for året 1978 blir ansvarlig for 8 millioner kroner innen prosjektområdene «Katastrofeberedskap» og «Prosedyrer m.v.».

I proposisjonen er følgende prosjekter foreslått igangsatt innen «Prosedyrer m.v.»:

- System for beskrivelse av laster
- Deteksjonssystemer for gass/brann
- Sikringsventilarrangement
- Tilstandskontroll av rørledninger/stigerør
- Korrosjonsovervåking
- Utmatting
- Instrumentering for overvåking av boreprosess
- Produksjonssystemer på havbunnen
- Trålforsøk
- Prosedyrer i boreoperasjonen
- Vedlikeholdsprosedyrer for produksjonsanlegg
- Prosedyrer for komplettering og vedlikehold av brønner
- Sensitivitetsanalyse av boreutstyr

Eksempler på forsknings- og utredningsoppgaver som ønskes løst innen «Katastrofeberedskap» er:

- Kartlegging av beredskapssituasjonen på kontinentalsokkelen.
- Gjennomføring av analyser og simuleringer med tanke på en optimalisering av de tekniske og administrative ressurser.
- Simulering og bekjempelse av utblåsing.
- Behov som må dekkes av beredskapsenheter og hjelpefartøyer.
- Evakuering av personell.
- Medisinsk beredskap og mottakerapparat på land.

Til å ta seg av den videre bearbeiding av forskningsprogrammet har direktoratet etablert en gruppe av personer som samtidig skal stå for den faglige og administrative styringen av prosjektene.

For katastrofeberedskapsdelen av programmet er det dessuten opprettet en egen styringskomite med medlemmer fra berørte myndigheter og organisasjoner.

De fleste av prosjektene vil bli kanalisert ut til ulike forskningsinstitusjoner, mens en del oppgaver tenkes løst ved at det engasjeres spesialister til å arbeide innenfor direktoratet.

### 8.3 INNSAMLING AV MILJØDATA I TROMS I

Oljedirektoratet startet i september 1976 innsamling av miljødata i Troms l-området. Værskipet AMI er chartret fra Kåre Misje & Co. Rederi A/S i Bergen og Vassdrags- og Havnelaboratoriet i Trondheim er engasjert til å forestå instrumenteringen og selve datainnsamlingen. Posisjonen er 71° 30' N og 19° Ø.

Ved en eventuell fremtidig feltutbygging i nye områder vil vi ha behov for relativt lange måleserier med miljødata for å kunne foreta en sikker beregning og dimensjonering av plattformer og utstyr.

Skipet var i første omgang chartret frem til 15.8. 1977. Oljedirektoratet innhentet våren 1977 kommentarer fra en rekke institusjoner om nytten av værskipet og om det fremtidige behov. Det var bred enighet om at målingene måtte fortsette, og at det for tiden ikke finnes brukbare alternativ til et værskip for innsamling av denne type data i åpent hav. En automatisk observasjonsbøye tilhørende Statoil og utviklet av Christian Michelsens Institutt var plassert ved AMI for operasjonstesting og kalibrering. Denne bøyen forsvant i begynnelsen av juni 1977 og en ny bøye ble plassert på feltet i desember 1977. Inntil slike bøyer fungerer tilfredsstillende må nødvendige miljødata registreres fra et bemannet værskip. Oljedirektoratet har forlenget engasjementet frem til



15.8. 1978, men målinger vil etter all sannsynlighet fortsette ut over dette.

I tillegg til måling av bølger, vind og strøm, foretas det hver 3. time meteorologiske observasjoner som sendes til Meteorologisk Institutt i Oslo. Dataene fra AMI inngår her i den normale varslingstjenesten.

For Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser (IKU) er det foretatt utslipp av drivkonvolutter for beregning av drift av et mulig oljeflak.

Hver uke blir det tatt vann- og planktonprøver for Havforskningsinstituttet i Bergen.

Målingene av miljødata må til nå sies å ha vært meget vellykket. Etter visse problemer i oppstartingsfasen er datagjenfangsten nå nær opp til 100%. Dataene blir behandlet umiddelbart etter mottak hver måned, og eventuelle feil som måtte oppstå, kan på denne måten meget raskt korrigeres.

Bølgemålingene blir foretatt i en 20 minutters periode hver tredje time. I denne perioden registreres høyden på alle enkeltbølger, og signifikant bølgehøyde kan dermed beregnes. Signifikant bølgehøyde er definert som gjennomsnittlig bølgehøyde av den største tredjedel av bølgene i en måleperiode.

Den største målte bølgehøyde til nå er 19,1 m. Denne bølgehøyde ble registrert 19. desember 1977 kl. 02.30. Signifikant bølgehøyde var i denne måleperioden 9,1 m. I januar 1977 ble det målt bølgehøyde på 16,1 m og med signifikant bølgehøyde i tilsvarende måleperiode på 10,6 m.

De foreløpige analysene viser ellers at signifikant bølgehøyde i 60% av tiden har vært under 2 m, i 84% av tiden under 3 m og i 94% av tiden under 4 m.

#### 8.4 BRUK AV LANG SEISMISK ENERGIKILDE

I 1976 ble det utført et seismisk eksperiment i Oljedirektoratets regi på den nordlige delen av kontinentalsokkelen (Årsberetning 1976 Kap 3.1.3). Eksperimentet besto i utprøving av et nytt prinsipp for utsendelse av seismisk energi, såkalt lang seismisk energikilde, og resultatene av eksperimentet forelå våren 1977.

På enkelte deler av den norske kontinentalsokkelen har det vært et problem å få frem brukbare seismiske data. Problemet består vanligvis i at bergartene i havbunnen er unormalt harde. Når en seismisk lydbølge sendes ut fra en energikilde i vannet, vil denne bølgen forplante seg nedover i jorden. Når bølgen treffer grenseflater i undergrunnen, f.eks. havbunnen eller geologiske grenseflater representert ved overgang fra en bergartstype til en annen, blir endel av energien i den seismiske bølgen reflektert tilbake til overflaten, mens resten går gjennom grenseflaten og forplanter seg videre nedover i jorden. Jo større kontrast det er, først og fremst i form av hardhet, mellom det som ligger over og det som ligger under en grenseflate, desto større del av energien i den seismiske bølgen blir reflektert i grenseflaten uten å trenge gjennom denne. Når havbunnen er unormalt hard, vil følgelig en unormalt stor del av energien i de seismiske bølgene bli reflektert i havbunnen uten å trenge ned i undergrunnen. Denne reflekterte energien vil svinge opp og ned i vann-

laget mellom havoverflate og havbunn, og den registreres på overflaten med en fast periode som svarer til tiden bølgen bruker på å gå ned til bunnen og opp igjen. Disse periodiske bølgene betegnes multiple refleksjoner. De vil alltid være å betrakte som uønsket støy på en seismisk registrering fordi at hvis en bølge som er reflektert fra en dypere geologisk grenseflate ankommer samtidig til registreringsenheten som en multippel refleksjon, vil den sistnevnte vanligvis være sterkere enn den andre og maskere denne.

Oljedirektoratet har gjennom flere år arbeidet aktivt for å løse disse problemene, bl.a. ved å søke å optimalisere bruken av det tilgjengelige utstyr for datainnsamling og ved å utprøve alle tenkelige former for spesialprosessering som har vært tilbudt på markedet. Resultatene har imidlertid generelt vært skuffende idet kun marginale forbedringer har vært oppnådd.

Ved konvensjonelle seismiske undersøkelser er energikilden å betrakte som en punktkilde, dvs. de seismiske bølgene genereres i og brer seg ut fra et punkt i vannet. Lang seismisk energikilde innebærer at grupper av luftkanoner er plassert langs en streng med en lengde på inntil 250 m som taues bak båten. De seismiske bølgene fra de enkelte grupper av luftkanoner langs strengen vil når det gjelder de **grunne** lag, bl.a. havbunnen, bli å betrakte som uavhengige bølger fra forskjellige energikilder, og de vil ikke være i fase når de ankommer registreringsenheten som refleksjoner fra disse lag. Istedet for **én** sterk refleksjon fra havbunnen og én enkelt energirik bølge som svinger mellom havbunn og havoverflate slik situasjonen er med en punktkilde, får vi nå flere og mindre sterke bølger som svinger i vannlaget, og disse vil svekke hverandre ved at de ikke er i fase.

Lang seismisk energikilde gir følgelig en dårlig opptegning av havbunnen og de grunne lag. Samtidig er imidlertid også energien i havbunnsmultiplene svekket. For de dypere lag, som vi i denne sammenheng er mest interessert i, vil energikildens utstrekning være liten i forhold til den avstand bølgene har gått, og energikilden har samme effekt som en punktkilde. Vi har på denne måten redusert energien i de multiple refleksjonene mens energien i refleksjonene fra de dypere lag som vi ønsker å kartlegge, er bevart. Det har i praksis vist seg at bruk av lang energikilde også reduserer andre typer uønsket støy i registreringene enn de multiple refleksjonene. Videre kan effekten ytterligere forsterkes ved spesiell databehandling under prosesseringen.

Den lange seismiske energikilden er utviklet og patentert av oljeselskapet Shell, men hadde på det tidspunkt Oljedirektoratet fattet interesse for metoden, vakt liten interesse hos de kommersielle seismiske selskapene og var følgelig vanskelig tilgjengelig. På grunnlag av Oljedirektoratets interesse skaffet Geco A/S seg rettigheter til å anvende prinsippet og bygde ut en av sine båter med nødvendig utstyr for dataregistrering med lang energikilde. Testprogrammet som Geco A/S gjennomførte for Oljedirektoratet nord for 62° N i 1976 ga meget oppløftende

resultater og slo fast at til dels betydelig dataforbedring kunne oppnås.

Som et resultat av dette eksperiment er omtrent all dypseismikk som er innsamlet i Tromsområdet i 1977 av Oljedirektoratet og GSC (se foran), skutt med lang energikilde.

Oljedirektoratets erfaringer med lang energikilde ble presentert på European Association of Exploration Geophysicists konferanse i Zagreb, Jugoslavia i juni 1977.

### **8.5 UTVIKLING AV SEISMISK DATABEHANDLINGSMETODE**

Som et ledd i det kontinuerlig pågående arbeidet for å oppnå forbedret kvalitet på de seismiske dataene, har det ved Oljedirektoratet i 1977 blitt utviklet en ny metode til bruk innen seismisk databehandling. Metoden har fått betegnelsen Superstack og anvendes som en prosesseringsrutine på seismiske felldata innsamlet på konvensjonell måte.

Superstack er en generalisering av vanlig rutineprosessering. Superstack adskiller seg generelt i prinsippet fra de rutiner som de forskjellige kommersielle selskaper lanserer som spesialprosessering ved for det første at ingen andre forutsetninger

om dataene gjøres enn ved vanlig rutineprosessering og for det andre ved at ekstraomkostningene ved bruk av metoden er moderate.

Superstack metoden er i likhet med lang seismisk energikilde først og fremst konstruert for å redusere effekten av havbunnsmultipler, men den synes også generelt å kunne gi en viss forbedring i datakvaliteten.

Uttesting av metoden på syntetiske og i noen grad på reelle seismiske data ble utført i samarbeid med Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen. Resultatene av dette var lovende og metoden er nå under uttesting med tanke på anvendelser i større skala.

Superstack metoden ble presentert på European Association of Exploration Geophysicists konferanse i Zagreb, Jugoslavia i juni 1977, og på Society of Exploration Geophysicists konferanse i Calgary, Canada i september 1977.

En foreløpig erfaring med Superstack er at metodens effekt kan forbedres ved en mer nøyaktig bestemmelse av de seismiske hastighetene. Dette kan i teorien oppnås ved å anvende prinsippet for Superstack på selve hastighetsbestemmelsene. Oljedirektoratet har for tiden i gang arbeid for uttesting av dette, også denne gang i samarbeid med Jordskjelvstasjonen.

## 9. Avgifter innbetalt til Oljedirektoratet

### 9.1 PRODUKSJONSAVGIFT

For 1977 er det blitt innbetalt totalt kr. 651.005.493,23 i produksjonsavgift på olje fordelt på følgende kvartal:

Kvartal	Beløp
4. kv. 1976	kr. 190 405 066,27
1. kv. 1977	kr. 216 358 782,67
2. kv. 1977	kr. 128 324 157,01
3. kv. 1977	kr. 115 917 487,28
	<u>kr. 651 005 493,23</u>

Oljedirektoratet vil i 1978 innkassere royalty både på olje og gass. Royalty av olje vil komme fra olje-produksjonen fra Ekofiskfeltet, mens gassproduksjonen i 1978 vil komme fra Ekofisk-feltet og Friggfeltet. På Frigg-feltet er den norske andelen satt til 60,82%.

Avregningen for 1977 har foregått etter normpris. Det er imidlertid ennå ikke fastsatt noen normpris for 3. kvartal 1977, og en justering vil bli foretatt når den endelige normpris foreligger.

### 9.2 AREALAVGIFT AV KONSESJONSOMRÅDER

Oljedirektoratet har i løpet av 1977 innkassert kr. 61.624.300,- i arealavgift. Disse fordeler seg som følger:

Konsesjoner meddelt 1965	kr. 48 080 500,-
Konsesjoner meddelt 1969	kr. 11 793 600,-
Konsesjoner meddelt 1971	kr. 353 700,-

Konsesjoner meddelt 1976	kr. 952 500,-
Konsesjoner meddelt 1977	kr. 444 000,-
<u>Sum</u>	<u>kr. 61 624 300,-</u>

### 9.3 AVGIFT FOR UNDERSØKELSESTILLATELSER

Oljedirektoratet meddeler undersøkelsestillatelser i henhold til regler i kap. 2 i Kgl. res. av 8.12.1972.

Undersøkelsestillatelser meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og før tillatelser gis, skal forskuddsvis betales en avgift på kr. 20.000,- pr. kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevingen av denne avgiften.

I 1977 er det innbetalt avgift for i alt 12 tillatelser.

### 9.4 REFUSJON AV KONTROLLUTGIFTER

Til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll er utbetalt kr.

Utgiftene fordeler seg slik:

Det norske Veritas	kr. 34 077 600
Dr ing A Aas-Jakobsen	kr. 1 625 500
Otter-gruppen	kr. 2 434 000
Lloyds	kr. 143 600
Geoteam A/S	kr. 933 000
Skandinavisk Kontroll A/S	kr. 352 300
Andre	kr. 65 400
Oljedirektoratets egenkontroll	kr. 934 600
<u>Sum</u>	<u>kr. 40 566 000</u>

Beløpet vil bli dekket 100% av rettighetshaverne.

Pr. 31. desember 1977 var det innbetalt kr. 42 037 500.

## 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, 1975 og 1976. Arbeidet innen de 3 arbeidsgrupper har fortsatt i 1977. Ministerkonferansen i Oslo 21–22. juni 1977 hvor bl.a. deltakerlan-

dene i det nord-vesteuropeiske harmoniseringsarbeid var representert, aksepterte tilbud fra nederlandske myndigheter om å arrangere en konferanse i 1978 som en oppfølging av Londonkonferansen i 1973. Formennene i de 3 arbeidsgrupper har høsten 1977 på anmodning fra nederlandske myndigheter avlagt møte i Haag som ledd i forberedelsen av konferansen som forventes avviklet ultimo mai 1978.

# 11. Forsvarlig utnyttelse av petroleumsressursene

En forsvarlig utnyttelse av petroleumsressursene vil si å få mest mulig utbytte fra disse ut fra en samfunnsmessig totalvurdering.

Dette omfatter i videste forstand alt fra undersøkelsesstrategi for påvisning av ressursene til prioritering av produkter og bruksområder for den petroleum som utvinnes. Oljedirektoratets ansvarsområde omfatter planlegging av undersøkelsesaktivitetene, uttak av petroleum fra reservoarene, og den videre behandling, prosessering og transport frem til ilandføring eller avskipning. I denne artikkelen skal vi gå nærmere inn på noen av de aspekter ved utnyttelsen som det tilligger Oljedirektoratet å vurdere i forbindelse med selskapenes søknader om godkjenning for utviklingsplaner og produksjonsoppbygg.

Der vil alltid være en forskjell mellom total mengde tilstedeværende reserver i et reservoar og den utvinnbare mengden reserver fra reservoaret, dvs. den del av de tilstedeværende reserver vi er i stand til å bringe til overflaten ved et produksjonsopplegg for feltet. Den utvinnbare mengden i prosent av de totale tilstedeværende reserver betegnes **utvinningsgraden** for feltet. Forskjellige mulige produksjonsoppbygg for et felt vil ofte føre til forskjellig utvinningsgrad. Forsvarlig utnyttelse av ressursene innebærer at utviklingsplanen for feltet søker å optimalisere utvinningsgraden innenfor de tekniske, økonomiske og samfunnsmessige rammer som er gitt til enhver tid.

### En kontinuerlig avveiningsprosess

Arbeidet for å oppnå en optimal utvinningsgrad gjør det nødvendig med en kontinuerlig avveiningsprosess mellom på den ene siden ønsket om å øke utvinningsgraden, og på den andre siden de kostnader denne økning innebærer. Avveiningsprosessen begynner allerede ved første borehullet som påviser et mulig funn, når det skal tas standpunkt til kostnadene ved testing og boring av eventuelle avgrensingshull.

Senere, hvis resultatene av avgrensning rettferdiggjør det, kommer den kanskje mest kritiske avveiningsfase, der det utredes, formuleres, eventuelt godkjennes, en utviklingsplan for utvinningen fra forekomsten. Denne plan må så følges opp og justeres i lys av de verdifulle data som fremkommer under utbyggingsarbeidet, produksjonsboringen og senere under selve produksjonen.

Avveiningsprosessen er kontinuerlig, fordi hver gang nye data er innhentet, en ny teknologi utviklet, økonomiske eller samfunnspolitiske forhold er forandret, oppstår det en ny situasjon som kan endre på utfallet av tidligere avveininger. Mulighetene for en betydelig endring i produksjonsopplegget blir imidlertid stadig mindre jo lenger vi har kommet i utfø-

relse av utviklings- og produksjonsplanen. Arbeidet med en forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomstene innebærer derfor også en avveining mellom ønske om å beholde en tilstrekkelig margin av fleksibilitet i produksjonsopplegget og ønske om å redusere kostnadene. Fleksibilitet i produksjonsopplegget innebærer bl.a. at mulighetene legges til rette for å iverksette supplerende utvinning (vanninjeksjon, gassinjeksjon) under produksjonsperioden dersom dette viser seg å være ønskelig. Det er av denne grunn meget viktig å redusere usikkerhetene mest mulig ved å skaffe tilveie nødvendige data, analyser og utredninger før det ved utarbeidelse og godkjenning av en utviklingsplan tas standpunkt til hvordan en forekomst skal utvinnes.

### Reservene, det viktigste grunnlag for utviklingsplanen

Det viktigste grunnlag for planlegging av produksjonsopplegget, er et betryggende anslag over de utvinnbare reserver fra forekomsten. Det er ikke nok å kunne konstatere størrelsen av forekomsten. Det er også av stor betydning å kjenne til om reservoaret er delt i horisontalt adskilte soner (forskjellige lag), eventuelt i adskilte blokker ved f.eks. forkastninger, og om de enkelte soner og blokker må produseres hver for seg. Dette vil være bestemmende for hvor mange brønner og plattformer som trenges for å drener forekomsten, noe som igjen inngår som et avgjørende element i utviklingsplanen.

Produksjonsopplegget har på denne måten stor betydning for utvinningsgraden ved at det bestemmer hvilke deler av reservoaret som kan uttappes ved de planlagte plattformer/brønner. Opplegget er også bestemmende for disponering av de naturlige krefter i reservoaret over tid, både ved måten produksjonen skjer på og hvor raskt reservoaret uttappes. Også dette er av stor betydning for utvinningsgraden og derved for de utvinnbare reserver fra forekomsten.

### Trykket er drivkraften

Petroleumsforekomster er ansamlinger av petroleum i reservoarbergartens poresystem. Poresystemet er forsegllet med tette bergarter som hindrer at petroleum siver opp til overflaten eller til andre lag. At forekomsten er begravd under flere tusen meter sedimenter fører til at trykket i reservoaret er flere hundre ganger det på overflaten. Det er dette høyere trykk som må kontrolleres under boring, og som senere blir drivkraften som presser petroleum opp til overflaten under produksjon. Etterhvert som produksjonen skrider frem, er det naturlig at trykket (drivkraften) i reservoaret minker. Hvor raskt dette skjer, er først og fremst avhengig av reservoarets særegenskaper og måten vi disponerer disse på, eventuelt supplerer dem, under produksjon.

### **Naturlige og kunstige utvinningsmekanismer**

Trykktapet under produksjon kan reduseres ved f.eks. at vann strømmer inn og erstatter den uttappede petroleum. Dette kan skje helt naturlig (vanddriv) eller ved at vann pumpes fra overflaten og inn i reservoaret (vanninjeksjon). Vannet holder ikke bare trykket vedlike, men kan under gunstige forhold effektivt fortrenge olje fra porene.

Likeledes kan det være fordelaktig å ha fri gass på toppen av en oljeforekomst. En slik gasslomme har evnen til å ekspandere raskt i takt med utvinningen, slik at gassen skyver oljen ut av porene. Der en gasslomme ikke er tilstede, skyldes det ofte at oljen ikke er mettet med gass. Under slike forhold er det gode muligheter for at injisert gass løser seg opp i oljen uten at det danner seg gasslommer. Jo mer gass som er oppløst i oljen, jo større er den latente energi i oljen som vil presse den ut av porene (brus-effekten). Foruten den naturlige energi som er tilstede enten i fri gass eller oppløst gass, kan det tilføres energi ved gassinjeksjon, som enten danner gasslommer eller blir oppløst i oljen.

### **Når er det for sent med supplerende utvinning?**

Muligheten for å øke de utvinnbare reserver fra en petroleumforekomst er teoretisk alltid tilstede. Effektiviteten og dermed ønskeligheten av å introdusere supplerende utvinningsmetoder, eventuelt tidspunkt for dette, er imidlertid avhengig av en rekke forhold, hovedsakelig av praktisk, økonomisk og reservoarteknisk karakter.

Generelt sett er det ønskelig å sette igang supplerende utvinningsmetoder så tidlig som mulig i feltets levetid. Reservoarets evne til å tillate utstrømning av olje er størst ved de opprinnelige reservoarforhold med høyt trykk, høy oljemetning og uforandret poresystem. Etterhvert som trykket faller og flere væsker passerer gjennom porene, blir det stadig vanskeligere å presse «oljedråpene» ut av porene selv ved hjelp av supplerende metoder. Bare de mest kostbare metoder vil kunne føre til positive resultater under slike forhold, men dog i begrenset grad. Den beste virkning fra supplerende utvinning oppnås derfor tidlig i produksjonsfasen.

Det er også andre grunner som taler for at vurderingen av supplerende utvinningsmetoder helst bør skje før utviklingsplanen er utarbeidet. Slike metoder krever utstyr og tilleggsbrønner som må innpasses i dimensjonering av plattformene og feltets anlegg forøvrig. Så snart disse er utformet, blir det både vanskelig og kostbart å forandre dem, eventuelt utvide dem for å tilpasse supplerende utvinningsmetoder.

### **Vet vi nok når vi setter igang utbyggingsarbeidet?**

Det fremgår av det som står foran at kanskje den viktigste avgjørelse som treffes i et felts levetid offshore, er nettopp godkjenningen av utviklingsplanen. Både selskapene og myndighetene er sterkt motiverte til å gardere seg mot eventuelle overra-

skelser mens utbyggingen er igang. De investeringer som kreves for å rette på feil disponering, er så store til havs at alt innen rimelighetens grenser må gjøres for å unngå dette.

Det er allikevel grenser for hvor langt det er hensiktsmessig å gå i kartlegging av detaljer og mulige variasjoner i et reservoar i avgrensings- og vurderingsfasen. Det er vanlig i Nordsjøen at minst 3 hull blir boret for å avgrense en forekomst. I enkelte tilfeller, der reservoaret er både stort og komplekst, kan det komme på tale med 5 eller flere hull. Avgrensingsboring må imidlertid avsluttes når de forventede data anses ikke å ha avgjørende innflytelse på kommersialitetsvurderingen. Det samme gjelder studier, analyser og utredninger basert på de tilgjengelige data. Så snart kunnskapsnivået som kreves for prosjektvurderingen er nådd, blir det i det praktiske liv vanskeligere å argumentere for tilleggsdata.

De data som er nødvendige for vurdering av feltutvikling som et økonomisk prosjekt, er ikke alltid sammenfallende med data som er påkrevet for å sikre optimal utnyttelse av forekomsten. De to hensyn er ofte forenet i et kompromiss som går ut på at produksjonsplanen er laget med en så stor grad av fleksibilitet at de fleste sannsynlige overaskelsesmomenter kan dekkes om nødvendig. Mulighetene for utvidelse, endring og omdisponering er med andre ord gjort til en integrert del av utbyggingsplanen.

### **Kan vi vente store overraskelser ved produksjonsboring?**

Utgangspunktet før produksjonsboring starter, er at vi har en modell for reservoaret som bygger på indirekte kartlegging ved hjelp av seismikk og i tillegg på resultatene fra noen få undersøkelses- og avgrensingsborehull. Når et felt som f.eks. Ekofisk dekker et areal på ca. 50 kvadratkilometer så sier det seg selv at overraskelser i form av avvik fra den opprinnelige modell, må forventes under produksjonsboring.

Graden og omfanget av overraskelse varierer fra felt til felt og fra en petroleumprovinns til en annen. De fleste felt er kompliserte i oppbyggingen, noe som igjen øker både sannsynligheten for og graden av potensielle overraskelser. Det har vært en betydelig forbedring i de tekniske verktøy som anvendes for kartlegging av forekomsten, spesielt innen seismikk. Til tross for dette er det meget sjelden at produksjonsboring ikke medfører tildels betydelige endringer i vår oppfatning av de fysiske forhold i reservoaret. Dette gjelder spesielt vår oppfatning av inndelinger og variasjoner innen reservoaret. Det endelige bilde viser seg gjerne å være meget mer komplisert enn opprinnelig antatt.

Produksjonsboring kan også føre til overraskelser hva angår reservoarets evne til å tillate utstrømning av petroleum. Hvor godt vi kan vurdere reservoar- og væskeegenskapene, er åpenbart avhengig av både påliteligheten av de undersøkelser som foretas og av at prøvene er representative. Jo større variasjoner det er i et reservoar, jo flere prøver er nødvendige. Det siste kan bare sikres gjennom flere brønner.

### **Hvilke overraskelser kan vi vente under produksjonen?**

I den grad det er mulig blir utbyggingsplanen forandret underveis mens utbygging og produksjonsboring foregår. Det endelige produksjonsopplegg vil dermed representere det beste kompromiss mellom det utvidete datagrunnlaget og den opprinnelige produksjonsplan. Det er imidlertid en rekke spørsmål som ikke kan avklares endelig før produksjon har vært igang lenge nok til å forårsake målbare forandringer i trykk- og væskeforhold i reservoaret.

Som allerede påpekt, er det f.eks. ikke mulig å forutsi i detalj hvordan reservoaret er oppbygget. Virkningen av de forskjellige mekanismer i de ulike reservoardeler kan derfor vise seg å være annerledes enn opprinnelig antatt. Dette gjør det påkrevet med systematisk overvåking av produksjonsforløpet i reservoaret, og med hyppige justeringer av produksjonsopplegget gjennom temporegulering, omarbeiding av brønner, boring av avlastningshull, igangsettelse av nye supplerende utvinningsmetoder osv. Jo mer fleksibelt produksjonsanlegget er, jo mindre er behovet for radikale forandringer eller nye tiltak.

### **Kritiske usikkerhetsmomenter**

Det viktigste usikkerhetsmoment knytter seg til vår forståelse av de fysiske forhold i reservoaret. Det er denne forståelse som er avgjørende for mengden av de forventede reserver og måten vi bør utvinne disse på. Både rettighetshavere og myndigheter er sterkt

motiverte for å sikre seg best mulig datagrunnlag. Det er imidlertid økonomiske grenser for den mengde data som kan innhentes. Videre er det alltid rom for forskjellige tolkninger og vurderinger ut i fra det tilgjengelige datagrunnlag. Dette kan skyldes forskjell i faglige eller prinsipielle synspunkter. Det kan være forskjellige faglige syn både innen samme selskap, blant forskjellige selskap i samme gruppe og mellom rettighetshaver og myndigheter. I tillegg kommer forskjell i forutsetningene mellom de selskapsøkonomiske hensyn og de mer nasjonale hensyn som myndighetene må legge til grunn i en totalvurdering.

Det andre store usikkerhetsmoment er virkningen over tid. Både på inntekts- og utgiftssiden er det en rekke forhold som er vanskelige å forutsi på det tidspunkt beslutninger tas. I Nordsjø-sammenheng er anleggets levetid kanskje den vanskeligste parameter å forutsi. Det finnes ikke tilstrekkelig erfaringsgrunnlag som gir trygge prognoser for hvor lenge anleggene kan vare, og hva det vil koste å holde dem vedlike. Det er også usikkerhet i forbindelse med hva ny teknologi kan føre til for å lette oppgavene innen feltets levetid. I tillegg til disse teknologiske usikkerhetsmomenter kommer usikkerhetene i petroleumspriser, kostnadsøkning, samfunns-politisk utvikling . . .osv.

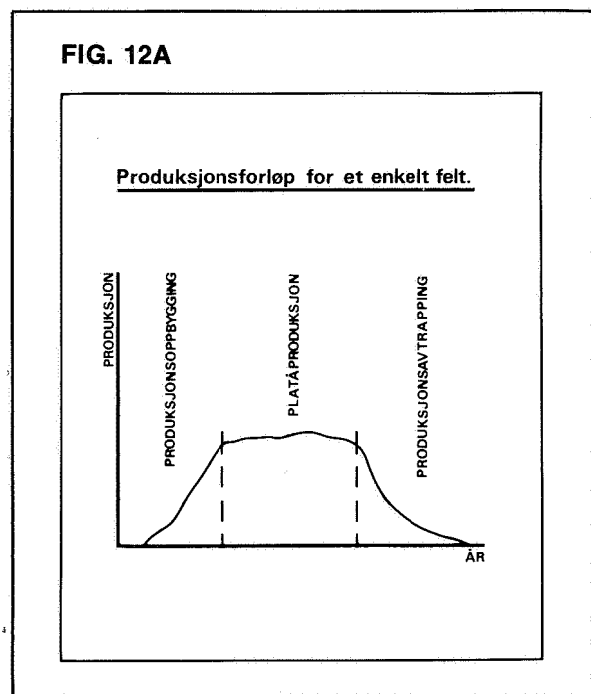
Verdens reserver minker stadig i forhold til forbruket, og de petroleumsproduserende land er idag sterkt opptatt av å forlenge sine ressursers levetid. Hvordan dette vil påvirke pris- og kostnadsutviklingen i fremtiden er ikke lett å kvantifisere.

## 12. Generelt om utarbeidelse av produksjonsprognoser

To ganger i året utarbeider Oljedirektoratet prognoser for hvor mye olje, gass og NGL-produkter som vil bli produsert fra norsk kontinentalsokkel i årene som kommer. Disse prognosene gir grunnlagsmateriale som er av stor betydning for myndighetenes langtidsplanlegging.

En nødvendig betingelse for at et felt skal bli erklært kommersielt drivverdig, er at feltet er påvist å inneholde petroleumsreserver i tilstrekkelige mengder til at utvinning vil gi økonomisk overskudd. En fagartikkel i årsberetningen for 1976 beskrev fremgangsmåten ved reserveberegninger og noen av de usikkerhetene som inngår i beregningene. Vi skal i denne artikkelen gå et skritt videre og anta at et felt er erklært kommersielt drivverdig og besluttet utbygget for produksjon. En produksjonsprognose for feltet vil i utgangspunktet bygge på beregninger for når produksjonen vil starte, hvor stor produksjonen vil bli de enkelte år innenfor feltets levetid, hvor lang feltets levetid vil bli, og i tillegg hva slags type hydrokarboner feltet vil produsere (olje, gass, NGL). Produksjonsprognosene for feltet må justeres med jevne mellomrom både under utbyggingsfasen og under utvinningsfasen etterhvert som nye data blir tilgjengelige.

Produksjonen fra et enkelt felt kan skjematiske deles i tre faser: **Produksjonsoppbygging**, **platåproduksjon** og **produksjonsavtrapping** (fig. 12A). Produksjonsprognosene for hver av disse fasene baseres på til dels ulike grunnlag.



### Produksjonsoppbygging

Denne fasen dekker tidsrommet fra feltet er besluttet utbygget til utbyggingen er ferdig og feltet i stand til å produsere med full produksjonsrate.

Prognosen for produksjonsoppbygging er særlig følsom for anslag om når utvinningsanlegg kan tas i bruk, hvor raskt produksjonsbrønnene kan bores, hvilken produktivitet de enkelte brønner vil få og hvor effektiv produksjonen vil bli i borefasen. Flere av disse forhold avgjøres ikke bare av rettighetshaveren, men påvirkes også av Oljedirektoratets beslutninger. Det kreves eksempelvis Oljedirektoratets godkjenning for å ta anlegg i bruk, Oljedirektoratet godkjenner plasseringen av brønnene over feltet, hvilke registreringer som skal gjøres i hver enkelt brønn under boringen og hvorledes brønnene skal ferdigstilles. Disse forhold har innflytelse både på boretakt og brønnproduktivitet. Videre må Oljedirektoratet godkjenne om, og eventuelt hvorledes, samtidig boring og produksjon kan finne sted. Dette forhold vil ha stor betydning for effektiviteten av produksjonen i borefasen.

### Platåproduksjon

Denne fasen dekker tidsrommet fra feltet er ferdig utbygget og i stand til å produsere med full produksjonsrate, til de fysiske forhold i reservoaret ikke lenger gjør det mulig å opprettholde denne. Full produksjonsrate er i denne forbindelse et relativt begrep. Produksjonsraten vil være begrenset oppad til anleggets kapasitet. Det vil imidlertid kunne oppstå en konflikt mellom ønsket om rask produksjon og hensynet til utvinningsgraden for feltet. Med utvinningsgrad menes den prosentdel av de totale tilstedeværende reserver vi er i stand til å produsere fra et felt. Utvinningsgraden varierer vanligvis mellom 70% og 90% for gassfelt og mellom 20% og 60% for oljefelt. Dersom et felt produseres for raskt, vil dette kunne resultere i redusert utvinningsgrad. På grunnlag av reservoarstudier søkes utvinningsgraden optimalisert bl.a. gjennom fastsettelse av produksjonsrater. Myndighetenes og rettighetshavernes foretrukne maksimalrate kan være forskjellig.

Platåproduksjon vil kunne prognoseres på grunnlag av anslag over når den intrefør første gang, hvor høy den vil bli og hvor lenge reservoaret vil være i stand til å levere med tilstrekkelige produksjonsrater. Platåproduksjonens varighet vil avhenge av feltets størrelse og produksjonsoppførsel.

### Produksjonsavtrapping

Denne fasen dekker tidsrommet fra det ikke lenger er mulig å opprettholde maksimalt tillatte produksjonsrater og til produksjonen av tekniske eller økonomiske årsaker opphører for feltet. Produksjonsavtrappingen prognoseres hovedsakelig på grunnlag av

reservoarstudier. Forhold av betydning vil være reservoarets størrelse og fysiske oppbygging, den opprinnelige produksjonsstrategi og mulighetene for å endre produksjonsoppbyggingen under produksjonsperioden.

Oljedirektoratet har frem til i dag basert sine prognoser for produksjonsavtrapping på justeringer av de produksjonsoppførsler rettighetshaverne har lagt frem. De ulike produksjonsalternativer har vært nøye vurdert for å sikte ut de som er best tilpasset Oljedirektoratets syn på reservoaret. Deretter er produksjonsoppførselen justert om nødvendig, for å ta hensyn til andre maksimalrater og feltstørrelser enn de som er lagt til grunn av rettighetshaverne. Dette har hittil gitt en forsvarlig skisse av forventet produksjon. Hovedårsaken til at Oljedirektoratet har kunnet nøye seg med en slik fremgangsmåte, er at de fleste avgjørende forhold ikke har vært særlig godt kjent, og at produksjonsavtrapping har vært fjernere i tid enn de to andre produksjonsfasene.

Produksjonsavtrappingen vil i tiden som kommer måtte vies større oppmerksomhet dersom det skal bli mulig å styre utvinningen rasjonelt og prognosere produksjonen nøyaktig. Arbeidsmengden som knytter seg til dette er betydelig, da det vil foreligge store datamengder, samtidig som flere alternative løsninger nødvendigvis må undersøkes.

### Samlet prognose

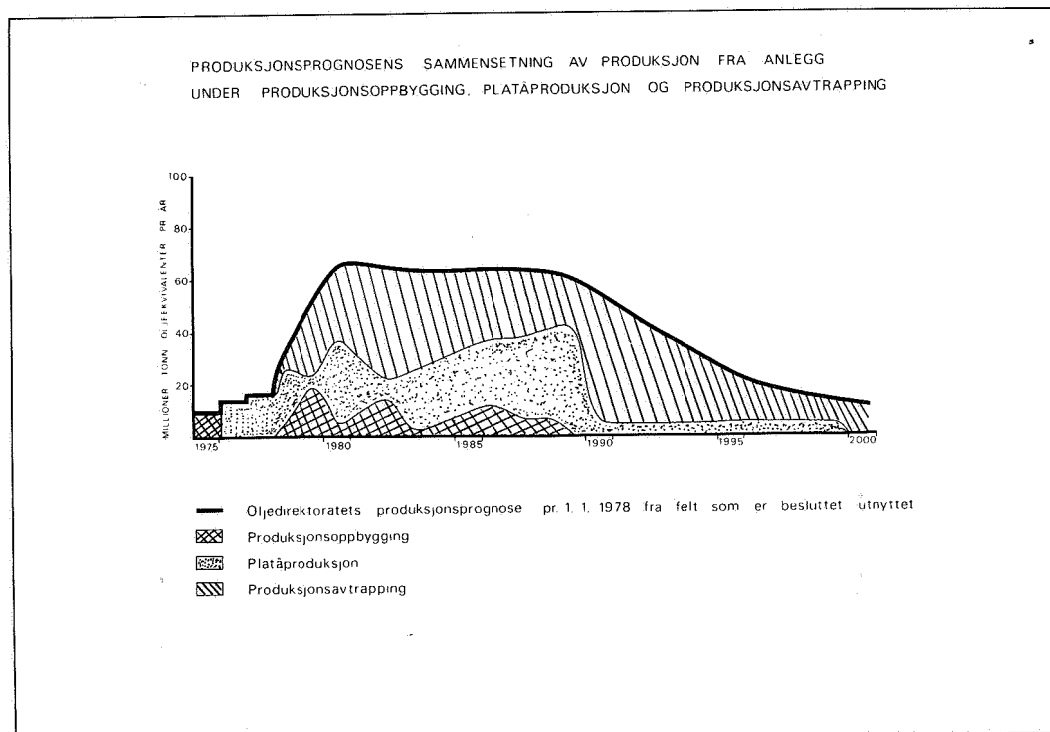
Fig. 12B viser Oljedirektoratets prognose for totalproduksjonen av petroleum i årene som kommer,

kumulert fra de felt som er besluttet utbygget på norsk sokkel ved utgangen av 1977. Figuren viser også hvordan produksjonen fordeler seg på de tre fasene produksjonsoppbygging, platåproduksjon og produksjonsavtrapping. Planene for produksjonsoppbygging er de som endrer seg på kortest varsel, og i denne fasen er det derfor vanskeligst å prognosere. Lettest er det å prognosere platåproduksjonen.

I nærmeste fremtid vil platåproduksjon fortsatt utgjøre en stor andel av totalprognosen. Dette har sammenheng med at det vil bli en sterk økning i antallet felt som kommer i drift. Disse forhold vil sammen og hver for seg bidra til å stabilisere prognosene totalt sett. Ikke desto mindre vil produksjon i oppbyggingsfasen fremdeles utgjøre store mengder. Forsinkelser eller fremskyndelser vil her ha konsekvenser for den etterfølgende platåproduksjon. Produksjonsavtrapping vil begynne å spille en rolle fra 1978 av og vil etter hvert utgjøre den største andelen av totalprognosen.

Etter hvert som flere anlegg kommer i drift, vil produksjonen relativt sett bli mindre påvirket av enkeltuhell enn hittil. I flere år fremover vil fortsatt det meste av produksjonen komme fra Ekofiskområdet fellesanlegg. Dette inneholder naturlig nok kritiske komponenter. Dersom disse skulle svikte, vil det få betydning for hele produksjonen. På den annen side inneholder anlegget stor fleksibilitet som i noen grad gjør det mulig å motvirke virkning på produksjonen av uhell som inntreffer f.eks. på satelittfeltene.

FIG. 12B





Når det gjelder den detaljerte prognosering av de enkelte produkter (olje, gass og NGL), må Oljedirektoratet ta hensyn til at prosessanleggene gir mulighet til å variere produktene, særlig ved å føre NGL komponentene flere veier. Det vil her være spørsmål om å finne frem til optimal drift. For å kunne prognosere produktkvaliteter som oljens og gassens sammensetning såvel som mengden av utskilt NGL, er det derfor nødvendig med nøye kjennskap til prosessanleggene. Utbyggingen av den petrokjemiske industri i Norge har gitt NGL prognosene en særlig betydning.

Prognosene er på ingen måte endelige. For det første er de i enkelte tilfelle basert på utilstrekkelig grunnlagsmateriale. Ytterligere utredning av de forhold dette gjelder kan endre grunnlaget for prognosene. De geologiske og tekniske sider ved dette spørsmålet er beskrevet i kapittel 11. En annen side er usikkerheten i tidsskjemaet for de utbyggingsplaner som antydes. For det andre er prognosene en konsekvens av de rammer som myndighetene har fastsatt for aktivitetene. Prognosene utarbeides imidlertid til enhver tid på et så objektivt grunnlag som mulig.

# 13. Blow-out – ukontrollert utblåsning

## 1 Innledning

Undersøkellesboring og boring og overhaling av produksjonshull innebærer en risiko for innstrømming av formasjonsvæske (gass, olje, vann) i borehullet. Innstrømming av formasjonsvæske vil som regel bli stoppet hurtig, men i uheldige tilfeller kan en slik innstrømming utvikle seg til en ukontrollert utblåsning. De faktorer som kan føre til innstrømming av formasjonsvæske i borehullet er kjent og kan i prinsippet kontrolleres. Årsaken til at ukontrollerte utblåsninger likevel forekommer er i mange tilfeller feilvurderinger av situasjoner og ofte også mangelfull trening i å mestre nødsituasjoner.

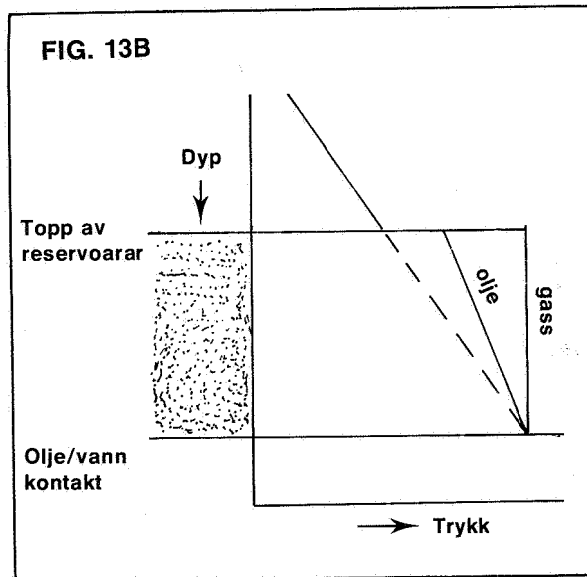
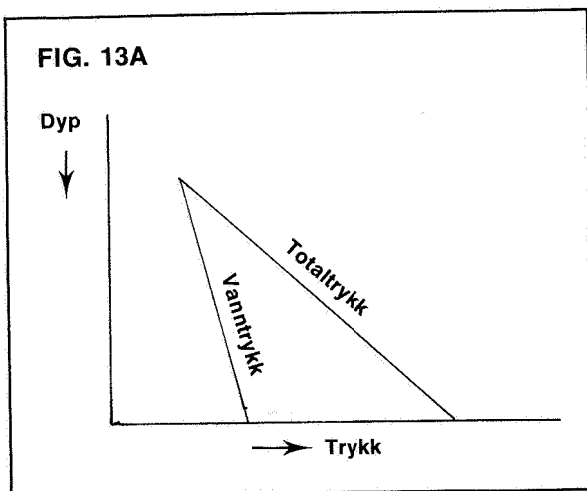
## 2 Formasjonsvæsketrykk

Innstrømming av væske fra bergartsformasjonen til borehullet kan forekomme når det hydrostatiske trykket av borevæsken er mindre enn væsketrykket i formasjonen og bergarten i tillegg er gjennomstrømbar (permeabel).

Væsketrykket i et gitt dyp i en vannmettet bergart på sokkelen tilsvarer normalt vekten av en vannsøyle fra havoverflaten til det aktuelle dyp. Dette tilsvarer en trykkøkning på  $1,06 \text{ kp/cm}^2$ . Totaltrykket i et gitt dyp tilsvarer vekten av bergartskorn og vann. Totaltrykket øker med ca.  $2,3 \text{ kp/cm}^2$ . Differansen mellom totaltrykk og væsketrykk kalles det effektive trykk. Dette trykket overføres i kontaktflatene mellom bergartskornene (Fig 13 A).

Når en lite gjennomstrømbar bergart er blitt overlageret av porøse permeable bergarter, kan trykket i denne bergart bli større enn vekten av en vannsøyle til havoverflaten. Det effektive trykk vil avta tilsvarende økningen av væsketrykket.

I et olje- eller gassreservoir vil trykket i bunnen av reservoaret være lik vanntrykket i tilsvarende dyp ved olje/vannkontakten. Egenvekten av olje og gass er imidlertid mindre enn for vann slik at trykket vil



avta langsommere oppover i reservoaret enn i vannet utenfor reservoaret. (Se Fig 13 B).

Trykket i væskefasen i reservoaret vil derfor alltid være større enn i en vannmettet bergart i tilsvarende dyp. Ekstremt høye trykk kan forekomme i reservoarer der vannfasen under reservoaret i tillegg har overtrykk.

## 3 Definisjoner

**Kick** – en utilsiktet innstrømming av formasjonsvæske (gass, olje, vann) inn i hullet.

De fleste boreoperasjoner er basert på boring med relativt liten overbalanse. Hvis det hydrostatiske trykket som utøves av borevæsken er mindre enn formasjonstrykket, er hullet i ubalanse og en «kick» vil forekomme. Ved bruk av adekvate metoder til å kontrollere «kicken» vil dette normalt ikke representere noe problem.

**Blow-out** – en ukontrollert utblåsning, dvs. en «kick» man ikke får kontroll over. I motsetning til en «kick», som er harmløs hvis den blir behandlet korrekt, kan konsekvensene av en blow-out bli meget alvorlige.

## 4 Indikasjoner på «kick»

Flere varsler kan indikere at en «kick» er i utvikling. De viktigste er som følger:

### Under boring:

- 1) Plutselig forandring i borehastigheten (drilling break).

For at en «kick» skal oppstå, er det nødvendig at man borer i en permeabel sone. Hvis man borer i en permeabel sand eller bløt sandstein, vil en rask økning i borehastigheten bli observert. Hvis den permeable sonen er hard, vil en reduksjon i borehastigheten bli observert.

Enhver markant forandring i borehastigheten bør derfor undersøkes med henblikk på om brønnen er stabil eller ikke.

- 2) Økning i returhastigheten på borevæsken.
- 3) Nivået stiger i borevæsketankene.
- 4) Gassblandet borevæske med tilhørende reduksjon i egenvekt.

### Under opptrekking av borestrengen eller produksjonsrøret:

Hullet etterfylles etterhvert som man trekker opp borestrengen. Hvis den etterfylte mengde ikke tilsvarer volumet av den optrukne borestreng, er sannsynligvis en «kick» i gang.

Hullet etterfylles etterhvert som man trekker opp borestrengen. Hvis den etterfylte mengde ikke tilsvarer volumet av den optrukne borestreng, er sannsynligvis en «kick» i gang.

### 5. Blow-out mekanikken

I det følgende omtales det tilfelle at formasjonsvæske strømmer inn i hullet som et resultat av at formasjonstrykket er større enn trykket som borevæskesøylen utøver (egenvekten på borevæsken er for liten).

#### 5.1 Innstrømmende væske er olje eller vann

Siden en væske i praktisk henseende kan betraktes som ikke kompressibel, vil volumøkningen i borevæsketankene tilsvare volumet av innstrømmende væske fra formasjonen. Innstrømningsraten avhenger av mottrykket som utøves av borevæsken og vil derfor vise en tendens til å øke etter hvert som mottrykket fra borevæsken avtar (egenvekten av formasjonsvæsken er mindre enn borevæsken).

Hvis formasjonsvæsken er fullstendig fri for gass, vil ringvolumstrykket avlest på overflaten forbli konstant når pumpene er slått av og hullet er avstengt. Under de samme betingelser og med borekronen på bunnen, vil formasjonstrykket være lik det hydrostatiske trykket av borevæskesøylen pluss det avleste trykket på toppen av borestrengen når hullet er avstengt.

Trykket mellom foringsrøret og borestrengen vil være lik eller litt større enn trykket på toppen av borestrengen når hullet er avstengt. (Fig. 13 C).

#### 5.2 Innstrømmende gass

##### 5.2.1 Hullet er avstengt

Siden både hullvolum og borevæskesvolum er konstant, vil både trykket og volumet av gassinnstrøm-

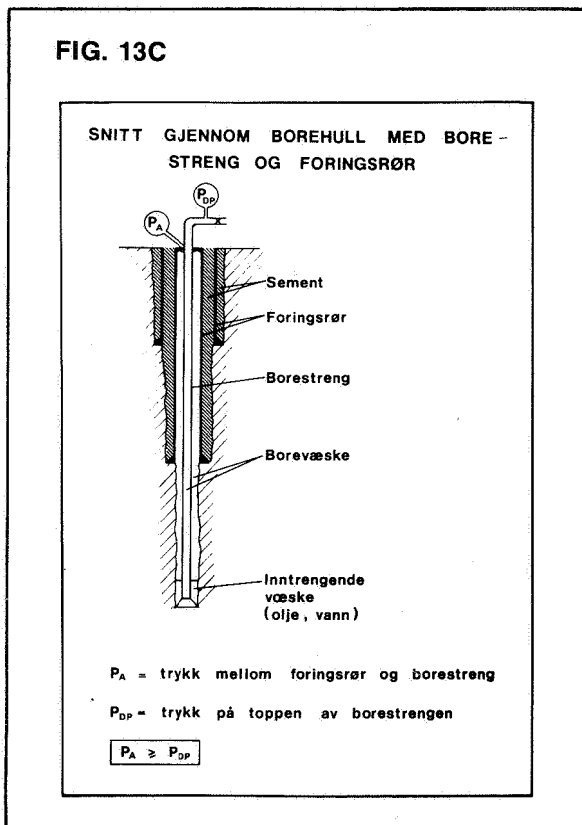
ningen være konstant samme hvor gassboblen befinner seg i hullet. Gassboblen vil imidlertid stige oppover i hullet. Når gassboblen når overflaten, vil den utøve et overtrykk. Dette overtrykk er omtrent lik det trykket den hadde på bunnen av hullet da hullet ble avstengt hvis temperatureffekten neglisjeres. På overflaten vil man derfor observere en jevn stigning i trykket helt til all gassen har nådd overflaten, hvorefter trykket stabiliseres.

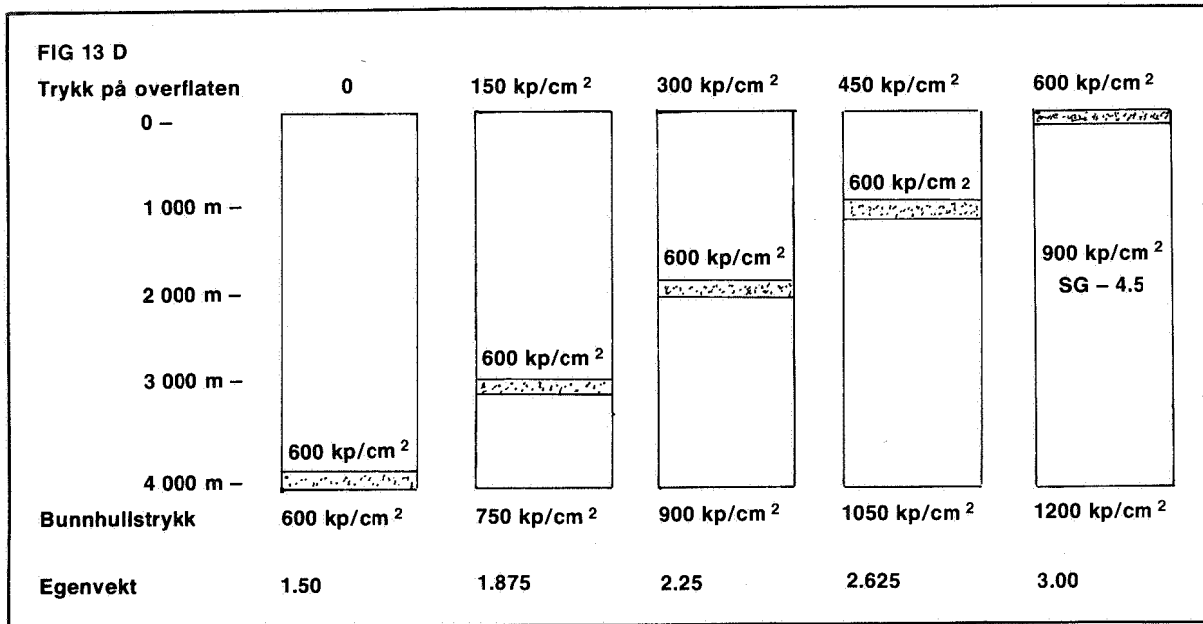
Når hullet blir avstengt og borekronen er i bunnen av hullet, vil trykket på toppen av borestrengen pluss det hydrostatiske trykket av borevæskesøylen være lik formasjonstrykket. Hvis formasjonen ikke sprekker opp på grunn av overtrykket i ringvolumet mellom formasjon og borerør, dvs. ingen gasstrøm inn i formasjonen, vil trykket på toppen av borerøret øke proporsjonalt med trykket mellom borerør og foringsrør etter hvert som gassen stiger oppover.

Imidlertid vil  $P_A$  alltid være større enn  $P_{DP}$  på grunn av at en viss høyde av gass strømmer inn i ringvolumet mellom borerør og formasjon, mens borerøret er fylt med borevæske. (Se fig. 13 C).

Hvis dette ikke er tilfelle, er det en indikasjon på at formasjonen har brutt sammen og at en undergrunnsutblåsning har funnet sted. En slik situasjon vil vanligvis opptre når et hull blir stående for lenge avstengt. Gassboblen får da stige for langt opp i ringvolumet mellom borerør og formasjon uten ekspansjon.

FIG. 13C





På 4.000 m med borevæskeegenvekt på 1.50 er trykket i gassboblen 600 kp/cm<sup>2</sup>. Hvis gassen ikke tillates å ekspandere (hullet er avstengt), vil bobletrykket forbli 600 kp/cm<sup>2</sup> når gassboblen stiger. Når gassboblen har nådd overflaten, vil trykket av denne pluss det hydrostatiske trykket av væskesøylen gi et bunnhullstrykk på 1.200 kp/cm<sup>2</sup> tilsvarende en egenvekt på 3.00.

På 2.000 m er trykket 900 kp/cm<sup>2</sup> tilsvarende en egenvekt på 4.5. (Se fig. 13 D).

I en borevæskesøyle stiger gass med en hastighet på ca. 330 m pr. time.

### 5.2.2 Hullet er åpent

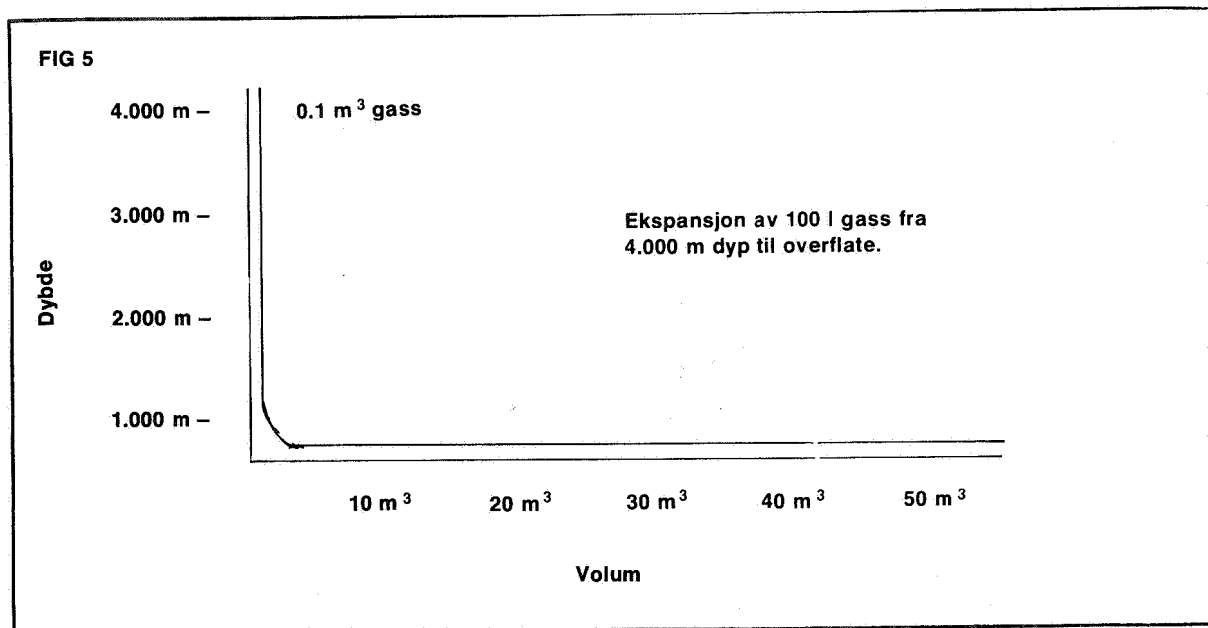
Siden trykket på overflaten er null, vil den stigende gassboble være gjenstand for et avtagende trykk og vil derfor ekspandere. To ting vil således inntreffe:

1) Gassen stiger med ekspansjonen, og 2) Innstrømningsraten fra formasjonen øker.

Volumet av en gassboble fordobles når trykket omkring den reduseres til det halve. Dvs. at 100 l gass på 4.000 m blir til 400 l på 1.000 m, 800 l på 500 m og til ca. 53.000 l på overflaten. Med andre ord: **Gassen ekspanderer eksplosivt når den nærmer seg overflaten.** (Se fig. 13 E).

### 6 Avslutning

I det foregående er diskutert det tilfelle at egenvekten på borevæsken er for liten. Som nevnt tidligere, kan en «kick» også inntreffe av andre årsaker. Det vesentlige er imidlertid at når det hydrostatiske trykket som utøves av borevæskesøylen er mindre enn formasjonstrykket, er hullet i ubalanse og en «kick» vil forekomme.



## DEL IV – STATISTIKKER/OVERSIKTER

### A. UNDERSØKELSESBORING PÅ NORSK SEKTOR I NORDSJØEN

Siden leteaktiviteten startet i 1966 på norsk sektor i Nordsjøen har i alt 189 undersøkeshull blitt påbegynt pr. 1.1.1978. Av disse er 185 avsluttet pr. samme dato. Informasjoner fra 161 av disse borehullene er her benyttet i noen statistikker som kan belyse den virksomheten som har funnet sted.

Det er tilsammen boret 502 420 m i disse borehullene. Lengden av hvert borehull er målt fra midlere havnivå og til bunnen av hullet. I gjennomsnitt er det tilbrakt 78 døgn på hvert borehull, men gjennomsnittlig effektiv boretid er 23 døgn. Gjennomsnittlig borekostnad pr. hull er kr. 17 389 000,- (regnet i 1975 kroner).

I 97 av de 161 borehullene er det tatt kjerneprøver. Totalt utgjør kjerneboret intervall 9107 m mens det bare har lyktes å få til overflaten 4615 m med kjerneprøver. I gjennomsnitt pr. borehull der kjerneboring er foretatt, utgjør kjerneboret intervall 93 m. Tilsvarende tall for opphentet kjerne er 47,5 m.

#### Aktiviteten

Tab. XII viser «riggmåneder» pr. kvartal fra aktiviteten startet og frem til 1977. En riggmåned er en rigg i arbeid i en måned. Tabellen viser at den høyeste aktiviteten hittil hadde vi i 1. kvartal 1974. På årsbasis har vi hatt den høyeste aktiviteten i 1975 og 1974. I 1976 hadde vi meget høy aktivitet i 1. kvartal, men så avtok aktiviteten utover året.

Sesongmessige svingninger er også gjenspeilet i Tab. XII. Høyest aktivitet har vi i 3. kvartal og lavest i 1. kvartal. Tabell XIII viser hvor mange borehull som er påbegynt i hver kalendermåned. Denne statistikken viser at flest hull er påbegynt i juli mens færrest hull er påbegynt i januar, februar og mars. Denne tabellen viser også hvor mye det koster i gjennomsnitt å bore en meter i hver av de tolv månedene. Det viser seg da at januar er den minst gunstige måneden kostnadsmessig. Mars har en uforholdsmessig lav

«meter pris», og dette skyldes antagelig at det i vår statistikk ikke er innført noen korleksjon for meromkostninger som følger med økt vanddyb og økt boreddyb. Forøvrig er det en jevn fordeling av kostnader med en liten fordel til september og juli som har lavest kostnad bortsett fra mars.

Tabell XIV viser gjennomsnittlig vanddyb og totaldyb for de boringene som er påbegynt hvert år. Statistikken viser en klar tendens i retning av operasjoner på dypere vann etter som tiden går. 1966 danner et lite unntak, men det må tas i betraktning at det bare ble påbegynt to borehull det året.

#### Borerigger

I det tidsrom som statistikken dekker har det vært 30 forskjellige borerigger i aktivitet på norsk sokkel (Tab. XV). Av disse er det 20 rigger av typen «halvt-nedsenkbar», 6 «oppjekkbar» og 4 boreskip. Av disse riggene er det Ocean Viking som har boret flest hull. Nærmest følger Neptun 7 og Zapata Explorer. Dette er samme rekkefølge som i forrige årsmelding.

#### Rekorder

Heller ikke rekordene er endret siden forrige årsmelding.

Det dypeste hullet som er boret hittil er 30/10-5. Operatøren var Esso Exploration and Production Norway Inc.

Boringen ble påbegynt 25. september 1974 og ble avsluttet i april 1975 på 5 185 m dyp. Boreriggen som ble benyttet var Neptun 7 som er av halvt-nedsenkbar type.

Det borehullet som hittil er utført på størst vanddyb er 35/3-1. Operatør var Saga Petroleum. Boringen ble påbegynt i juli 1976 og ble avsluttet i oktober samme år på 4 475 m dyp. Vanddybet var på 304 m. Boreriggen som ble benyttet var Deep Sea Saga som er av halvt-nedsenkbar type.

TABELL XII 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	13	55
1976	17	8	13	9	47
Sum pr. kvartal	90	100	121	111	

**TABELL XIII SESONGSVINGNINGER I AKTIVITET OG KOSTNADER**

Måned	Antall borehull påbegynt	Gjennomsnittlig kostnad pr. «månedshullmeter» (kr.)
Januar	7	7 520
Februar	7	5 878
Mars	6	3 999
April	16	5 258
Mai	14	5 967
Juni	11	6 208
Juli	25	5 153
August	23	5 619
September	16	5 023
Oktober	15	5 889
November	10	5 295
Desember	11	6 114

**TABELL XIV VANNDYP OG BOREDYP**

Årstall	Gjennomsnittlig vanddyp	Gjennomsnittlig totaldyp (m)
1966	110	2 737
1967	93	2 599
1968	75	3 495
1969	70	3 143
1970	89	2 983
1971	82	3 101
1972	79	3 797
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949

**TABELL XV BORERIGGER PÅ NORSK SOKKEL**

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

**B. MÅLEENHETER**

I tråd med almen norsk praksis for måleenheter vil Oljedirektoratet normalt benytte enhetene fra Si-systemet. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen.

Imidlertid er det slik at andre enheter enn de som tillates brukt innenfor Si-systemet, har en meget sterk posisjon innenfor petroleumsindustrien p. g. a. tradisjon og praktiske forhold.

I Tab. XVI er tabulert enkelte fysiske størrelser sammen med de enheter fra Si-systemet som oftest brukes for disse. Videre er tabulert formler til bruk for omregning fra andre enheter til den tilsvarende enhet i Si-systemet.

Der er videre en del begreper, uttrykk og forkortelser som ofte forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og som har tilknytning til måleenhetene. En del av disse er kort omtalt nedenfor.

**Mengdeangivelse – olje**

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum (Barrels eller m<sup>3</sup>) må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes både av trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til omtales normalt som volumets «standard-tilstand». De to vanligste referanse-tilstander er

a) (60 ° F, 0 psig) og b) (15 ° C, 1.01325 bar).

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «standard tilstand», «Barrels at standard conditions» etc. ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en tilstand til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum ved 60 ° F, 0 psig tilnærmet tilsvarende volumet ved 15 ° C, 1.01325 bar.

Vanlige enheter/forkortelser:

Sm<sup>3</sup> – standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrel at standard conditions – Tradisjonell amerikansk enhet. Referansetilstand vanligvis 60 ° F og 0 psig.

**Omregning:**

1 Sm<sup>3</sup> tilsvarende ca. 6.29 Barrels at standard conditions.

**Mengdeangivelse – gass**

I enda sterkere grad enn for oljevolumer vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referanse-tilstander er vanlige å benytte:

a) (60 ° F, 14.73 psia), b) (60 ° F, 14.696 psia) c) (15 ° C, 1.01325 bar) d) (0 ° C, 1.01325 bar).

Referansetilstander a), b) og c) omtales vanligvis som «Standard-tilstander», d) som «Normal-tilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en tilstand til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysiske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet likt i tilstand (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5% lavere i tilstand (d).

Vanlige forkortelser:

Sm<sup>3</sup> Standard kubikkmeter. Merk at temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Scuft – Standard kubikkfot. Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Nm<sup>3</sup> Normalkubikkmeter

#### Omtrentlig omregning:

For å regne om fra Nm<sup>3</sup> til Sm<sup>3</sup>, divider med 0,95.

For å regne om fra scuft til Sm<sup>3</sup>, divider med 35,3.

#### Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densitet. En lav

verdi på denne størrelsen antyder at oljen/gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

(a) Specific Gravity 60/60 ° F: Relativ tetthet av olje i forhold til vann, olje og vann har temperatur 60 ° F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) API-Gravity at 60 ° F: Specific Gravity 60/60 ° F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er ° API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity at } 60^\circ \text{ F} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity } 60/60^\circ \text{ F}} \div 131.5$$

(c) Density at 15 ° C: Absolutt densitet ved temperatur 15 ° C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Enhet er vanligvis kg/l.

### TABELL XVI ENKELTE ENHETER FRA SI-SYSTEMET MED OMREGNINGSFORMER TIL ANDRE ENHETER

(Ref 1S0 R- 1000, Api Publ. 2563)

Størrelse	Enhet fra Si-syst	For-kortelse	Omregningsformel	Anmerkn.
Lengde	Meter	m	Inches x 0.0254 Feet x 0.3048 Yards x 0.91440 Miles (US-Statute) x 1609.344	
Masse	Kilogram	kg	Pound-mass (lbm avoirdupois) x 0.45359237 Long tons x 1016.047 Short tons x 907.1847 Tonn x 1000 (tillatt i Si-syst)	
Temperatur	Kelvin ° Celsius	K °C	° Celsius + 273.15 Rankine x 5/9 (° F-32) x 5/9	
Stoffmengde	Mol	mol		Elementærentiteter (atomer, molekyler osv) må oppgis.
Areal	Kvadratmeter	m <sup>2</sup>	Acre x 4046.856 Foot <sup>2</sup> x 0.09290304 Inch <sup>2</sup> x 0.0006451600	
Volum	Kubikkmeter	m <sup>3</sup>	Barrel x 0.1589873 Foot <sup>3</sup> x 0.02831685 Acre ft x 1233.5 US gallon x 0.0037854	NB! En nøyaktig angivelse av volum, olje eller gass innebærer at trykk og temperaturreferanse er oppgitt. Omtrentlig omregning av olje og gassvolum er: Til Sm <sup>3</sup> olje: Barrels x 0.159 Til Sm <sup>3</sup> gass: Nm <sup>3</sup> gass x 1.055 Scuft x 0.0283
Densitet	Kilogram pr kubikkmeter	kg/m <sup>3</sup>	$\frac{141.5 \times 1000}{^\circ \text{API} + 131.5}$ lb/gallon x 119.83 lb/Barrel x 2.8530, lb/cuft x 16.018	
Kraft	Newton	N	Pound-force (lbf avoirdupois) x 4.448221615260 kp x 9.806650	1 kg har tyngde ca. 9.81 N
Trykk	Pascal Bar	Pa –	Bar x 100000 (Bar tillatt i Si-syst) mm Hg x 0.00133322 psi x 0.06894757	1 normalatmosfære = 1.01325 1 Teknisk atmosfære = 0.9806650 bar 1 kp/cm <sup>2</sup> tilsvarer 1 teknisk atmosfære 1 kg/cm <sup>2</sup> tilsvarer 1 teknisk atmosfære
Energi	Joule	J	Kalorier x 4.19 (omtrentlig) Btu x 1060 (omtrentlig)	Kalori og Btu enhetene må nærmere spesifiseres for nøyaktig omregning
Effekt	Watt	W	hk x 735.499	Engelsk/amerikansk horsepower ikke entydig. Vanligvis ca. 745 w. Watt er definert som Joule pr. sekund.
Dynamisk Viskositet	Pascal-sekund	Pa.s	Poise x 0.1, lbfm/ft – sec x 1.4882	
Kinematisk viskositet	meter i annen pr. sekund	m <sup>2</sup> /s	Stoke x 10 <sup>-4</sup>	Definert som dynamisk viskositet dividert med densitet.

Gass:

(a)

Specific Gravity

Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk som densitetene for gass og luft er målt ved, er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykkreferanse for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen mellom de verdier en kan måle/beregne for de ulike referansetilstander er meget liten.

#### Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekviva-

lenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevet. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm<sup>3</sup> gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere desimaler. Vanlig praksis er derfor:

**1 tonn oljeekvivalenter tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm<sup>3</sup> gass.**

#### C. MEDARBEIDERE I 1977

Al-Kasim, Farouk, avdelingssjef  
Andersen, Per Arild, kontorfullmektig  
Andreassen, Johnny Valand, konsulent  
Andresen, Rolf Gunnar, overingeniør  
Askvik, Nic B, førstekonsulent  
Baugstø, Lars, avdelingsingeniør  
Berg, Morten Arnold, førstekonsulent  
Berge, Hanne G, kontorassistent  
Bergsager, Egil, seksjonssjef  
Berner, Søren, avdelingsingeniør  
Berntsen, Svein R, førstesekretær  
Beskow, Bengt, geofysiker  
Bjordal, Tore, avdelingsingeniør  
Borvik, Brit, førstekontorfullmektig  
Brandshaug, Per Elvin, ingeniør  
Bratbak, Bjørn, kontorsjef  
Buvik, Alex, avdelingsingeniør  
Byberg, Arne Ingvald, førstesekretær/  
regnskapsfører  
Bye, Svein, seksjonssjef  
Christensen, Trond, overingeniør  
Chruchow, Kari, ingeniør  
Coker, John W A, sivilingeniør  
Corneliussen, Njål, avdelingsingeniør  
Danielsen, Harald Bergmann, overingeniør  
Døskeland, Inge, overingeniør  
Daae, Svein, førstekontorfullmektig/  
materialforvalter  
Eide, Sidsel Edland, kontorfullmektig  
Eide, Helene, laborant  
Eide, Lars Olaf, avdelingsingeniør  
Eikje, Steinar, kontorassistent  
Ellingsen, Anne-Grete, avdelingsingeniør  
Engås, Asbjørn Inge, avdelingsingeniør  
Enoksen, Terje, geofysiker  
Erikstad, Stein, konsulent  
Evensen, Jan Edin, geolog  
Fitjar, Roar, avdelingsingeniør  
Fraser, Torunn, førstekontorfullmektig/  
sentralborddame

Friestad, Elin, kontorassistent  
Frodesen, Svein, geolog  
Fritzen, Astri, ingeniør  
Frøberg, Thorbjørn, ingeniør  
Frøyland, Bjørn, overingeniør  
Gausland, Allis, kontorfullmektig  
Gloppen, Egil Magne, konsulent  
Gohn, Olav, kontorassistent/arkiv  
Gram, John Carsten, avdelingsingeniør  
Grinde, Ingolf, overingeniør  
Gundersen, Petter, overingeniør  
Hagemann, Fredrik, direktør  
Handeland, Ole Henry, overingeniør  
Hansen, Anne-Margrethe, første-  
kontorfullmektig  
Harestad, Torunn, kontorfullmektig  
Hauge, Morten, avdelingsingeniør  
Hausken, Rigmor, kontorassistent  
Heiberg, Sigurd, overingeniør  
Helgevold, Anne, avdelingsingeniør  
Helgøy, Terje Sigurd, avdelingsingeniør  
Helland, Sigmund, overingeniør  
Hervik, Tove, kontorassistent  
Hetland, Tor Helge, førstekonsulent  
Hoelstad, Reidun, førstekontorfullmektig  
Houge-Thiis, Thomas, førstesekretær  
Høyen, Jan, geofysiker  
Haavik, Ole Andreas, overingeniør  
Ihle, Inger, kontorfullmektig  
Ims, Torunn, bibliotekassistent  
Innvær, Terje, kontorassistent/bud  
Jensen, Anne Lise, kontorfullm./arkiv  
Jensen, Inger Margrethe, laboratorie-  
assistent  
Johannessen, Roald, ingeniør/arkiv  
Johansson, Dag Helge, ingeniør  
Johnsen, Svein, avdelingsingeniør  
Jørgensen, Flemming Højgård, førstegeolog  
Jørgensen, Solveig, kontorfullmektig  
Jørgensen, Stein Jørgen, kontorassistent



Kalseth, Karl Otto, bibliotekar  
Karlsen, Kristen, seksjonssjef  
Kleppe, Liv, tegner  
Knudsen, Erling, overingeniør  
Knudsen, Kjell Reidar, avdelingsingeniør  
Kollbotn, Lars, avdelingsingeniør  
Kotte, Per, førstekonsulent Nord-Norge-  
kontoret  
Kristoffersen, Kjell Audun, tegneassistent  
Kvant, Bjørg, laborant  
Kvant, Bjørn, arkivleder  
Kvig, Olav, geofysiker  
Langeland, Lilly, laboratorieassistent  
Larsen, Arild, tegner  
Larsen, Arne kontorfullmektig  
Leidland, Johannes Skadberg, overingeniør  
Lund, Tor Bjørnulf, overingeniør  
Lunde, Otto, avdelingsingeniør  
Mathiesen, Rolf, avdelingsingeniør  
Meier-Hansen, Dag, avdelingssjef  
Melberg, Oddbjørn, avdelingsingeniør  
Meling, Brit Eli, førstekontorfullmektig  
Melsom, Per Edgar, avdelingsingeniør  
Meltveit, Brynhild, førstesekretær  
Moe, Aase, avdelingsingeniør  
Moe, Arne, overingeniør  
Moen, Tarjei, konsulent  
Mork, Gunnar, overingeniør  
Motland, Klaus, ingeniør  
Myhre, Aud, førstelaborant  
Myhre, Lars Anders, overingeniør  
Myrland, Rolf, overingeniør  
Myrvang, Per, overingeniør  
Mæland, Kjersti Gro, avdelingsingeniør  
Mæland, Venke, kontorassistent  
Mørland, Jens Anders, førstekonsulent  
Navrestad, Torstein, førstegeofysiker  
Nese, Kyrre, overingeniør  
Nilsen, Hans R, geolog  
Nilsen, Kari, kontorassistent  
Nilsen, Åse Turid, laboratorieassistent  
Nilsson, Kjell Leif, overingeniør  
Njå, Steinar, overingeniør  
Nyvik, Reidar, overingeniør  
Næss, Ole Edvard, førstegeofysiker  
Ognedal, Magne, seksjonssjef  
Ohm, Anders, overingeniør  
Olsen, Randi Christine, avdelingsingeniør  
Ormaasen, Else, geolog  
Ottosen, Tor Inge, adm.sekr.  
Ottosen, Unni, kontorassistent  
Paulsen, Hjørdis Bowitz, avdelingsingeniør  
Reigstad, Rigmor, ingeniør  
Riise, Roald Gunnar, avdelingsingeniør  
Ringstrøm, Bjørn, avdelingsingeniør  
Risanger, Inger Jorunn, kontorfullmektig  
Risnes, Bjørn, førstekonsulent  
Roa, Tone M, laboratorieassistent  
Rosland, Torill, tegneleder  
Røe, Signe-Line, geolog  
Rønnevik, Hans Chr, overingeniør  
Røraas, Grethe, kontorassistent

Røsseth, Bjørg, laboratorieassistent  
Sande, Torvald, rådgiver i risikoanalyse  
Sandvik, Anne Lise Ødegaard, kontorassistent  
Schanche, Grete, sivilingeniør  
Scull, Berton James, geologisk rådgiver  
Setsaas, Erik, seksjonssjef  
Skagestad, Erling, overingeniør  
Skinlo, Arne Jon, avdelingsingeniør  
Skontorp, Odd, overingeniør  
Sletvold, Håkon, avdelingsingeniør  
Solberg, Marie Langsleth, kontorassistent  
Snarvold, Halvor, overingeniør  
Solheim, Bjarne Halvor, avdelingsingeniør  
Stalheim, Brit Berggraf, ingeniør  
Stangenes, John Olav, overingeniør  
Stavland, Arne, seksjonssjef  
Steenstrup, Fiona Elspeth, førstekontor-  
fullmektig  
Strass, Inger Flesland, geolog  
Strøm, Rune Helge, avdelingsingeniør  
Svanøe, Per Endre, overingeniør  
Svardal, Dag Jarle, tegneassistent  
Svensen, Dag, ingeniør  
Sægrov, Edith Thyse, førstekontor-  
fullmektig/kasserer  
Sæverud, Gunnar, avdelingsingeniør  
Talleraas, Erik Olav, førstegeolog  
Tappel, Inge M, avdelingsingeniør  
Tellefsen, Nina, kontorassistent/arkiv  
Thime, Aud, førstekontorfullmektig  
Thomsen, Bjarne, førstepreparant  
Thormodsen, Astrid Irene, kontorfullmektig  
Tjønneland, Kåre Asbjørn, konsulent  
Torkelsen, Liv Irene, kontorassistent  
Totland, Jan Reidar, kontorassistent  
Tunheim, Hallvard, overingeniør  
Tønnessen, Helene, kontorfullmektig  
Ulleberg, Kaare, førstegeolog  
Vemmestad, John, overingeniør  
Vogt, Nils, avdelingssjef  
Vollseth, Jan, geolog  
Vaaga, Kjell S, avdelingsingeniør  
Wedvik, Lise, kontorassistent  
Wermundsen, Arne B., førstekontorfullm.  
Wersland, Gro, kontorassistent  
Williams, Alan John, rådgiver i reservoar-  
teknologi  
Wyller Christensen, Arne, overingeniør  
Ynnesdal, Harald, seksjonssjef  
Zetterstrøm, Harry, avdelingsingeniør  
Øie, Judith, kontorassistent/arkiv  
Øglænd, Tore, avdelingsingeniør  
Økland, Åse, laboratorieassistent  
Østrem, Johannes, førstekontorfull-  
mektig/materialforvalter  
Øvrebø, Ove Kristian, førstegeofysiker  
Øwre, Kirsten, kontorassistent/arkiv  
Aamodt, Finn Roar, geolog  
Åm, Knut, seksjonssjef  
Aarseth, Ivar, førstegeofysiker  
Årthun, Marit, førstekontorfullmektig  
Åsbø, Jens, avdelingsingeniør

**D. SPESIFIKASJON OVER UTVALG/KOMITEER/ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1977**

Utvalg/komité/arbeidsgruppe Navn:	Oppnevnt dato	Representert ved
Polarr�det	Justisdepartementet 1973	Direktør Fredrik Hagemann
Styret for Institutt for kontinentalsokkelunders�kkelser	NTNF 8.6.73	Direktør Fredrik Hagemann
Rådet for Vassdrags- og havnelaboratoriet	1974	Direktør Fredrik Hagemann
NTNF's utvalg for permafrost	1976	Direktør Fredrik Hagemann
Ekofisk-Teesside r�rledningskommisjon	I henhold til traktat fastsatt ved Kgl. res. av 6.4.73. St.prp. 110 (1972-73)	Seksjonssjef Kristen Karlsen
Ekofisk-Emden r�rledningskommisjon	I henhold til traktat fastsatt ved Kgl. res. av 6.3.74. St.prp. 88 (1973-74)	Seksjonssjef Kristen Karlsen
Utvalg til � føre forhandlinger med Danmark om norsk rørledning over dansk kontinentalsokkel	1974	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen  Seksjonssjef Kristen Karlsen varamann
Delegasjon til forhandlinger med Sovjetsamveldet om grensen på kontinentalsokkelen i Barentshavet	Kgl. res. av 15.11.74	Seksjonssjef Egil Bergsakger
Utvalg til � føre forhandlinger med Storbritannia for unitisering av Statfjord- og Murchisonfeltene	Kgl. res. av 2.5.75	Avdelingssjef Nils Vogt  Avdelingssjef Farouk Al-Kasim
Utvalg for � utrede arbeidsmiljølovens anvendelse på virksomheten i forbindelse med leting etter og produksjon av petroleumsforekomster på kontinentalsokkelen (Halden-utvalget)	Kgl. res. av 14.11.75	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
Oljevernradet	Lov om vern mot oljeskader, Kgl. res. av 20.11.75	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen  Seksjonssjef Arne Stavland
Utvalg for koordinering av radiostedfestingssystemer på den norske kontinentalsokkel og tilstøtende farvann	Kgl. res. av 5.3.76	F�rstegeofysiker Ivar Aarseth

Erstatningsnemnda for skade på fiskeredskap m.v. som følge av oljevirkksomheten på kontinentalsokkelen	Kgl res av 23.76, oppnevnt 20.9.76	Overingeniør Johannes S Leidland
Klagenemnd for erstatningsnemnda	I henhold til forskriftenes § 6	Seksjonssjef Kristen Karlsen
Utredningsutvalg for igangsettelse og samordning av utredninger som er aktuelle i forbindelse med petroleumsvirksomheten nord for 62° N	Regjeringens res. av 11.11.76	Seksjonssjef Knut Åm  Førstekonsulent Per Kotte
Dansk-norsk teknisk komité for tildekking av Ekofisk-Emden-rørledningen	16.8.77	Seksjonssjef Kristen Karlsen Overingeniør Erling Skagestad
Utvalg vedrørende bruk av utenlandsk arbeidskraft på kontinentalsokkelen	Kgl. res. av 28.10.77	Avdelingssjef Nils Vogt Seksjonssjef Svein Bye varamann
Interdepartemental arbeidsgruppe for oljevernberedskap	Miljøverndepartementet 1975	Seksjonssjef Arne Stavland Overingeniør Steinar Njå
Råd for bemanning av boreplattformer	Handelsdepartementet 1975	Seksjonssjef Arne Stavland Overingeniør Bjørn Frøyland
Utvalg til å vurdere hvilke beredskapstiltak m.v. som bør forbedres i forbindelse med med petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen (Aasland-utvalget)	Brev fra Industri-departementet av 13.2.76	Seksjonssjef Magne Ognedal  Seksjonssjef Kristen Karlsen varamann
Styringskomité for norsk sertifiseringsordning for NDT-personell	Brev fra Industri-departementet av 22.4.76	Seksjonssjef Kristen Karlsen
Prosjektkomité for utvikling av oljevernutstyr	Brev fra Miljøvern-departementet av 20.9.76	Overingeniør Steinar Njå
Sosiale konsekvenser av oljevirkksomheten i Rogaland Delprosjekt: Arbeidsplassene i Nordsjøen	Brev fra Sosial-departementet av 28.9.76	Seksjonssjef Svein Bye
Rådgivende organ for petroleumsbeskatningen	Finansdepartementet 10.12.76	Avdelingssjef Nils Vogt
Arbeidsgruppe til utredning av sikkerhets- og beredskapsforskning på kontinentalsokkelen	Brev fra Industri-departementet av 29.12.76	Seksjonssjef Knut Åm  Rådgiver Torvald Sande

Arbeidsgruppe for Svalbards rådgivende ekspertorgan for behandling av saker om anmeldelse av og utmål på olje	Brev fra Industri-departementet av 29.12.76	Overingeniør Arne Moe  Overingeniør Hans Chr. Rønnevik
Styringskomité i forbindelse med utredningsarbeidene av et transportsystem for gass på den norske kontinental-sokkel	Brev fra Industri-departementet av 8.2.77	Seksjonssjef Knut Åm  Førstekonsulent Morten A Berg
Utvalg for utarbeidelse av forslag til utdanning av de ulike typer personell på boreplattformer (Leiro-utvalget)	Kirke- og undervisningsdepartementet	Overingeniør Bjørn Frøyland
Utvalg til å vurdere utdanningsbehovene for personell som tjenestegjør på produksjonsplattformene i Nordsjøen (Leiro-utvalget II)	Kirke- og undervisningsdepartementet 3.8.77	Seksjonssjef Magne Ognedal  Konsulent Stein Erikstad
Interdepartemental arbeidsgruppe for saker vedrørende boreplattformer		Overingeniør Ole A Haavik  Overingeniør Bjørn Frøyland varamann
Arbeidsgruppe for harmonisering av sikkerhetsbestemmelser for Nordsjøområdet	Beslutning opprettet på en konferanse mellom Nordsjølandene i London mars 1973	
Arbeidsgruppe I		Seksjonssjef Arne Stavland
Arbeidsgruppe II		Avdelingssjef Nils Vogt formann  Avdelingssjef Dag Meier-Hansen Seksjonssjef Arne Stavland
Arbeidsgruppe III		Avdelingssjef Dag Meier-Hansen  Seksjonssjef Svein Bye
Stratigrafisk Nomenklaturkomité for Nordsjøen	November 1974	Geologisk rådgiver Berton J Scull Overingeniør Rolf Myrland
Norsk/britisk arbeidsgruppe innen sikkerhet og beredskap	Januar 1977	Seksjonssjef Arne Stavland Overingeniør Rolf Gunnar Andresen

Faglig underutvalg under NTNF's kontinentalsokkelkomité, «Kontinentalsokkelundersøkelser»	4.4.74	Seksjonssjef Egil Bergsager
Utvalg for finansiering av bølgerenne, Trondheim	Vassdrags- og havnelaboratoriet, Norges Skipsforskningsinstitutt, 21.5.74	Avdelingssjef Nils Vogt
Advisory Committee on Offshore Technology (ACOT)	Brev fra Det norske Veritas av 27.1.75	Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
		Seksjonssjef Kristen Karlsen varamann
Styret for Norges Geotekniske Institutt		Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
Styret for Norsk Undervannsinstitutt		Avdelingssjef Dag Meier-Hansen
Faglig råde ved Norsk Undervannsinstitutt	1.11.76	Overingeniør Kjell L Nilsson
Komité oppnevnt av Norsk Verkstedindustri's Standardiseringsentral for å utarbeide beide oversikter/veiledninger for bruk av API for petroleumsindustrien	1975	Overingeniør Ingolf Grinde
Samarbeidsgruppe om petroleumsdokumentasjon i Norge (INFOIL)	April 1976	Kontorsjef Bjørn Bratbak
		Rådgiver Grete Schanche Bibliotekar Karl O Kalseth
NTNF's utvalg for risikoforskning	NTNF 1977	Rådgiver Torvald Sande
Arbeidsgruppe for å utarbeide prosjektforslag vedr. forskning, prøving og eventuell utvikling av rednings- og evakueringsystemer for bore- og produksjonsplattformer	23.9.77	Overingeniør Petter Gundersen
		Avdelingsingeniør Tore Bjordal
Norsk geologiråd	29.12.77	Seksjonssjef Egil Bergsager Overingeniør Hans Chr Rønnevik varamann
Arbeidsgruppe som utreder forholdet mellom fiskeri og oljevirkosomheten på kontinentalsokkelen	24.10.77	Overingeniør Johannes S Leidland

## E. PUBLIKASJONER FRA OLJEDIREKTORATET

### FORSKRIFTER

MIDLERTIDIGE FORSKRIFTER FOR INSTRUMENTERING AV FASTE KONSTRUKSJONER for utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster i indre norsk farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statsmyndighet, bortsett fra områder undergitt privat eiendomsrett.

Fastsatt av Oljedirektoratet 22.12.75.

Utgitt 1975, 30 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

FORSKRIFTER FOR BORING ETTER PETROLEUMSFØREKOMSTER I INDRE NORSK FARVANN, NORSK SJØTERRITORIUM OG DEN DEL AV KONTINENTALSOKKELEN SOM ER UNDERGITT NORSK STATSHØYHET

Fastsatt av Oljedirektoratet 29.8.75. (2 utgave)

Utgitt 1977, 37 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

FORSKRIFTER FOR KRANER PÅ PRODUKSJONSANLEGG M V I INDRE NORSK FARVANN, NORSK SJØTERRITORIUM OG DEN DEL AV KONTINENTALSOKKELEN SOM ER UNDERGITT NORSK STATSHØYHET

Fastsatt av Oljedirektoratet 25.5.77.

Utgitt 1977, 20 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

FORSKRIFTER FOR BEREGNING OG DIMENSJONERING AV FASTE BÆRENDE KONSTRUKSJONER PÅ DEN NORSKE KONTINENTALSØKKELE

Fastsatt av Oljedirektoratet 15.4.77.

Utgitt 1977, 78 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

ENVIRONMENTAL LOADS, NON-MANDATORY SUPPLEMENT TO REGULATIONS FOR THE STRUCTURAL DESIGN OF FIXED STRUCTURES ON THE NORWEGIAN CONTINENTAL SHELF

Fastsatt av Oljedirektoratet september 1977.

Utgitt 1977, 54 s, engelsk tekst. Kr 10,-

FORSKRIFTER OM SIKKERHET M V FOR UNDERSØKELSE OG BORING ETTER UNDERSJØISKE PETROLEUMSFØREKOMSTER

Fastsatt ved Kgl res av 3.10.75 med senere endringer.

Utgitt 1977, 27 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

SIKKERHETSFRORSKRIFTER FOR PRODUKSJON M V AV UNDERSJØISKE PETROLEUMSFØREKOMSTER

Fastsatt ved Kgl res av 9.7.76.

Utgitt 1977, 34 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

MIDLERTIDIGE FORSKRIFTER OM ARBEIDERVERN OG ARBEIDSMILJØ M V I FORBINDELSE MED UNDERSØKELSE ETTER OG UTNYTTELSE AV UNDERSJØISKE PETROLEUMSFØREKOMSTER

Fastsatt ved Kgl res av 24.6.77

Utgitt 1977, 15 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

RETNINGSLINJER FOR INSPEKSJON AV PRIMÆR- OG SEKUNDÆRSTRUKTURER FOR PRODUKSJONS- OG AVSKIPNINGSANLEGG SAMT UNDERVANNSS RØRLEDNINGSSYSTEMER

Fastsatt av Oljedirektoratet 1.4.78.

Utgitt 1978, 17 s, norsk og engelsk tekst. Kr 10,-

## KART

Kart over DEN NORSKE KONTINENTALSOKKEL SØR FOR 62° N BREDDE  
Konsesjonsområder pr 7.1.77. Norsk tekst. Størrelse 70x100 cm.  
Kr 20,-

Kart over DEN NORSKE KONTINENTALSOKKEL SØR FOR 62° N BREDDE  
Konsesjonsområder pr 1.1.78. Norsk tekst. Størrelse 70x100 cm.  
Kr 20,-

## PETROLEUMS-DOKUMENTASJON

OLJE-INDEKS er et referatorgan som dekker nordiske publikasjoner innen emne-områdene petroleumsgeologi, oljeleting, utvinning og produksjon, offshore-konstruksjoner, ilandføring, transport og lagring, petrokjemi og petrokjemiske anlegg, oljepolitikk, miljøvern og samfunnsendringer som følge av oljevirksoheten.

Indeksen utgis kvartalsvis i samarbeid med Norsk senter for informatikk (NSI) som hovedutgiver.

Abonnementsavgift er kr 1.000,- pr år.

## ANDRE PUBLIKASJONER

ENVIRONMENTAL CONDITIONS OF THE NORWEGIAN CONTINENTAL SHELF  
(Special Emphasis on Engineering Applications)

Denne rapporten er et sammendrag av det kjennskap som hittil has angående det fysiske miljø på kontinentalsokkelen. Hovedvekten er lagt på vind, bølger, strøm og luft-temperatur.

Rapporten er et resultat av samarbeidet mellom Det norske Veritas, Meteorologisk Institutt, Vassdrags- og havnelaboratoriet samt Institutt for havnebygging ved Norges Tekniske Høgskole. Oppdraget ble gitt av Oljedirektoratet.

Utgitt 1975, 517 s, engelsk tekst.  
Kr 35,-

PROSEDYRER FOR OFFENTLIG GODKJENNELSE AV PRODUKSJONSANLEGG, RØRLEDNINGS-SYSTEMER OG AVSKIPNINGSANLEGG PÅ DEN NORSKE KONTINENTALSOKKEL

Utgitt 1977, 30 s, norsk tekst.

## GEOLOGISKE PUBLIKASJONER

I forbindelse med Oljedirektoratets oppfølging av oljevirkksomheten på norsk kontinentalsokkel mottar Oljedirektoratet bl a kopier av borehullslogger og kontinuerlige, representative utvalg av såvel borkaks som borekjerner.

Etter fem år har Oljedirektoratet anledning til å frigi dette materialet slik at forskningsinstitusjoner, læresteder og andre kan benytte dette i sitt arbeide.

Oljedirektoratet utgir to publikasjonsserier: NPD PAPER og WELL DATA SUMMARY SHEETS.

### NPD PAPERS

Før frigivelsen av borehullsdata gjennomgår Oljedirektoratet materialet og publiserer dette i en egen serie - NPD Papers. Hvert hefte beskriver ett borehull. I noen tilfeller har det imidlertid vært praktisk å beskrive to eller flere borehull i samme hefte.

Heftene i denne serien inneholder i regelen en tolket litologisk logg, en tolket seismisk seksjon gjennom brønnen, en kort tolkning av den geologiske historie som brønnen forteller samt tabeller som viser hvilket materiale som er tilgjengelig fra brønnen.

NPD PAPER NO 1, LITHOLOGY  
Well No 8/3-1

Utgitt 1975, 22 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 2, LITHOLOGY  
Well No 25/11-1

Utgitt 1976, 22 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 3, LITHOLOGY  
Well No 16/2-1

Utgitt 1977, 21 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 4, LITHOLOGY  
Well No 16/11-1

Utgitt 1977, 19 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 5, LITHOLOGY  
Well No 9/8-1

Utgitt 1977, 20 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 6, LITHOLOGY  
Well No 16/7-1

Utgitt 1977, 21 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 7, LITHOLOGY  
Well No 2/11-1 and 2/8-1

Utgitt 1977, 24 s, engelsk tekst.  
Kr 150, (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 8, LITHOLOGY  
Well No 16/1-1

Utgitt 1977, 22 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 9, LITHOLOGY  
Well No 16/6-1

Utgitt 1977, 19 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 10, LITHOLOGY  
Well Nos 7/11-1, 7/11-2,  
7/11-3 and 7/11-4

Utgitt 1977, 45 s, engelsk tekst.  
Kr 200,- (m/ studentrabatt: kr 50,-)

NPD PAPER NO 11, LITHOLOGY  
Well No 16/9-1

Utgitt 1977, 21 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 12, LITHOLOGY  
Well No 17/11-1

Utgitt 1977, 19 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 13, LITHOLOGY  
Well No 2/8-2

Utgitt 1977, 19 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 14, LITHOLOGY  
Well No 17/4-1

Utgis mars 1978, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 15, LITHOLOGY  
Well Nos 1/3-1 and 1/3-2

Utgitt 1978, 24 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

NPD PAPER NO 16, LITHOLOGY  
Well No 7/12-1

Utgitt 1978, 17 s, engelsk tekst.  
Kr 100,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)



## WELL DATA SUMMARY SHEETS

WELL DATA SUMMARY SHEETS kommer ut en gang i året og gir en oversikt over borehull som er eldre enn 5 år. Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er i ferd med å frigis; hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de enkelte hull. Videre gis endel tekniske data og testresultater samt en grov skisse over litologien på de enkelte borehullslokalitetene.

### WELL DATA SUMMARY SHEETS, VOL 1

Wells completed prior to  
September 1970

Utgitt 1976, 89 s, engelsk tekst.  
Kr 55,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

### WELL DATA SUMMARY SHEETS, VOL 2

Wells completed between  
October 1970 - December 1971

Utgitt 1977, 54 s, engelsk tekst.  
Kr 55,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

### WELL DATA SUMMARY SHEETS, VOL 3

Wells completed between  
November 1971 - December 1972

Utgitt 1977, 43 s, engelsk tekst.  
Kr 55,- (m/ studentrabatt: kr 25,-)

## NPD BULLETINS

### BULLETIN 1

A STANDARD LITHOSTRATIGRAPHIC NOMENCLATURE FOR THE CENTRAL AND NORTHERN NORTH SEA

Utgitt 1977, 36 s, 27 kart, engelsk tekst.  
Kr 95,-

## ÅRSBERETNINGER

### ÅRSBERETNING 1973

Utgitt 1974, 42 s, norsk tekst.

### ÅRSBERETNING 1974

Utgitt 1975, 63 s, kontinentalsokkelkart, norsk tekst.

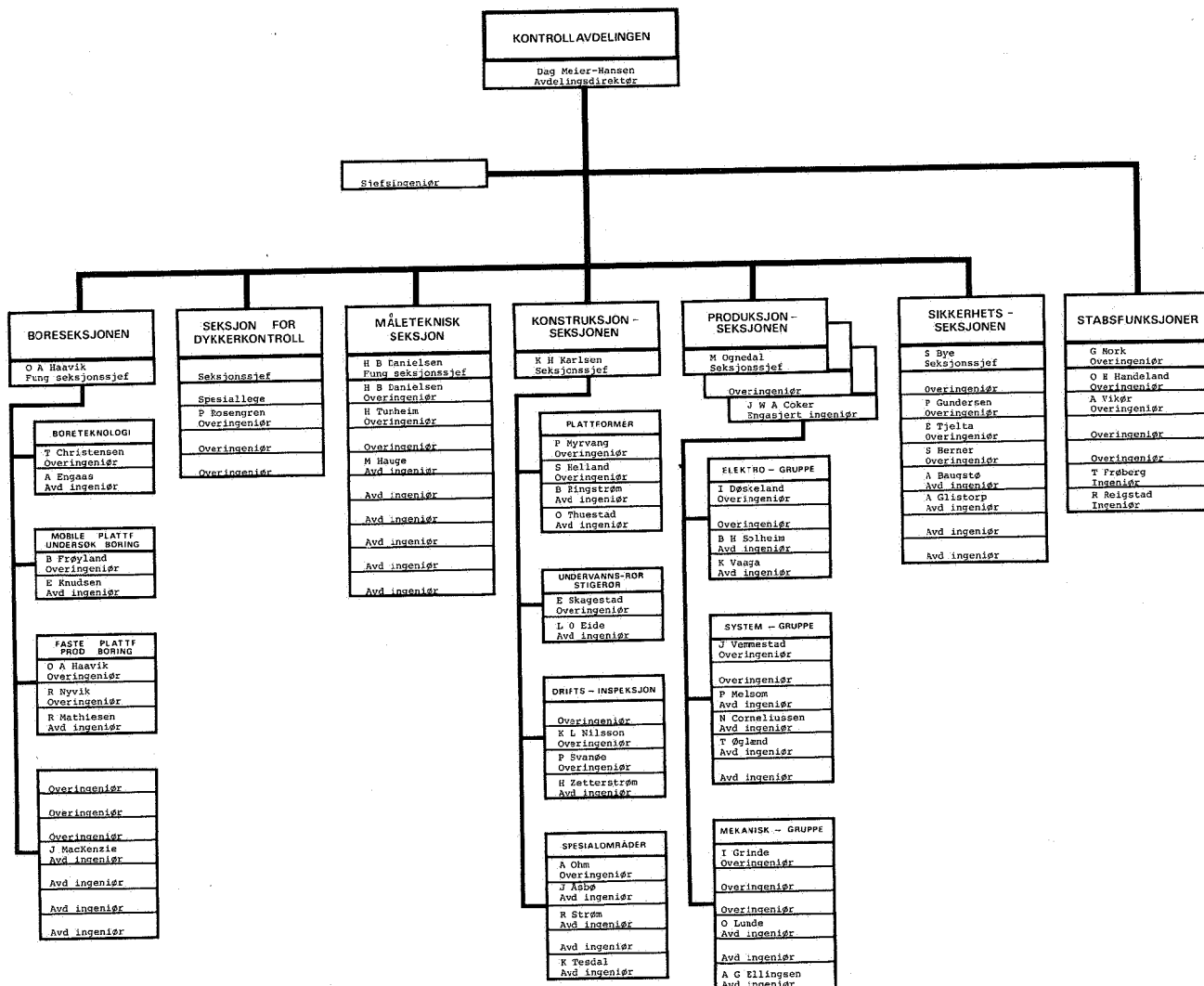
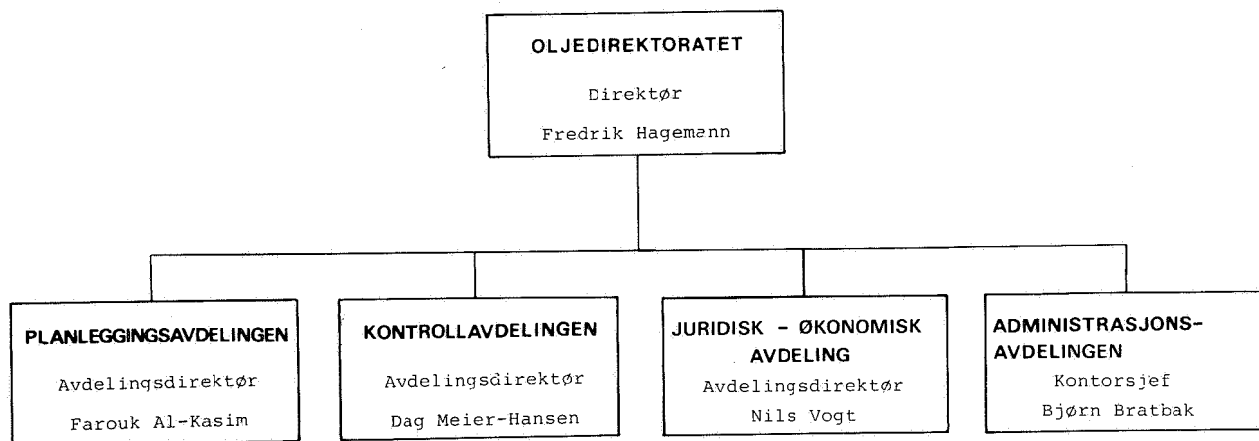
### ÅRSBERETNING 1975

Utgitt 1976, 42 s, norsk tekst.

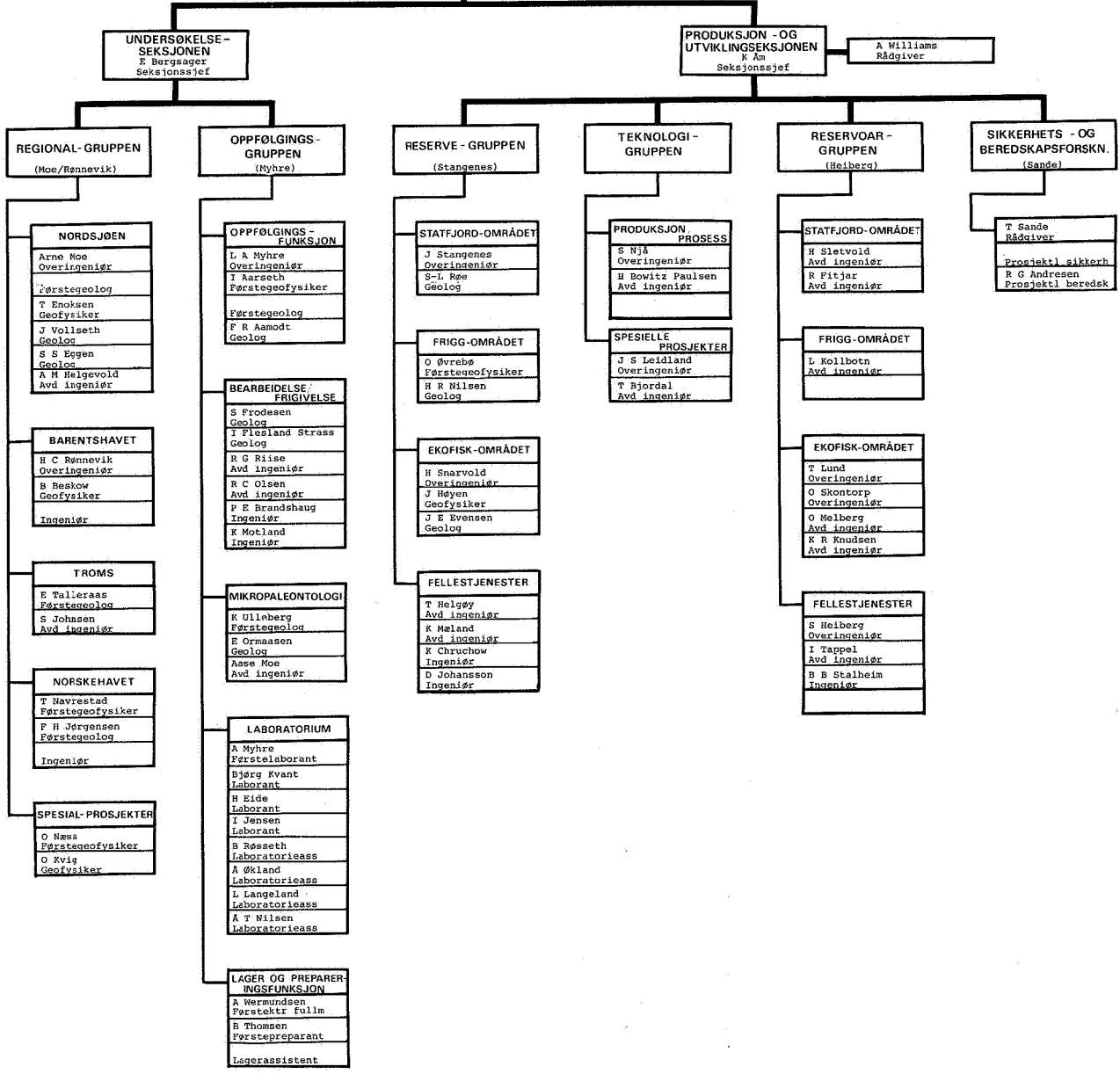
### ÅRSBERETNING 1976

Utgitt 1977, 56 s, kontinentalsokkelkart, norsk tekst.

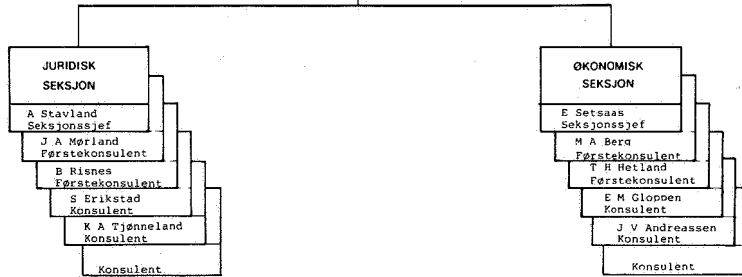
F. ORGANISASJONSTABLÅ AJOUR PR. 1.2. – 1978.

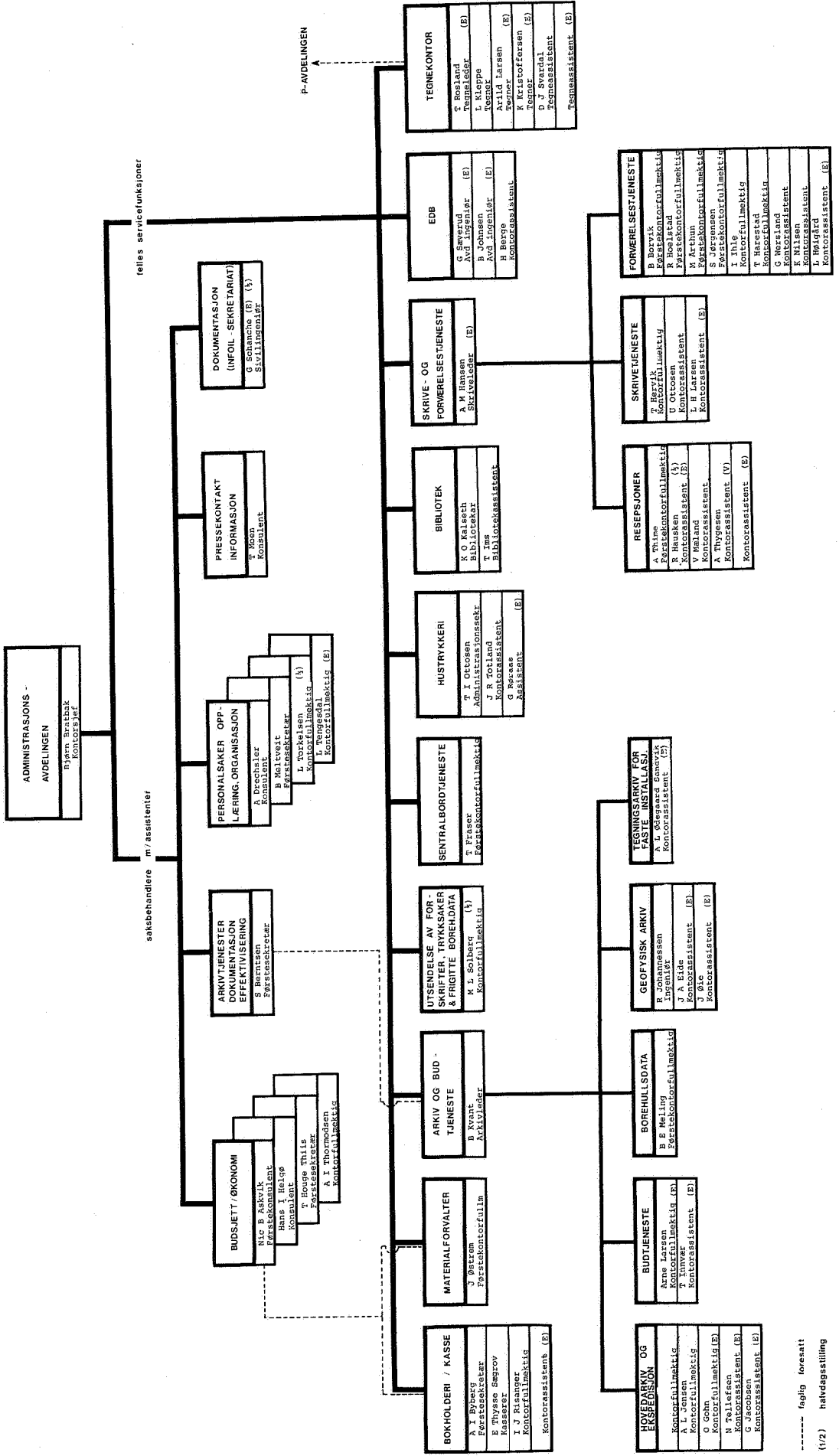


**PLANLEGGINGS-AVDELINGEN**  
Farouk Al-Rasim  
Avdelingsdirektør



**JURIDISK - ØKONOMISK  
AVDELING**  
Nils Voigt  
Avdelingsdirektør





----- faglig foresatt  
(1/2) halv dagsstilling  
(E) engasjementstilling