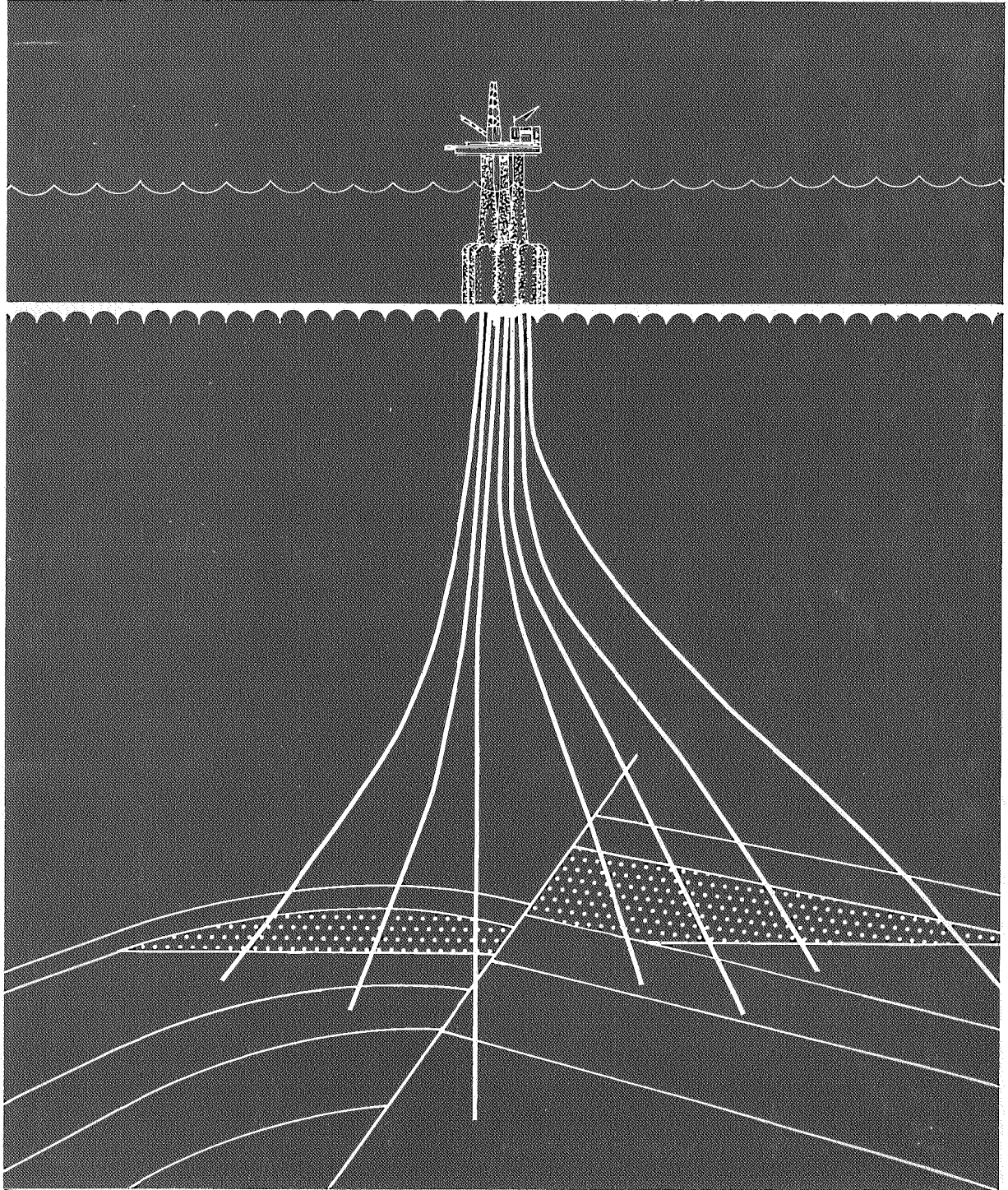




IKKE UTÅN EKS. 2

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1975



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1975

Innhold

FORORD	5	4.1.3 Troms I undersøkelsen	21
DEL I — VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN	5	4.2 Boreaktiviteten på Svalbard	22
1. DIREKTORATETS OPPGAVER	6	4.3 Åpning av områder for videre utforskning	22
Instruks for Oljedirektoratet	6	4.3.1 Møre/Lofoten	22
2. STYRE OG ADMINISTRASJON	7	4.3.2 Tromsøområdene	23
2.1 Styret	7	4.4 Frigivning av geologisk materiale	23
2.2 Personell	7	5. KONTROLLVIRKSOMHETEN	24
2.3 Opplæring	7	5.1 Flyttbare plattformer	24
2.4 Økonomi, bevilgninger	7	5.2 Faste installasjoner	24
2.5 Diverse	8	5.3 Kontroll med produserte mengder petroleum	26
Organisasjoner	8	6. AVGIFTER INNBETALT TIL OLJEDIREKTORATET	27
Emblem	8	6.1 Produksjonsavgift	27
Endring av direktoratets navn	8	6.2 Arealavgift av konsesjonsområder	27
3. VIRKSOMHETEN SØR FOR 62° N	10	6.3 Avgift for undersøkelsestillatelser	27
3.1 Geofysiske undersøkelser	10	6.4 Refusjon av kontrollutgifter	27
3.1.2 Undersøkelsestillatelser for petroleum	10	7. VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER	28
3.2 Boring	10	8. NYE FORSKRIFTER	29
3.2.1 Undersøkelses- og avgrensings- borehull	10	8.1 Boreforskrifter	29
3.2.2. Produksjons- og injeksjonsbrønner	10	8.2 Sikkerhetsforskrifter for produksjon m.v.	29
3.3 Nye funn	10	8.3 Conservation	29
3.4 Ekofisk-området	12	8.4 Instrumenteringsforskrifter	29
3.4.1 Produksjonsanlegg/faste installa- sjoner	12	9. INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETSFORSKRIFTER	31
3.4.2 Rørledninger fra Ekofisk	13	DEL II — FAGARTIKLER	32
3.4.3 «Ekofisk-ulykken»	13	10. GRAVIMETRI OG MAGNETOMETRI	32
3.5 Frigg-feltet	14	11. PRODUKSJONSBORING	34
3.5.1 Produksjonsanlegg/faste installa- sjoner	14	DEL III — STATISTIKK OG OVERSIKTER	37
3.5.2 Rørledninger	14	A. Medarbeidere i 1975	37
3.6 Statfjord-feltet	15	B. Spesifikasjoner over utvalg/ komitéer/arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet har hatt representanter i 1975	38
3.6.1 Produksjonsanlegg/faste installa- sjoner	15	C. Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturfore- komster, meddelt i henhold til kgl. res. av 31. januar 1969	40
3.7 Heimdal	15	D. Månedlig produksjon av olje fra Ekofisk	41
3.8 Reserver og produksjonsprognoser	16	E. Antall borede hull på konti- nentialsokkelen	42
3.8.1 Generelt om reserver og produksjons- prognoser	16	F. Boretillatelser gitt på den norske kontinentalsokkele	43
3.8.2 Anslag over petroleumsreservene	17		
3.8.3 Prognose for samlet produksjon av hydrokarboner	18		
3.9 Tilbakelevering av konsesjons- områder	18		
3.10 Tildeling av nye konsesjoner	19		
3.11 Andelsoverdragelse (Farm out)	19		
4. VIRKSOMHETEN NORD FOR 62° N			
4.1 Geofysiske undersøkelser	20		
4.1.1 Helgelandsundersøkelsen	20		
4.1.2 Barentshavundersøkelsen	20		

Forord

Styret legger herved frem sin årsberetning for 1975.

I likhet med tidligere år inneholder årsberetningen foruten en redegjørelse om direktoratets virksomhet i perioden, også en oversikt over aktiviteten på den norske kontinentalsokkel og enkelte generelle faglige artikler innenfor direktoratets fagområde.

Stavanger 18. februar 1976.

I styret for Oljedirektoratet

G. Kullerøy

Andreas Lønning

John Stangerus

Kirsten Nyfjelvoll

Ørnulf

Fredrik Hagen

John Brablen

DEL I. VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN

1. Direktoratets oppgaver

Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks fastsatt av Industridepartementet den 30. mars 1973 og ved senere delegasjonsvedtak.

INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET

§ 1 — Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl. Industridepartementet. Det har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, i indre norsk farvann, norsk sjøterritorium, og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, Industridepartementet eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter petroleumforekomster o.l. i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9. februar 1920 art. 1 og i lov om Svalbard av 17. juli 1925 § 1 samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 — Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

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

- hver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer Industridepartementet fastsetter.
- e. Å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgeoslogiske og geofysiske undersøkelser.
 - f. Å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster.
 - g. Å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå departementet ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter m.v.
 - h. Å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc. i den utstrekning dette er mulig i hht. de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig i hht. departementets bestemmelse.
 - 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.
 - k. 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.

2. Styre og administrasjon

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
 - Geofysiker John Stangenes, Stavanger (valgt av og blant de ansatte)

Varamenn:

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

Styret har i løpet av 1975 avholdt 7 ordinære styremøter. Det har vært på befaring på Friggfeltet og besøkt et rørleggingsfartøy under arbeid på rørledningen Frigg—Storbritannia. Styret har avholdt et felles styremøte av orienterende art med styret for Statoil.

2.2 PERSONELL

I budsjettforslaget for 1975 ba direktoratets styre om 46 nye stillinger. Ved det endelige vedtak i Stortinget høsten 1974 ble det besluttet opprettet 19 nye stillinger. For å avhjelpe den vanskelige personellsituasjonen i direktoratet, særlig ved Kontrollavdelingen, samtykket Finansdepartementet våren 1975 i at 5 ingeniørstillinger i tillegg til de faste kunne utlyses som engasjementer i 1975.

Direktoratet har i beretningsperioden hatt en avgang på 11 ansatte (9 saksbehandlere og 2 kontorassistenter). Avgangen skyldes i særlig grad den store etterspørsel innenfor oljeindu-

strien etter personell med erfaring fra petroleumsvirksomhet.

Direktoratet har stort sett fått et tilfredsstillende antall søkere til de ledige stillinger. Det er imidlertid fortsatt vanskelig å få søkere med tilstrekkelig erfaring fra arbeid i petroleumsvirksomheten.

2.3 OPPLÆRING

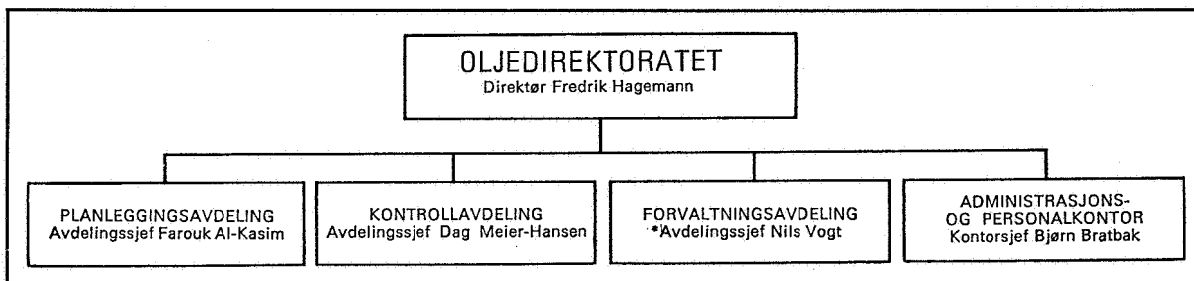
Som følge av de mange nyansettelser har det vært nødvendig med en omfattende opplæringsvirksomhet. Direktoratet driver interne kurs i egen regi og sender sine ansatte til konsulenter, universiteter, høyskoler og oljeselskaper for videreutdanning. Selv om den mest omfattende del av opplæringen kommer like etter ansettelsen ved direktoratet, vil det stadig være nødvendig å ha fagkyndige tjenestemenn til etterutdanning. Innenfor petroleumsvirksomhet, hvor teknologien gjør så hurtige fremskritt, er dette av særlig betydning.

Direktoratet tar sikte på at det i fremtiden, med bistand fra oljeselskaper og utenlandske og norske undervisningsinstitusjoner, skal kunne bli i stand til å gjennomføre en større del av etterutdanningen i egen regi.

2.4 ØKONOMI

Bevilgninger

På statsbudsjettet for 1975 ble det bevilget kr. 25 497 000,— til direktoratets drift. Herav ble bevilget kr. 10 000 000,— til dekning av utgifter i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll. Da kontrolloppgavene, og således kontrollutgiftene, ble betydelig høyere enn forventet, ble det gitt tilleggsbevilgninger på



* Konsulent P. J. Tronslin fungerer som avd.sj. i den periode N. Vogt har permisjon.

kr. 18 000 000,—. Det er rettighetshaverne som dekker kontrollutgiftene.

Til direktoratets geofysiske og geologiske undersøkelser m.v. på kontinentalsokkelen ble det bevilget kr. 18 500 000,—.

2.5 DIVERSE

Organisasjoner

Våren 1975 tok direktoratets ledelse på nytt kontakt med de hovedsammenslutninger som staten har avtale med, og innbød organisasjonene til et orienteringsmøte med henblikk på å få etablert samarbeidsutvalg og innstillingsråd, samt å gjennomføre tillitsmannsordninger i henhold til de avtaler som er inngått mellom staten og organisasjonene. Nytt møte ble avholdt i desember 1975 hvor det ble inngått avtale om samarbeidsutvalg og tillitsmannsordning. Innføring av innstillingsråd vil bli gjennomført så snart Forbruker- og administrasjonsdepartementet har fastsatt reglementet for personellforvaltningen ved direktoratet.

Emblem

Direktoratets styre fastsatte 6. august 1975 at direktoratets emblem skal være en havhest under kongelig bøylekrone. Dette ble godkjent av Industridepartementet 27. november 1975.

Emblemet er utarbeidet av førstearkivar Hallvard Trætteberg som har gitt følgende begrunnelse for valg av motiv:

«Emblemet må inneholde kongekronen som tegn på statsmyndighet og under den en figur som tegn for direktoratets fag- og virkeområde. Figuren må ha en slik verdighetskarakter at den tåler å stå under en kongekrone, og være av slik art at den kan tegnes som et rytmisk ornament som slutter seg til kronetegningens rytmikk. Den må også kunne tegnes slik at den er tydelig i alle størrelser (og materialer). Til disse krav er havhesten egnet.

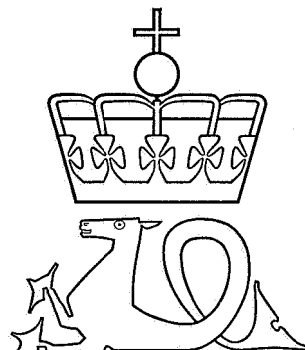
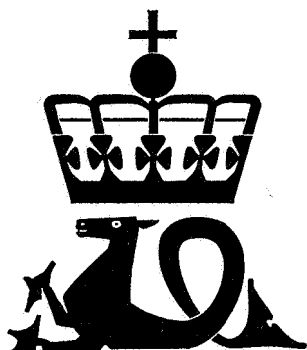
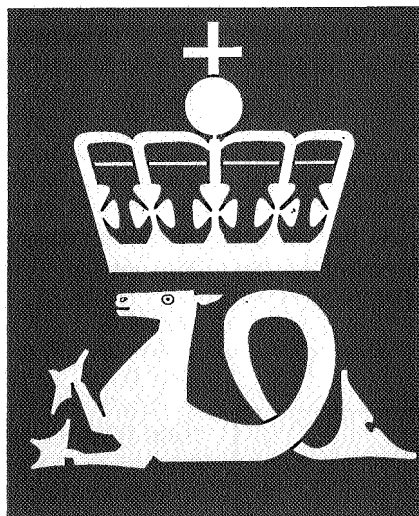
Havhesten, hippokentauren, er Neptuns hest. Neptun er havets herre. Han hadde skapt hesterasen på landjorden (i konkurranse med Athene som skapte oljetreet), og han skapte havhesten, med forpart som hest med svømmeføtter (eller hover) og bakpart som en fiskeaktig sjøorm med fiskestjert. Med veldige havhester som forspann pløyer Neptun havet. Han er i makt nær jevnbyrdig med himmelguden Zeus—Jupiter. Neptun bor i sitt palass på havets bunn; men hans makt gjelder ikke bare havet og havbunnen med dens skatter, han hersker også over flodene og det som er under jordoverflaten. Han er jordskjelvets gud og er herre over hulninger og rom i jordens dyp.

Når jeg har valgt Neptunhesten som uttrykk for Oljedirektoratet, er det ment som en bevisst parallell til den firbente energi- og lyshest som er Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesens emblem av 1956. Jeg tok den gang hestemodellen fra mine tegninger fra 1942 til fasaden på Oslo Rådhus hvor to hester danner utstrålingen fra solen og uttrykk for nyskapt energi. Denne idé videreføres nå i den «oljehest» som jeg foreslår for Oljedirektoratet, et uttrykk for energi fra Neptuns rike og et uttrykk for herskermakt siden den skal representere et direktorat.»

Endring av direktoratets navn

Ved brev av 20. november 1975 samtykket Industridepartementet i at direktoratets navn fra 1. januar 1976 endres fra Statens oljedirektorat til Oljedirektoratet. Dette er gjort for at det formelle navn skal være i overensstemmelse med den navnebruk som etter hvert har blitt mer og mer vanlig ved omtale i massemedia og offentlige og private publikasjoner. Den engelske benevnelse Norwegian Petroleum Directorate endres ikke.

Oljedirektoratets emblem og flagg



Tegnet av førstearkivar Hallvard Trøttestad

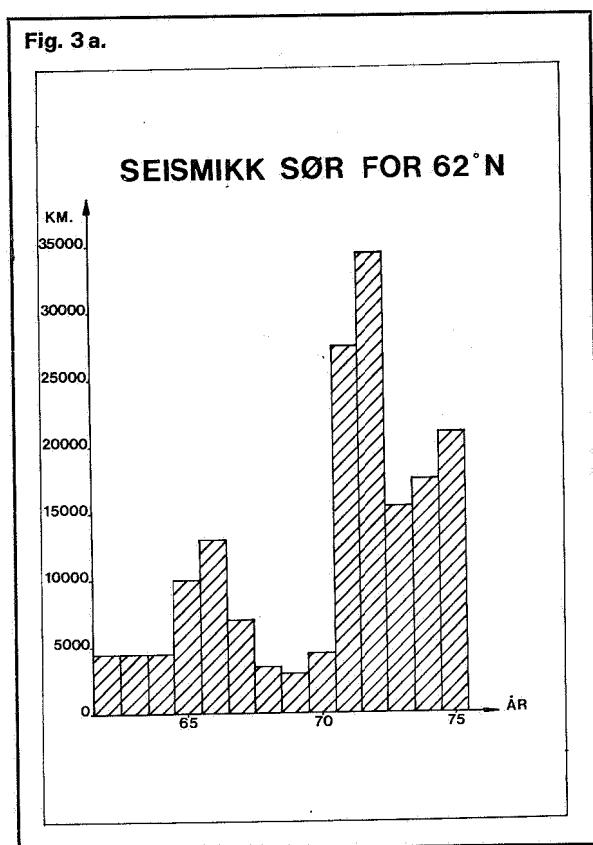
3. Virksomheten sør for 62° N

3.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

I 1975 ble det skutt 23 500 profilkilometer refleksjonsseismikk i den norske delen av Nord-sjøen. I årene 1962-74, er det skutt 152 300 profilkilometer.

I forbindelse med installasjoner og aktiviteten forøvrig ble det dessuten foretatt forskjellige grunne, sesismiske undersøkelser.

Norges Geologiske Undersøkelse har utført flymagnetiske målinger over den sydligste delen av kontinentalsokkelen. Undersøkelsene ble bekostet av Oljedirektoratet.



3.1.2 Undersøkelsestillatelser for petroleum

Det er til nå gitt 54 undersøkelsestillatelser. Følgende tillatelser er meddelt i 1975: Tillatelse nr.:

- 052 Esso Exploration Norway Inc
- 053 Texaco North Sea Norway A/S
- 054 Mobil Exploration Norway Inc

3.2 BORING

3.2.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull

Ved årsskiftet 1974/75 var 2 undersøkelsesbrønner under boring. Begge disse er avsluttet. I 1975 ble det i forbindelse med oljeleting påbegynt 26 borehull på den norske kontinentalsokkelen. Av disse er 20 avsluttet. To borehull måtte avbrytes på ganske lite dyp (30/7-1 og 33/12-3 som ble erstattet med henholdsvis 30/7-2 og 33/12-4) slik at 18 har nådd sitt mål. Dette er det høyeste antall som er boret på ett år.

Av de 26 borehullene er 21 boret på nye strukturer og prospekter («wild cats») mens 5 er boret for nærmere å undersøke tidligere funn («appraisal wells»), to i Statfjord-feltet og ett i hvert av feltene Frigg, Heimdal og Valhall.

Det knyttet seg spesiell interesse til boringen av 36/1-1 og 36/1-2 på de såkalte Måløy-blokkene som ligger innenfor Norskerenna. Boringene resulterte ikke i noe funn, men spor av hydrokarboner ble påvist, i 36/1-2. Boringen ga informasjon som er viktige for forståelsen av geologien i området videre nordover. Boringen av 36/1-2 foregikk på 226 meters havdyp. Dette er det største havdyp hvor boring er foretatt på norsk sokkel.

Det kom tre nye operatører på den norske kontinentalsokkelen i 1975. Det var Norsk Hydro med brønnene 30/7-1 og 30/7-2, Statoil med 15/12-1 og Saga med 36/1-2.

3.2.2 Produksjons- og injeksjonsbrønner

Ved årsskiftet 1974/75 var det avsluttet 16 produksjons/injeksjonsbrønner på Ekofisk-feltet. En av disse var tørr og ble plugget. I 1975 ble det avsluttet 21 borehull på Ekofisk, mens to var under boring ved årsskiftet. Med disse to er Ekofisk-strukturen ferdig boret.

I 1975 begynte også boring på Vest-Ekofisk (Fase III). To brønner er ferdige, en er plugget og en er midlertidig avsluttet. Det skal bores ytterligere 5 brønner på Vest-Ekofisk.

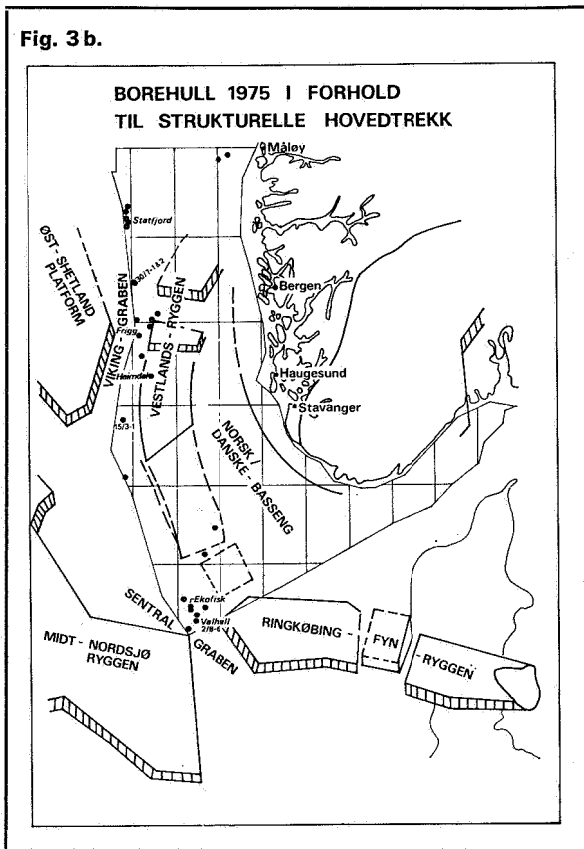
3.3 NYE FUNN

Det er gjort funn av hydrokarboner i 4 nye strukturer i 1975. Se fig. side 11.

Valhall

Amoco hadde tidligere funnet olje i Valhall-strukturen (2/8-4 og 2/11-1), men det var

Fig. 3 b.



30/7-2

Norsk Hydro fant hydrokarboner ved sin første boreoperasjon, borehull 30/7-1 og -2. De oljeførende lagene er sandstein av undre tertiær alder, oljen er relativt tung, 22° API (0,92 g/cm³). Foreløpige vurderinger tyder på at funnet ikke er kommersielt utnyttbart alene.

først med 2/8-6 man fant noe av betydning. Da de seismiske dataene er forstyrret av gasslommer i lagene like over strukturen, og kalkens reservoaregenskaper tydeligvis er meget variabel, må det bores flere brønner før feltets størrelse og verdi kan bestemmes. Feltet kan i gunstigste fall være av samme størrelsesorden som Eldfisk. Forekomsten er av samme type som i resten av feltene i Ekofisk-området. (Kalkstein fra øvre kritt.)

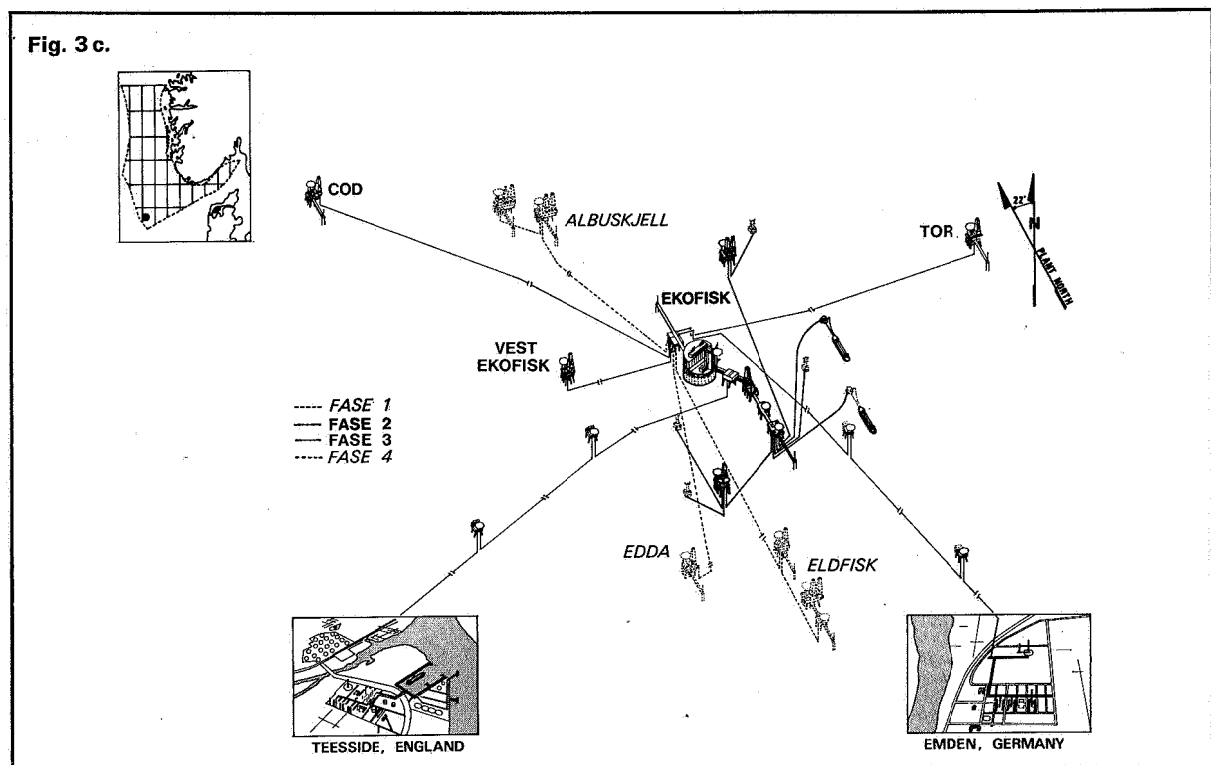
25/2-4

Elf fant hydrokarboner i jurassisk sandstein i borehull 25/2-4, i en struktur som ligger under Øst-Frigg-feltet og strekker seg nordover inn i Shells blokk 30/11. Funnet kunne ikke produksjons-testes på grunn av høye trykk. Hydrokarbonene forekommer som gass og kondensat.

15/3-1

Elf fant også hydrokarboner i jurassiske lag i borehull 15/3-1 som ble påbegynt i 1974. Dette borehullet kunne heller ikke testes på grunn av høye trykk, og det kan på det nåværende tidspunkt ikke sies noe om funnets kommersielle verdi.

3.4 EKOFISK-OMRÅDET



3.4.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Utbyggingen av Ekofisk-feltet har fortsatt i 1975 og foregår i følgende faser:

- Fase I Prøve- og midlertidig produksjon.
- Fase II Permanent produksjon med direkte lasting i tankbåt. Injisering av gass.
- Fase III Utbygging av Ekofisk Center, tilknytting av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor samt legging av rørledningene for olje og gass henholdsvis til Teesside og Emden.
- Fase IV Bygging og tilknytting av produksjonsanlegg for feltene Edda, Eldfisk og Albuskjell.

Fase I ble avsluttet våren 1974, og den midlertidige produksjonsplattformen Gulftide ble da fjernet. På samme tid var utbyggingen av Fase II-anleggene på det nærmeste ferdig, og drift ble påbegynt med produksjon fra et par brønner. Boringen av produksjonsbrønner fra Fase II-anleggene har deretter foregått kontinuerlig og er nå på det nærmeste ferdig, med 28 produksjonsbrønner og 8 injeksjonsbrønner klargjort for drift.

På grunn av uhellet med brann på A-plattformen er 10 brønner ute av drift, sannsynligvis frem til februar 1976.

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

En del av Fase III-utbyggingen er installasjon av produksjons- og prosessutstyr på Ekofisk-tanken. Hoveddelen av utstyret er nå installert og regnes for å være klart for bruk i løpet av 1976.

Bore- og produksjonsplattformen Vest-Ekofisk ble satt våren 1974. Plattformen er for såvidt ferdig til å tas i bruk, men siden den skal tilknyttes utstyret på Ekofisk-tanken, vil det ikke bli produksjon før Ekofisk Center er klar. Boring av produksjonsbrønner har pågått siden høsten 1974. 3 brønner er ferdigboret, mens det totalt skal bores 9 brønner på Vest-Ekofisk.

Hovedstrukturen for produksjonsanlegget på Cod-feltet ble satt tidlig i 1975. Installasjon av utstyret er nå på det nærmeste ferdig slik at boring antas å kunne påbegynnes i midten av 1976.

Hovedstrukturen for produksjonsanlegget på Tor-feltet ble satt høsten 1975. Installasjon av utstyr regnes påbegynt ved årsskiftet slik at boring av de første produksjonsbrønnene antas å kunne starte våren 1977. Første brønnen på Tor-feltet planlegges satt i produksjon i juli 1977.

Utbyggingen av Fase IV foregår etter planene. Det dreier seg her om følgende 6 plattformar:

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

Hovedstrukturen for en av Eldfisk-plattformene er allerede satt. De resterende strukturer samt de forskjellige produksjons- og boremoduler er under bygging og ventes installert i løpet av de kommende år. Hele Ekofisk-området regnes å være ferdig utbygget ved årsskiftet 1978/79.

Driften av Fase II-anleggene har ikke vært uten komplikasjoner. Utstyret for gassinjeksjon, som er svært komplisert og enestående i oljesammenheng, virket ikke etter planene. Det ble derfor satt i gang et omfattende undersøkelsesprogram for å finne frem til hvorfor gasskompressorene ikke virket etter hensikten, og hva som måtte gjøres for å utbedre feilene. Undersøkelsen viste at enkelte komponenter måtte skiftes ut og erstattes med nye, som har ført til at utstyret fungerer tilfredsstillende.

Antallet arbeidere på Ekofisk har vært betydelig større enn planlagt fra begynnelsen av. Dette har nødvendiggjort et opplegg med midlertidige boligkvarter både på tanken og på selve Q-(bolig)plattformen, noe som er lite tilfredsstillende. For å rette på forholdene har rettighetshaveren bygget en ekstra boligkvarterplattform som antas å være klar for bruk i løpet av 1977.

3.4.2 Rørledninger fra Ekofisk Ekofisk—Teesside

Fra Ekofisk P-plattform til Teesside i Storbritannia er lagt en 34" rørledning. Ledningen er 349 km lang og går via to pumpeplattformer. Etter at ledningen ble trykktestet med tilfredsstillende resultat og alle systemer ellers var funnet i orden, ga Oljedirektoratet samtykke til igangsetting. Ledningen ble satt i drift den 15. oktober, og den 19. oktober 1975 begynte oljen å strømme i land i Teesside. Foreløpig har man transportert opptil 406 000 fat olje pr. døgn gjennom ledningen, men når pumpeplattformene tas i bruk, vil man kunne sende inntil 1 million fat olje pr. døgn gjennom rørledningen.

Ledningen er nedgravd ca. 1 m under havbunnen i hele sin lengde bortsett fra nær platt-

former og land hvor nedgravingsdybden er ca. 3 m.

Det er også 11 mekaniske koplinger (hydro-couples) på ledningen. Disse er ikke nedgravet. Det er valgt å sette spesialkonstruerte deksler av betong over disse for å unngå at ledningen skal bli skadet pga. ytre påvirkninger, og for at trålere ikke skal få skadet sin fiskeredskap. Dette arbeid pågår fremdeles og er tidkrevende pga. vanskelige vær- og arbeidsforhold.

Ekofisk—Emden

Fra Ekofisk til Emden i Vest-Tyskland er lagt en 36" rørledning som går via to kompressorplattformer. Ledningen er ferdig lagt, og 85% av de ca. 400 km er nedgravd. Leggingen har foregått med i alt 4 fartøyer. Ledningen krysser skipstrafikkårene inn til den tyske nordsjøkyst. Her er vanddybden liten, og kravet fra tyske myndigheter er at ledningen skal ligge 5 m under havbunnen.

Det har vært avholdt flere møter med tyske og danske myndigheter. Den endelige sikkerhetsmessige godkjennelsesmyndighet er tillagt norske myndigheter. Den driftstekniske kontroll ivaretas av tyske og norske myndigheter i fellesskap.

3.4.3 «Ekofisk-ulykken»

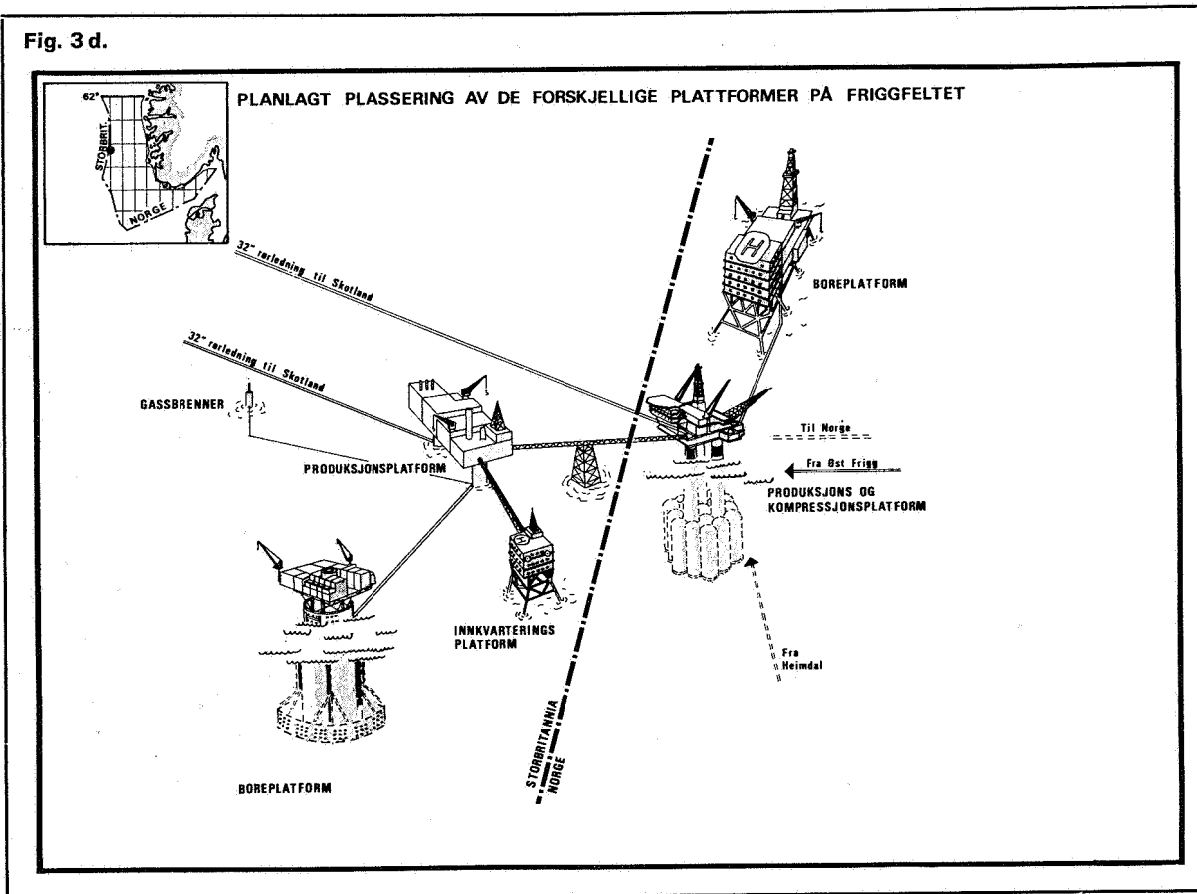
Om ettermiddagen 1. november 1975 brast et 10" stigerør på Alpha-plattformen i «skvalpesonen» og hydrokarboner strømmet fritt ut. Gassen ble antent og forårsaket flere kraftige eksplosjoner. Flammene slo opp under boligkvarteret og langs plattformens vestside.

Alpha-plattformen ligger 2,5 km fra feltterminalplattformen (FTP) og er forbundet med denne via to rørledninger av henholdsvis 10" og 20" diameter. Fra selve rørledningene, som er nedgravd på bunnen, går stigerørene opp til plattformen.

Etter eksplosjonene ble nødavstengningssystemet aktivisert automatisk og alle berørte ventiler på Alpha og FTP stengte. Dette medførte at flammens intensitet avtok, og etterlukking ble foretatt med plattformens egne brannpumper og brannbåten «Seaway Falcon». Evakueringen av de 72 ombordværende skjedde stort sett etter forhåndsoppsatte rutiner. 2 redningskapsler ble ødelagt av flammene, mens en tredje ble forsøkt låret med 6 mann ombord. P.g.a. manuell feiloperasjon av styringsinnretningene for kapselen falt denne fritt ned til sjøen med det resultat at 3 av de 6 ombordværende omkom.

Senere undersøkelser av 10" stigerøret som forårsaket ulykken, viste at sterk korrosjon i «skvalpesonen» var årsaken. Videre etterforskning pågår i Oljedirektoratet og hos politiet.

Fig. 3 d.



3.5 FRIGG-FELTET

3.5.1 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Stålfundamentet til boreplattformen DP1 haverte høsten 1974. Det ble konstatert så store skader at det ble besluttet å erstatte den med en annen. Den betong manifoldplattform, som opprinnelig var bestemt for rørledningen mellom Frigg og Skottland, ble ombygd og satt på feltet i begynnelsen av september.

I juli 1975 ble stålfoten for Q (boligkvarter)-plattformen satt, og utover høsten pågikk peilingen av denne. Plattformen ventes ferdig til bruk sommeren 1976.

Prosessplattformen TP1, som er en betongplattform, er under bygging i Skottland og skal etter planene settes på feltet i juni 1976.

Boring av brønner på Frigg skal etter planene starte i august 1976 med første gassleveranser til Skottland i oktober 1977.

En er kommet godt i gang med byggearbeidene for plattformene DP2 og TCP2. Sammensetningen av stålfundamentet for DP2 som bygges i Cherbourg, ble påbegynt i august og skal være ferdig til utsløping i juni 1976. Dekket og modulene for denne plattformen bygges i St. Wandrille.

Byggingen av TCP2 foregår i Åndalsnes, og i løpet av 1975 er bunnseksjonen gjort ferdig.

Dekket på TCP2 skulle opprinnelig være av betong, men for å få mer nyttelast med under uttauingen til feltet, ble det i 1975 besluttet å lage det i stål. Det skal bygges på Stord. Betongstrukturen og dekket skal være ferdig til sammensetning 1. oktober 1976, og uttauing til feltet er planlagt i mai 1977.

Boringen av brønner fra DP2 er planlagt startet i august 1977 med første produksjon fra plattformen i oktober 1978.

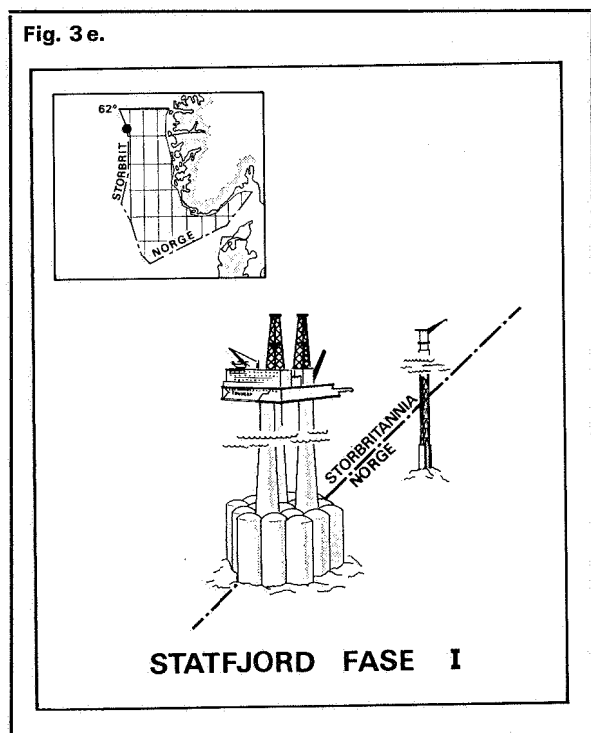
3.5.2 Rørledninger Frigg—Skottland

For transport av gassen fra Frigg til St. Fergus bygges det to parallelle 32" rørledninger. Ved leggesesongens slutt var det totalt lagt 293 km av rørledning I (den britiske) og 129 km av rørledning II (den norske). På grunn av det gode været har fremdriften dette året vært bedre enn planlagt. På den britiske rørledningen har en gravd ned 187 km med rørledning.

Planene er nå å legge resten av rørene i 1976. Sammensveisingen av de forskjellige seksjoner vil foregå i 1976 og 1977 med trykkprøving og igangsetting av drift høsten 1977.

Manifoldplattformen som skulle ha vært satt midtveis på ledningen, ble ombygd og satt på

Frigg-feltet som erstatning for DP1. Det bygges nå en ny manifoldplattform av samme type i Strömstad i Sverige. Denne ventes satt på feltet høsten 1976 og ventes klar for drift høsten 1977.



3.6 STATFJORD-FELTET

3.6.1 Produksjonsanlegg / faste installasjoner

Bygging av den kombinerte produksjons- og boreplattformen Statfjord «A» ble påbegynt i september 1974. Støping av skaftene ble avsluttet midt i desember 1975, men utrustningsarbeider utvendig og innvendig i skafter og celler gjenstår.

Byggingen av ståldekket ble i løpet av året overført fra Aker Verdal til Stord Verft. Plattformen skal slepes til Stord i begynnelsen av mai 1976 for montering av ståldekket. Dekket skal være klar til montering på betongplattformen når denne kommer til Stord.

For å redusere monteringsarbeidet på feltet blir så mye som mulig av overbygning med utstyr installert ombord før utsleping. Vekt og stabilitet er avgjørende for hvor meget som kan settes ombord. Dette er ikke avgjort i detalj, men en regner med at boligkvarteret og helikopterdekket blir satt ombord før utsleping.

Utsleping til feltet er planlagt i slutten av juni 1976.

3.6.2 Ilandføring

Ilandføring av produksjonen fra Statfjord «A» skal skje over et lastesystem på feltet.

Forskjellige typer av lastesystem har vært undersøkt, og man har nå valgt et oscillerende tårn av fransk design. Strukturen som er forankret til en stor betongblokk på havbunnen, er lik den som benyttes til avbrenningstårn på Frigg-feltet.

For den fulle utbyggingen av Statfjord-feltet studeres fremdeles forskjellige alternativer for ilandføring av oljen. Man kan fortsette med direkte lastning til skip eller benytte rørledning til Storbritannia eller Norge. Forskjellige ilandføringssteder og eventuelle kombinasjoner med ledninger på britisk side kan være aktuelle.

Mulighetene for å legge en rørledning til Norge har vært spesielt utredet. En slik rørledning vil være økonomisk og ressursmessig meget krevende på grunn av de store tekniske problemer som er forbundet med legging og vedlikehold av en rørledning som skal legges på de relativt store dyp (ca. 350—400 m) på traseen over Norskerenna. Utstyr for å legge, grave ned eller reparere rørledninger på slike dyp er i dag ikke tilgjengelig. Utviklingsarbeid og forskning på dette området er i gang, men man kan ikke med bestemthet si når slikt utstyr vil være utviklet til en slik grad at det kan tas i praktisk bruk.

3.7 HEIMDAL

Heimdal-feltet ble oppdaget i 1972. Det ble erklært kommersielt i 1974. I november 1975 mottok Industridepartementet en foreløpig søknad fra rettighetshaverne Pan Ocean/Petro-nord-gruppen om tillatelse til å legge en rørledning for eksport av gassen til Skottland.

Heimdal-feltet kan ikke understøtte sitt eget rørledningssystem, hverken til Norge eller Skottland. Den eneste økonomiske ilandføring synes for øyeblikket å være å få gassen transportert til Skottland via transportsystemet fra Frigg-feltet. De to rørledningene fra Frigg-feltet har imidlertid en begrenset kapasitet, og de totale reservene av gass i Frigg-feltet er ikke endelig fastlagt. Det har derfor i 1975 vært drevet intense forhandlinger mellom rettighetshaverne i Heimdal og i Frigg om hvilke mengder av Heimdal-gassen som kan transporteres i Frigg—Skottland-rørledningene og om størrelsen på en eventuell transporttariff.

Under den forutsetning at enighet om transport kan oppnås, har det vært ført forhandlinger med British Gas Corporation, og man undertegnet da også i september 1975 en foreløpig salgavtale for gassen fra Heimdal-feltet.

Det har vært en del tvil om størrelsen på reservene i Heimdal-feltet. For å forberede data-grunnlaget for reserveberegningene, ble det høsten 1974 tildelt en kontrakt for utførelsen av en detaljseismisk undersøkelse på feltet. Dårlig vær og sen ankomst av den seismiske entreprenøren gjorde imidlertid at undersøkelsen måtte avbrytes, og den ble først gjenopptatt i

august 1975. Den foreløpige tolkning av dataene innhentet fra denne undersøkelsen, synes å bekrefte et lavere tall for reservene i feltet enn man tidligere antok sannsynlig.

I den foreløpige søknaden som ble sendt til Industridepartementet i november 1975, har man skissert følgende installasjoner på feltet:

- En betongplattform som integrerer funksjonene boring, produksjon, prosessering, lagring av kondensat og innkvartering.
- Et avbrenningstårn.
- En lastebøye for lastning av kondensat.
- En 35 km lang rørledning til TCP2 plattformen på Frigg-feltet.

Planen er at plattformen gjøres ferdig i beskyttet farvann og taes ut i 1979. Produksjonen kan da igangsettes i siste kvartal av 1980.

Pan Ocean/Petronord gruppens foreløpige søknad er ikke blitt bekreftet, så utbyggingen av Heimdal er fortsatt uviss. Det vil bli foretatt nye vurderinger av reservene før det blir tatt noen endelig avgjørelse. Løsningen av transportsystemet står her sentralt. Hvis det viser seg vanskelig av kapasitetsmessige eller økonomiske årsaker å frakte gassen gjennom Frigg-systemet, vil det være aktuelt å vurdere om Heimdal kan bli tilknyttet et eventuelt større samlørprosjekt.

3.8 RESERVER OG PRODUKSJONS-PROGNOSER

3.8.1 Generelt om reserver og produksjonsprognoser

Det vil ennå i noen tid fremover knytte seg adskillig usikkerhet til mengden av petroleum i de forskjellige feltene på den norske kontinentalsokkel. Hvor stor del av denne petroleum som er utvinnbar, vil i flere tilfeller være avhengig av måten produksjonen foregår på. Så lenge det ikke foreligger erfaring av betydning med de forskjellige utvinningsmetoder under de ulike geologiske forhold, vil de langsiktige produksjonsprognosene være beheftet med adskillig usikkerhet.

Petroleumsmengdene i de enkelte funn, med unntak av Ekofisk-feltet, er i dag bestemt ut fra seismiske registreringer og et fåtall borede hull. I de fleste felt har materialet fra borehullene gjort det mulig å bestemme hydrokarbonenes sammensetning og fysiske egenskaper i feltet. Dessuten er bergartens mektighet, porøsitet og metningsgrad av olje og vann bestemt i borehullene. Alle disse størrelsene er bestemt med en rimelig grad av nøyaktighet.

Volumet av reservoarbergarten er bestemt ut fra seismiske registreringer. Da disse har relativt dårlig oppløsning i forhold til bergartens mektighet, hersker det fortsatt adskillig usikkerhet omkring volumet av reservoarbergarten for de fleste felts vedkommende.

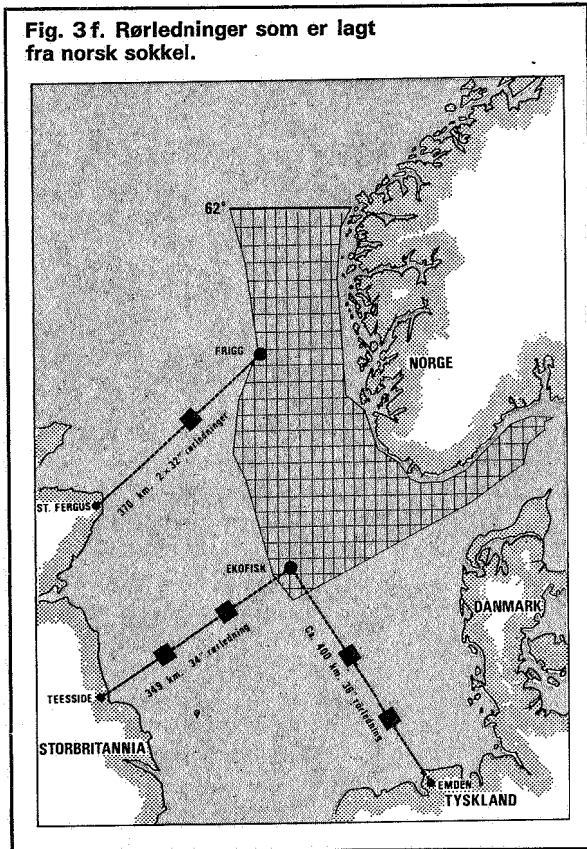
Fordelingen av porøsiteten og metningsgraden av petroleum i reservoaret mellom og utenfor borehullene kan bare måles under utvinningsfasen. Slike målinger kan derfor foreløpig bare gjøres i Ekofisk-feltet.

I de øvrige felt må fordelingen av porøsitet og metningsgrad inntil videre anslås ut fra vurderinger av feltenes geologiske oppbygging, og sammenligning med kjente felt.

Der hvor et større antall produksjonsbrønner dekker mesteparten av et felt, vil det være mulig å vurdere petroleumsmengden med en adskillig høyere grad av sikkerhet. Anslagene vil kunne utbedres ytterligere når observasjonene fra produksjonen foreligger. Disse observasjonene vil eksempelvis bestå av trykkfall, bevegelser av grenseflatene mellom olje og vann (eller gass og olje) osv. I felt hvor produksjonsbrønnene er begrenset til en del av forekomsten, som f.eks. i Frigg-feltet, vil det knytte seg relativt store usikkerheter til tolkningen av produksjonshistorien, også i fremtiden.

Hvor stor del av petroleumsmengden som kan utvinnes, er i mange tilfeller avhengig av hva slags produksjons- og injeksjonsutstyr som installeres, og i noen tilfelle av hvorledes feltene tidligere har vært og blir produsert. Som eksempler på dette nevnes at for en rekke olje- og kondensatfelts vedkommende kan det være adskillig vanskeligere å produsere de tyngre

Fig. 3f. Rørledninger som er lagt fra norsk sokkel.



hydrokarbonfraksjonene dersom trykket i reservoaret er senket, enn om produksjonen foretas under hel eller delvis opprettholdelse av reservoartrykket. I enkelte felt vil en rask produksjon kunne medføre at gass, olje og vann strømmer om hverandre i reservoaret. En langsommere produksjon vil ofte tillate disse fasene å være adskilt slik at produksjonen fra de enkelte brønner blir renere og utvinningsgraden av petroleum høyere osv. Det må forventes at reservenes størrelse og de langsiktige produksjonsprognosene for feltene vil kunne endre seg vesentlig, først som resultat av at petroleumsmengden kan beregnes med større nøyaktighet, og der- nest som resultat av at erfaringene med de ulike utvinningsmekanismene øker.

Petroleumsfunnene er, på tross av at nødvendige og betydelige investeringer er gjort og at foreløpige salgsvtaler er inngått, fortsatt i en utforskningsfase.

3.8.2 Anslag over petroleumsreservene

Til nå er det besluttet å utvinne tilsammen ti felt. Disse er Ekofisk, Vest-Ekofisk, Tor, Edda, Cod, Eldfisk, Øst-Eldfisk, Albuskjell, Frigg og Statfjord. For ni av disse feltene har man i Tabell 1 gitt anslag over de tilstedeværende mengder av petroleum samt de mengder som

kan utvinnes med eksisterende eller planlagte produksjonsanlegg. Samlet utgjør de utvinnbare petroleumsmengdene ca. 717 millioner tonn olje og ca. 516 milliarder normal-kubikkmeter gass. Dertil kommer mindre mengder NGL fra Ekofisk-området. Det tiende feltet, Øst-Eldfisk, er ennå ikke ferdig vurdert. Størrelsen er imidlertid liten i forhold til usikkerheten ved bestemmelsen av petroleumsmengdene i de øvrige feltene.

Når man regner om til millioner tonn olje-ekvivalenter ved å la 1000 normal-kubikkmeter gass tilsvare ett tonn olje, utgjør de utvinnbare reservene ca. 1250 millioner tonn oljeekvivalenter.

Av andre felt som sannsynligvis blir utnyttet, men hvor planene for utvinning ikke foreligger eller fortsatt er usikre, nevnes Heimdal og Sleipner. I tillegg er det gjort enkelte andre lovende funn hvor det ennå ikke er samlet inn tilstrekkelig observasjonsmateriale til å vurdere om muligheten for utvinning er til stede.

Det knytter seg, som tidligere nevnt, adskil- lig usikkerhet til tallene i Tabell 1. De tall som oppgis, representerer de mest sannsynlige mengder i henhold til Oljedirektoratets anslag for alle feltene med unntak av Statfjord. For Statfjord har en valgt å oppgi de tall som rettighetshaverne på begge sider av midtlinjen er blitt enige om.

TABELL I

Felt	Tilstedeværende petroleumsmengder		Utvinnbare petroleumsmengder	
	Olje 10 ⁶ tonn	Gass 10 ⁹ Nm ³	Olje 10 ⁶ tonn	Gass 10 ⁹ Nm ³
Ekofisk	712	200	122	125
Vest-Ekofisk	104	64	33	39
Cod	6	22	3	20
Tor	115	23	21	13
Eldfisk	400	133	56	75
Øst-Eldfisk	41	13	— *	— *
Edda	36	8	7	7
Albuskjell	51	55	12	40
Frigg	—	250 (125)**	—	200 (100)**
Statfjord***	860 (780)**	180 (160)**	515 (463)**	180 (97)**
	2245	803	717	516

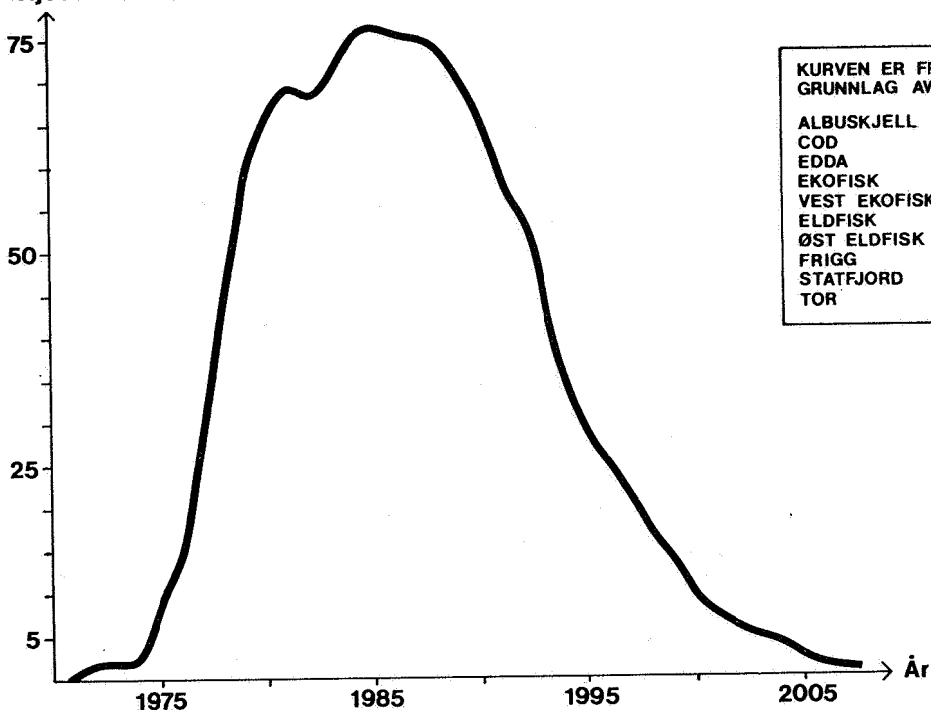
* Under vurdering.

** Oljedirektoratet har dette under vurdering og har foreløpig valgt å anta en fordeling med minst 50% i Frigg og ca. 90% i Statfjord.

*** For Statfjord har en benyttet de tall som rettighetshaverne på begge sider av grensen hittil er blitt enige om.

Fig. 3h.

Mill tonn
oljeekvivalenter



KURVEN ER FRAMSTILT PÅ
GRUNNLAG AV TALL FRA FELTENE:

ALBUSKJELL
COD
EDDA
EKOFISK
VEST EKOFISK
ELDFISK
ØST ELDFISK
FRIGG
STATFJORD
TOR

SKJEMATISK OVERSIKT OVER ANTATT PRODUKSJON FRA EN DEL FELT FRA KONTINENTALSOKKELEN

3.8.3 Prognose for samlet produksjon av hydrokarboner

Prognosen som er gitt i figur er beheftet med adskillig usikkerhet på dette stadium i utvikling og produksjon. For eksempel vil små forsinkelser i utbygging av et felt gi store utslag på prognosene i de neste få år, idet produksjonen fra et nytt felt blir en forholdsvis stor andel av totalen fra få felt.

Produksjonsprognosen angitt i oljeekvivalenter i fig. 3h er lavere i siste halvdel av 1970-årene enn den prognosen som fremkom i Oljedirektoratets årsberetning av 1974. Det er flere grunner til dette. For det første har man hatt en rekke utsettelse i konstruksjonsarbeidet med utviklingen av flere av feltene i Ekofisk-området. Det er også ventet strengere sikkerhetsteknisk begrunnede restriksjoner i fremtiden. I hvilken grad disse vil medføre reduserte produksjonshastigheter er ennå ikke avklart. Prognosene er utarbeidet på grunnlag av at en del av brønncapaciteten ikke vil kunne benyttes til produksjon mens boring foregår. Man har også foretatt mindre justeringer i anslaget av reservene i forskjellige felt.

Det er også ventet en større aktsomhet fra myndighetenes side når det gjelder å påse at

de utnyttede petroleumsmengdene fra reservoarene blir størst mulig. Dette setter grenser for hvor raskt feltene kan utvinnes tidlig i deres levetid før de er tilstrekkelig godt kartlagt til å kunne utvinnes optimalt.

Den samlede effekten av disse forholdene er en reduksjon i produksjonen de nærmeste årene i forhold til prognosene i forrige årsmelding, og man vil også få et lavere toppproduksjonsnivå. Senere får man imidlertid en økning i produksjonen i forhold til forrige prognose. Med eksisterende produksjonsplaner ventet man dermed at produksjonen fra de nevnte ti feltene i midten av 1980-årene kan nå et toppnivå på ca. 75 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år. Herav vil produksjonen fra Statfjord-feltet utgjøre nesten halvparten.

3.9 TILBAKELEVERING AV KONSESJONSOMRÅDER

I løpet av 1975 er det tilbakelevert konsesjonsområder i utvinningstillatelsene 023—035. Disse tillatelsene er alle meddelt i 1969, og den første tilbakeleveringen forfalt etter 6 år.

Tilsammen er det pr. 1. januar 1976 konsesjonsbelagt arealer som spesifisert nedenfor i tabell.

TABELL II.

Konsesjoner meddelt	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal km ²	Konsesjonsbelagt areal	
			km ²	For-delt på antall blokker
1965	42106.041	22929.769	19176.272	67
1969	5878.647	1489.264	4389.383	13
1971	523.937	0.0	523.937	1
1973	586.834	0.0	586.834	2
1975	2329.206	0.0	2329.206	8
	51424.665	24419.033	27005.632	91

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

TABELL III.

Meddelt med virkning fra	Utv.till. nr.	Totalt areal km ²	Antall blokker
1. sept. 1965	001-021	39842.476	74
7. des. 1965	022	2263.565	4
23. mai 1969	023-031	4107.833	9
30. mai 1969	032-033	746.255	2
14. nov. 1969	034-035	1024.529	2
11. juni 1971	036	523.937	1
10. aug. 1973	037	586.834	2
1. april 1975	038-042	2329.206	8
		51424.665	102

De tall som er oppgitt i ovennevnte tabeller kan avvike noe fra de tall som ble publisert i direktoratets årsberetning for 1974. Dette skyldes at direktoratet i samarbeid med Norges Geografiske Oppmåling i løpet av året har tatt i bruk mer nøyaktige beregningsmetoder enn det som ble benyttet ved tidligere beregninger.

Av de blokkene som har vært konsesjonsbelagt er i alt 11 tilbakelevert i sin helhet. Det er blokkene 2/2, 6/3, 9/7, 9/8, 9/12, 10/7, 10/9, 11/7, 11/10, 16/7 og 16/9.

Av disse er blokk 6/3 konsesjonsbelagt på nytt i 1975 av Statoil/Esso gruppen. Den er nå en del av produksjonstillatelse nr. 038 som i tillegg omfatter blokkene 15/11 og 15/12.

3.10 TILDELING AV NYE KONSESJONER

Det ble meddelt 5 konsesjoner 15. november 1974, men de endelige avtalene ble ikke undertegnet før i 1975.

Chevron Petroleum Norge A/S var tildelt en andel på 35% i konsesjon 041, blokk 35/3, men fant ikke å kunne undertegne avtalen. Chevrons andel ble så tilbudt BP, og deltakerne i konsesjonen er:

British Petroleum Development of Norway A/S	24.5%
Norsk Brændselolje A/S	10.5%
Saga Petroleum A/S	15.0%
Statoil	50.0%

3.11 ANDELSDRAGELSE (FARM OUT)

Det er foretatt en andelsoverdragelse (farm out) i utvinningstillatelse 013, 014 og 015, idet Deminex og Petroswede A/B har kjøpt seg inn. Fordelingen blant lisenshaverne er nå:

Conoco Norway Inc. (operatør)	23.75 %
Deminex	20.625%
Petroswede A/B	20.625%
Chevron Petroleum Comp. of Norway	12.5 %
Texaco Overseas Petroleum Comp.	12.5 %
K/S Pelican & Co A/S	10.0 %

Statoils opsjon til å delta er øket fra 10 til 20% (carried interest) om det gjøres drivverdigg funn.

I forbindelse med overdragelsen er tillatelsenes arbeidsprogram blitt utvidet. Oljedirektoratet har bistått med utarbeidelse av nytt arbeidsprogram. Deminex, Petroswede og Pelican vil bekoste boring av to undersøkelseshull.

Følgende blokker er berørt av overdragelsen:

Tillatelse 013: 8/6, 8/9, 9/4
 Tillatelse 014: 3/2, 3/3, 8/12, 9/11
 Tillatelse 015: 9/9, 10/5, 10/10, 10/12

4. Virksomheten nord for 62° N

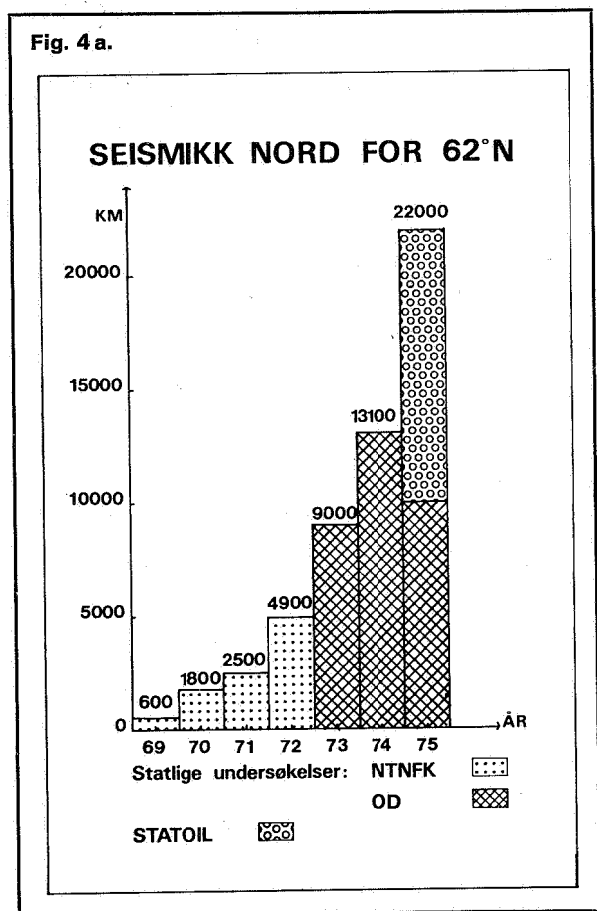
4.1 GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

I 1975 er det skutt nesten 10 000 profilkilometer refleksjonsseismikk på den norske kontinentalsokkel nord for 62° N.

Den geografiske fordeling av undersøkelsene er:

Helgelandskysten:	3000 km
Barentshavet:	6000 km
Troms I:	900 km
<hr/>	
Tilsammen	9900 km

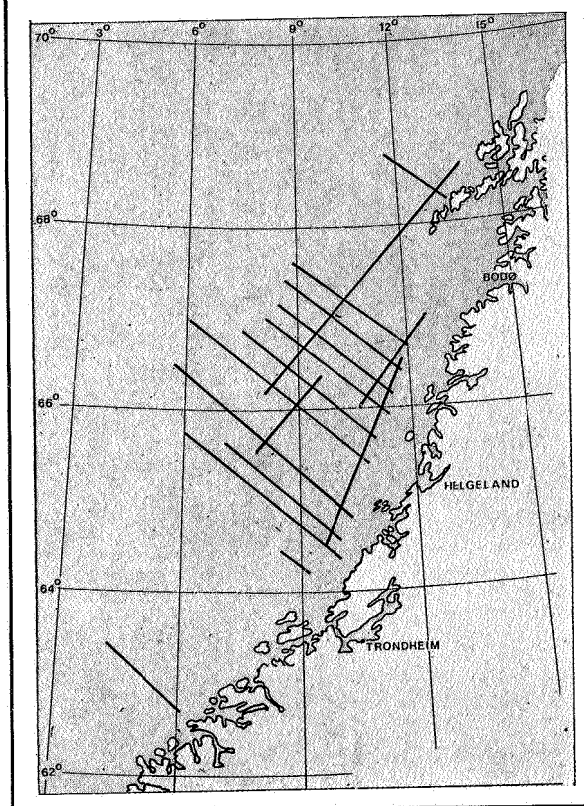
Dette er vist i figuren. Tidligere, i årene 1969—1974, er det skutt 32 100 profilkilometer.



4.1.1 Helgelandsundersøkelsen

For at sokkelen fra Møre (62° N) til Lofoten (69° N) skulle få en tilsvarende dekningsgrad som lenger sør, ble 3000 profilkilometer lagt til dette området. Området har tidligere vært

Fig. 4 b. Seismikk utenfor Helgeland 1975.



karakterisert som geologisk vanskelig å tolke bl.a. på grunn av at datakvaliteten har vært relativt dårlig. Etter at en repressering av 2000 profilkilometer ble foretatt, har dette bildet endret seg noe. Resultatene av årets undersøkelse indikerer også at det er mulig å oppnå bedre data enn tidligere antatt. Dette gjelder særlig utenfor Helgeland.

Tolkningsrapporten som omfattet materialet innsamlet til og med 1973, ble overlevert Industriministeren den 14. oktober. Det utarbeides nå en revidert rapport som bygger på de nevnte represserte data samt dataene fra årets undersøkelser.

4.1.2 Barentshav undersøkelsen

Ved utgangen av 1974 var det sammenlagt skutt 4400 profilkilometer i Barentshavet. Derfor ble hovedmengden av undersøkelsene i 1975 lagt til Barentshavet. Undersøkelsene må karakteriseres som rekognoserende.

Fig. 4 c. Seismikk i Barentshavet 1975.

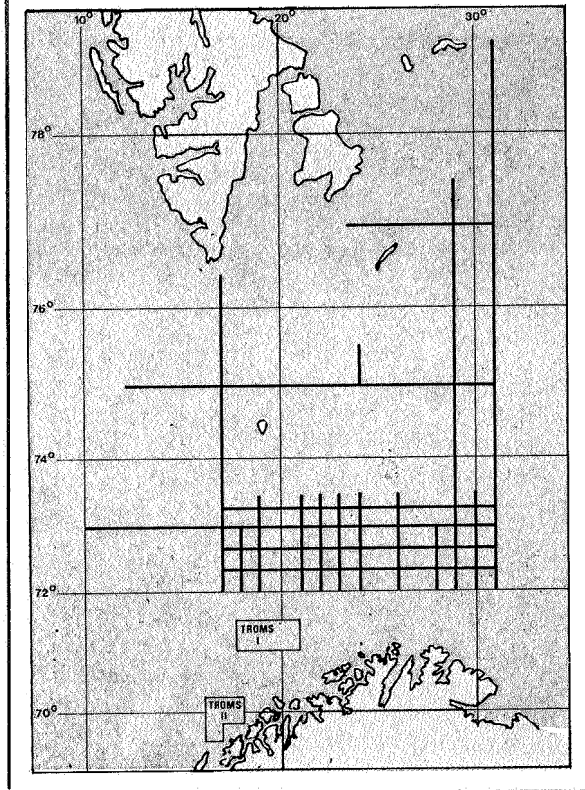
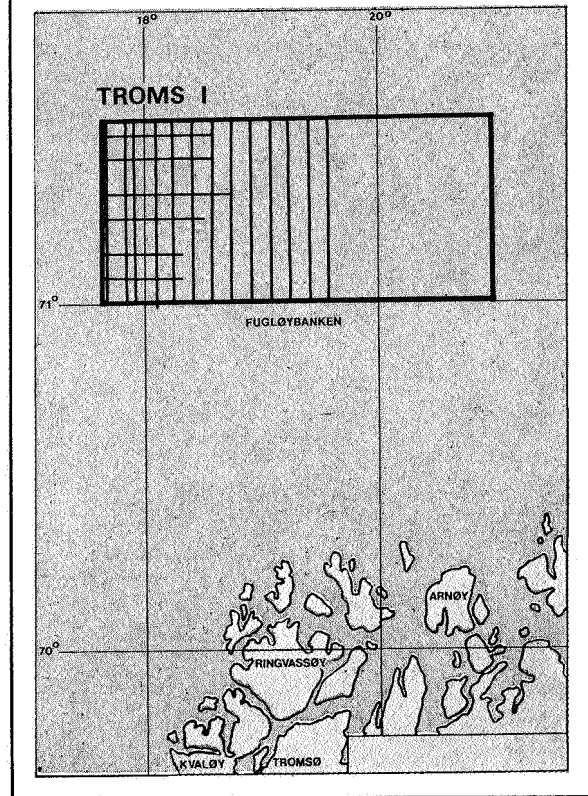


Fig. 4 d. Seismikk i Troms I området 1975.



Ugunstige isforhold hindret arbeidet i de nordligste områdene.

Feltarbeidet ble avsluttet i slutten av oktober. Tolkingsarbeidet er i full gang.

4.1.3 Troms I undersøkelsen

Denne undersøkelsen inngikk ikke i direktoratets opprinnelige planer for året. Hittil har bare ett selskap (Statoil) fått undersøkelsestillatelse i områdene som er åpnet for detaljundersøkelser nord for 62° N. Statoil's 1975-undersøkelse dekket imidlertid bare en del av Område I.

For at hele det åpnete området skulle være likeverdig undersøkt og myndighetene derved stå fritt ved valg av blokker, ble Oljedirektoratet pålagt av Industridepartementet å dekke den delen av Område I som ikke ble dekket av Statoil's undersøkelser.

De 900 profilkilometrene som tilleggsundersøkelsen utgjør, forelå ved årsskiftet. Dataene vil bli tolket sammen med det øvrige materialet fra området.

Oversikt over refleksjonsseismiske undersøkelser nord for 62° N uttrykt i antall profilkilometer.

TABELL I.

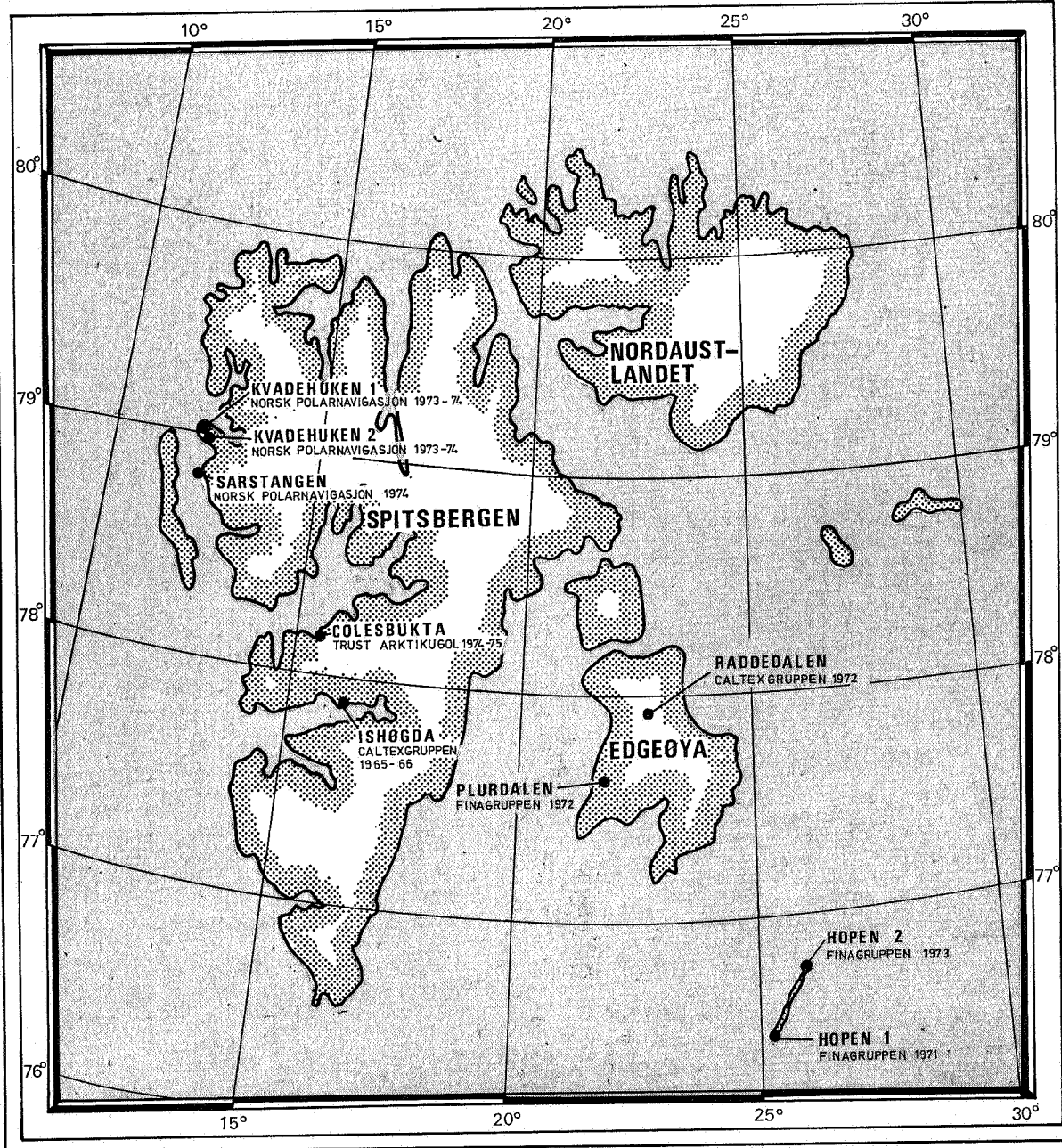
År	Møre-Lofoten	Troms*	Finnmark*	Barentshavet**	Sum
1969	600				600
1970	850	950			1800
1971	1400	700		400	2500
1972	3800	675		425	4900
1973	3000	5850		350	9200
1974	3000	3700	3200	3200	13100
1975	3000	900		6000	9900
	15650	12775	3200	10375	42000

Grensen mellom Troms/Finnmark og Barentshavet er satt ca. 72° N.

* Grensen mellom Troms og Finnmark er satt ved 25° Ø.

** I tillegg er det utført minst 10000 km refleksjonsseismikk av vitenskapelige institusjoner i Barentshavet.

Fig. 4 e. Boringer etter olje på Svalbard i tiden 1965—1975.



4.2 BOREAKTIVITETEN PÅ SVALBARD

Det har i 1975 vært 1 hull under boring på Svalbard. Hullet ble påbegynt i november/ desember 1974 av det sovjetrussiske selskapet Trust Arktikugol. Boringen utføres i Colesbukta syd for Isfjorden. Selve boringen ble avsluttet i slutten av oktober 1975. Nedrigging vil foregå i løpet av vinteren 1975/76.

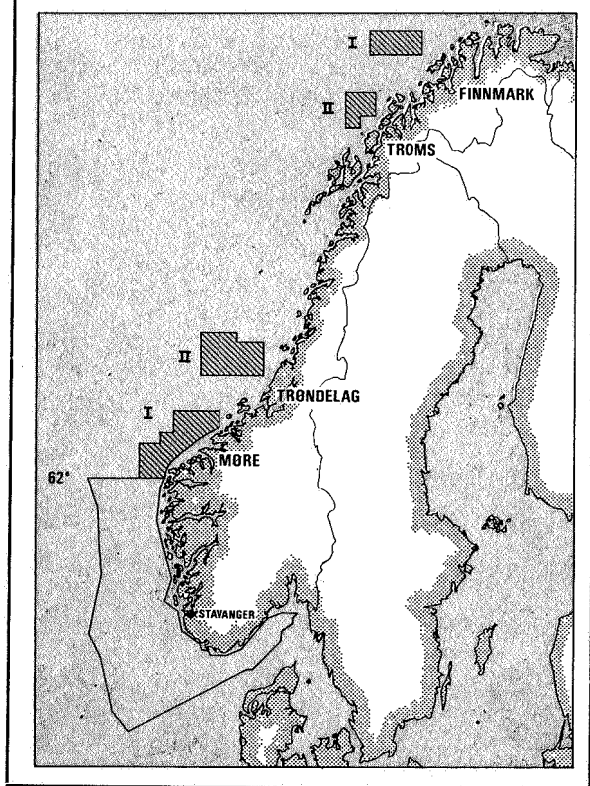
4.3 APNING AV OMRÅDER FOR VIDERE UTFORSKNING

4.3.1 Møre/Lofoten

I St. meld. 81 (1974-75) fremla Industridepartementet Oljedirektoratet's forslag om å åpne et nærmere angitt område utenfor Møre for detaljerte undersøkelser med henblikk på tildeling av blokker. Det ble samtidig foreslått to alternative områder.

Etter samråd med Oljedirektoratet og Statoil bestemte Industridepartementet at også de alternative områdene skulle tas med. De ble i tillegg utvidet noe, slik at det endelige forslag

Fig. 4f. Områder nord for 62° N foreslått åpnet for videre utforskning.



består av to områder. Det sydligste dekker det meste av Mørgekysten, det nordligste dekker Haltenbanken og områdene vestenfor. Se fig. 4f.

Det er hittil skutt semidetaljert seismikk i et nett på 4 til 5 kilometer, tilsammen 7600 kilometer.

Det antas at man ved å analysere det materialet som foreligger, vil kunne definere eksisterende geologiske strukturer. Detaljerte seismiske undersøkelser må imidlertid utføres før man kan utpeke eventuelle borelokaliteter.

4.3.2 Tromsøområdene

Direktoratet har som tidligere nevnt etter anmodning fra Industridepartementet utført de seismiske undersøkelsene i den vestre delen av Troms I.

I området Troms II har man hatt vanskeligheter med datakvaliteten. Man har derfor på feltet utført diverse tester på datainnsamlings-siden for om mulig å forbedre datakvaliteten. Disse prøvene har vært gjennomført av direktoratet og Statoil i samarbeid.

Det er antatt at man med årets datagrunnlag for Troms I området vil kunne definere potensielle borbare strukturer og for deler av området også borelokaliteter. Man vil som følge av dette, ut fra tekniske kriterier, være i stand til å starte borevirksomhet i Troms I i løpet av

1977. Skal dette kunne realiseres også for Troms II området, må detaljert seismikk frem-skaftes tidlig i 1976.

4.4 FRIGIVNING AV GEOLOGISK MATERIALE

I samarbeid med oljeleting i Nordsjøen får Staten inn store mengder geologisk og geofysisk materiale fra rettighetshaverne. Direktoratet bruker først og fremst dette materialet til å vurdere størrelsen på eventuelle petroleum-sfunn, og til å gjøre geologiske vurderinger som trenges for at Staten skal kunne styre aktivite-ten på sokkelen på en god måte.

Materialet er dessuten svært viktig for un-dervisning og forskning, og det har vært stor pågang fra undervisnings- og forskningsinsti-tusjoner om tildeling av materiale. Dessverre har en ikke kunnet imøtekomme alle ønskene om slik tildeling. Staten har blant annet forpliktet seg til å behandle alt materiale, som kommer inn i samband med oljeleting, fortløpig i minst fem år. En har dessuten ikke hatt mann-skap til å ta seg av de praktiske sidene ved frigivning av større mengder materiale.

For å etterkomme de sterke ønsker fra un-dervisningsinstitusjonene har direktoratet i mel-lomtiden sørget for at Universitetene i Bergen, Oslo og Trondheim har fått en del borehullslog-ger, nesten 5000 km med refleksjonsseismikk og fullstendig sett med borkaksprøver fra 8 brønner i Nordsjøen. En har dessuten gjort alle prøvene fra direktoratets geokjemiprojekt til-gjengelig for interesserte institusjoner. Pr. i dag arbeider både Norges Geologiske Under-søkelse, NTNUs Kontinentalsokkelkontor og universitetene i Bergen, Oslo og Tromsø på disse prøvene.

I tillegg til å sørge for frigivelse av materiale er direktoratet pålagt å holde kontakt med vi-tenkapelige institusjoner som arbeider på sok-kelen. Som et ledd i dette arbeidet arrangerer direktoratet årlig et gjensidig informasjonsmøte med disse institusjonene. På møtet i februar 1975 var dessuten flere utenlandske institusjo-ner representert.

5. Kontrollvirksomheten

5.1 FLYTTBARE PLATTFORMER

For så vidt angår kontrollen med flyttbare boreplattformer, norske eller utenlandske, som er i virksomhet på norsk kontinentalsokkel, er kontrolloppgavene fordelt på i alt 9 institusjoner:

- Sjøfartsdirektoratet
- Direktoratet for Statens Arbeidstilsyn
- Elektrisitetstilsynet
- Teledirektoratet
- Oljedirektoratet
- Helsedirektoratet
- Statens Institutt for Strålehygiene
- Luftfartsdirektoratet
- Sprengstoffinspeksjonen

Dette kontrollopplegg har vært vurdert av et eget utvalg (Manum-utvalget) med henblikk på en forenkling. Utvalget avga sin utredning til Industridepartementet den 5. juni 1975. Industridepartementet har imidlertid ikke gått videre med saken foreløpig, bl.a. i påvente av en avklaring omkring den nye arbeidsmiljøloven.

Oljedirektoratets kontroll med flyttbare plattformer kan ved årets utgang inndeles slik:

- a. Tegningskontroll av boreteknisk utstyr, systemer og arrangementer for alle norskregistrerte plattformer.
- b. Kontroll av de samme nybygninger ved verft. 1-2 verftsbesøk pr. plattform.
- c. 1-årig mellombesiktigelse av alle norskregistrerte plattformer i henhold til Sjøfartsdirektoratets regler om bygging og drift av norskregistrerte flyttbare plattformer.
- d. Inspeksjon av utenlandske plattformer før de eventuelt kan bli godkjent til bruk på norsk kontinentalsokkel.
- e. Kontroll iht. bemanningsforskrifter for norske flyttbare plattformer fastsatt av Sjøfartsdirektoratet 28. februar 1975. Boreteknisk bemanning, sammensetning, kvalifikasjonskrav m.v.
- f. Inspeksjon av borevirksomhet på flyttbare plattformer på norsk kontinentalsokkel iht. boreforskrifter fastsatt av Oljedirektoratet 29. august 1975.

Spesielt nytt er at alle norskregistrerte flyttbare plattformer skal underkastes kontroll iht. pkt. a-e, uansett hvor de skal operere. Den fysiske inspeksjonsvirksomhet er i denne forbindelse også forenklet. Oljedirektoratet skal delta i dette arbeidet og utøve kontroll iht. pkt. c. Dette er en midlertidig ordning, men det

tas sikte på en permanent ordning i forbindelse med en endring av sjødyktighetsloven.

Sjøfartsdirektoratet har den 28. februar 1975 fastsatt bemanningsforskrifter for norskregistrerte flyttbare boreplattformer. Bemanningsforskriftenes krav til den boretekniske bemanning håndteres av Oljedirektoratet, og spesielt i en overgangsperiode vil den individuelle behandling være svært tidkrevende. 15 forskjellige flyttbare plattformer har vært i virksomhet i kortere eller lengre tid på norsk kontinentalsokkel i 1975.

Ved årets utgang hadde Oljedirektoratet behandlet tegninger for i alt 16 forskjellige flyttbare plattformer. Av de plattformene som ble levert i 1975, ble 5 av type Aker-H3 og 1 boreskip som ble bygget i Tyskland, kontrollert av Oljedirektoratet.

Den 1-årige mellombesiktigelse har omfattet 3 plattformer, og 4 utenlandske plattformer er inspisert med tanke på oppdrag på norsk kontinentalsokkel.

5.2 FASTE INSTALLASJONER

Da det fortsatt ikke er noen offentlige sikkerhetsforskrifter for faste produksjonsanlegg og ilandføringsystemer, har kontrollen basert seg på andre regler og forskrifter som man har funnet å kunne benytte. Sikkerhetsforskrifter for produksjon m.v., ventes å bli fastsatt tidlig i 1976.

Kontrollen med produksjonsanlegg omfatter i prinsippet alle sikkerhetsmessige spørsmål forbundet med installering og drift av slike anlegg. Det spesielle med offshore produksjonsanlegg er at anleggene er bygget som integrerte og kompakte enheter. Totalvurderinger av de forskjellige systemer sett i sammenheng med resten av anleggene er derfor nødvendig. Kontrollen omfatter bl.a. de bærende konstruksjoners styrke, dvs. deres evne til å tåle funksjonelle belastninger og miljøbelastninger som konstruksjonene vil bli utsatt for i løpet av den tid anleggene skal være i drift. Beregninger, dimensjonering og materialvalg må således kontrolleres, videre omfatter kontrollen produksjons- og hjelpesystemene, med særlig vekt på sikkerhetssystemene så som avstengningssystemer, deteksjonssystemer, brannbekjempelsessystemer og alarmsystemer. Kontrollen omfatter høytrykksbeholdere, rør, kjeler, områdeklassifisering og elektriske anlegg og installasjoner. Boligkvarterenes plassering og ut-

forming kontrolleres. Videre omfatter kontrollen redningsutstyr, telekommunikasjoner og transportopplegg.

For så vidt angår produksjons- og injeksjonsbrønner omfatter kontrollen boring, klargjøring av brønnene for produksjon samt eventuell utbedring av brønnene.

Hva angår rørledningssystemer omfatter kontrollen beregninger, dimensjonering og materialvalg med henblikk på rørledningenes styrke. Selve leggingen av rørledningen er underlagt en kontinuerlig kontroll.

Mht. kontrollen under konstruksjons- og byggefasen ivaretar Oljedirektoratet for det første den koordinerende funksjon. Videre ivaretar Oljedirektoratet den funksjonsmessige vurdering av anlegg og utstyr. Den materialtekniske kontroll blir i det vesentlige ivarettatt av konsulenter som i henhold til avtale blir benyttet av Oljedirektoratet for vedkommende installasjon. Fortrinnsvis har Det norske Veritas vært benyttet som Oljedirektoratets hovedkonsulent. Dessuten er andre offentlige institusjoner involvert på spesifikke fagfelt hvor disse sitter med spesiell ekspertise, så som Sjøfartsdirektoratet, Luftfartsdirektoratet og Teledirektoratet.

For å kunne gjennomføre en tilfredsstillende kontroll er det nødvendig med tilstrekkelig informasjon fra rettighetshaver. Rettighetshaver er derfor pålagt, gjennom sine underkontraktører, å sende inn til Oljedirektoratet og andre involverte institusjoner fortløpende informasjon som tegninger, spesifikasjoner, kriterier og beregninger av peler, jackets, dekk, moduler, mekanisk utstyr og sikkerhetsventiler som skal benyttes. Disse tegningene og beregningene blir vurdert og om nødvendig kontrollberegnet.

Under fabrikkasjonsfasen av konstruksjoner i stål er inspektører til stede og kontrollerer svei-seprosedyrer med påfølgende røntgenkontroll av den ferdige konstruksjonen. Inspektører er også til stede ved trykktesting av høytrykksbeholdere, kjeler etc. som skal benyttes og ved montering av de forskjellige moduler. Setting av stålkonstruksjoner samt montering av modulene på feltet blir også overvåket.

Byggingen av plattformer kan deles opp i flere faser, for betongplattformer har en således byggearbeider i dokk, bygging i forankret posisjon, påsetting av dekk, uttauing og setting på feltet. Hver av disse fasene skal godkjennes av Oljedirektoratet før arbeidet kan fortsette. Under bygge- og installasjonsarbeid på feltet blir det jevnlig foretatt inspeksjoner, hvor representanter fra Oljedirektoratet og andre involverte institusjoner er til stede.

Før en produksjonsplattform tillates tatt i bruk permanent, skal det foreligge skriftlig samtykke fra Oljedirektoratet. Et slikt samtykke er basert på resultatene fra funksjonsprøving og testing utført av operatør, samt inspeksjon før drift, som blir foretatt av representanter fra

Oljedirektoratet og andre institusjoner som er involvert i kontrollarbeidet.

Vedørende personellsikkerhet og arbeidervern forestår Oljedirektoratet vurderinger, inspeksjoner og godkjenning på følgende områder:

- kraner/heiseanordninger
- ledere/rekkverk
- sikringsutstyr
- støy
- verneutstyr

Man har i noen grad befattet seg med vurderinger av undervannsfarkoster, dykkersystemer og dyp-dykking i praksis og i forbindelse med de forskrifter som for tiden er under utarbeidelse.

Kontrollen i driftsfasen er og vil bli en stor oppgave for det offentlige. Prinsippet må være at rettighetshaveren er ansvarlig for en sikkerhetsmessig forsvarlig drift, hvilket også omfatter nødvendig periodisk prøving og kontroll. Myndighetenes oppgave er å fastsette de nærmere krav til en sikkerhetsmessig forsvarlig drift samt påse at disse krav etterleves.

Oljedirektoratet vil i størst mulig grad gjennomføre driftskontrollen etter følgende prinsipper:

1. Operatøren utarbeider selv vedlikeholdsprosedyrer og rutiner for driftskontroll som skal legges frem for godkjenning. Operatøren er ansvarlig for at disse rutiner/prosedyrer følges.
2. Oljedirektoratet utarbeider i tillegg egne interne prosedyrer for driftsinspeksjoner og foretar stikkprøvekontroll. Videre skal inspeksjonsrapporter innsendes av operatøren for vurdering i avdelingen, slik at man til enhver tid kan evaluere anleggenes tilstand.

Som tidligere vil man primært legge vekt på kontrollen med de innebygde sikkerhetssystemer og påse at disse til enhver tid er i funksjonsmessig stand. Videre vil man påse at trykkbeholdere, høytrykkrørssystemer, bærende konstruksjoner samt rørledninger etc. ikke er nedslitt eller utsatt for påvirkning på en slik måte at det kan representere en fare for sikkerheten. Det legges her vekt på helheten i anlegget og den store grad av integrering av sikkerhetssystemene.

I beretningsperioden har følgende anlegg vært gjenstand for konstruksjonsmessig og byggeteknisk kontroll.

1. Ekofisk Fase III og IV
2. Frigg DP2 og TCP2
3. Staffjord «A»

Den materialtekniske og byggemessige kontroll av de bærende stålkonstruksjoner samt høytrykkssystemene som inngår i produksjons-

og hjelpeutstyret for disse anleggene, blir utført av Det norske Veritas i henhold til avtale.

Boringer og konstruksjonsmetoder er blitt vurdert og kontrollert av DnV i samarbeid med direktoratets kontrollavdeling. Det samme gjelder for sveiseprosedyrer med påfølgende røntgenkontroll av den ferdige konstruksjonen. DnV's inspektører er også tilstede ved trykktesting av høytrykksbeholdere som skal benyttes og ved monteringen av de forskjellige moduler. Setting av stålkonstruksjoner samt montering av modulene på feltet er til nå blitt overvåket av DnV's inspektører.

Det har i 1975 pågått boring av produksjonshull på Ekofisk-feltet. Den boretekniske virksomhet her har vært innspisert med visse mellomrom, og erfaringen tilsier en styrking av kontrollen i borefasen på produksjonsanleggene når bemanningssituasjonen blir avklart.

Det har videre vært arbeidet med vurdering av tegninger og systemer for den boretekniske delen av produksjonsanleggene på Ekofisk-området, Frigg og Statfjord.

En spesiell sak hva angår boringen av produksjonsbrønner på Statfjord-feltet, er bruken av oljebasert borevæske. Forslag om dette ble lagt frem sommeren 1975. I samråd med Statens Forurensningstilsyn ble det gitt en prinsipiell godkjennelse til å benytte oljebasert borevæske, med forbehold om tilfredsstillende system for behandling av væsken før denne blir ført til avløp.

I siste halvdel av 1975 utførte Oljedirektoratet en undersøkelse av kvalifikasjonene til borefagfolkene på Ekofisk-plattformene. Denne undersøkelsen er ledd i fastsettelse av krav til boreteknisk personell på produksjonsinstallasjoner i likhet med bemanningsforskriftene for norskregistrerte flyttbare plattformer. En venter at dette arbeidet kan bli fullført i 1976. En har også sett behovet for et godt utbygd utdannelsesstilbud innen boreteknologi.

Før Ekofisk Fase II anleggene var klare for drift våren 1974, var det klart at den sikkerhetsmessige kontroll hva angår driftsfasen, ville bli en betydelig oppgave for Oljedirektoratet. I den videre oppbygging av Kontrollavdelingen ble det også tatt hensyn til dette. I prinsippet er driftskontrollen bygget opp over operatørselskapets egen kontroll, dvs. at operatøren fremlegger for direktoratet de vedlikeholdsprogram og kontrolltiltak som operatøren selv akter å gjennomføre, samt etter hvilke prosedyrer. Disse program og prosedyrer blir vurdert og kommentert av Oljedirektoratet, som også utarbeider egne prosedyrer for driftskontroll samt foretar stikkprøvekontroll. Kontrollen med sikkerhetssystemene blir foretatt av Oljedirektoratets egne inspektører, mens kontroll av mer materialteknisk karakter blir foretatt i samarbeid med institusjoner som har den nødvendige ekspertise.

I forbindelse med boring og montering av produksjonsinstallasjoner og ved inspeksjonsarbeide under driftsfasen er omfattende dykkerarbeider nødvendig.

Det er Arbeidstilsynet som har ansvaret for kontrollen med dykkeutstyr m.v. og at dykkerens kvalifikasjoner er tilfredsstillende. Oljedirektoratet har funnet det riktig å støtte Arbeidstilsynet med en bevilgning på kr. 100 000,— for utprøving av dykkertabeller til bruk i Nordsjøen.

Angående forurensningsmessig kontroll har Oljedirektoratets inspektører samarbeidet med Statens Forurensningstilsyn og Havforskningsinstituttet i Bergen angående prøvetaking og analyser av utslipp fra de forskjellige vannrenseanlegg på Ekofisk.

5.3 KONTROLL MED PRODUSERTE MENGDER PETROLEUM

Oljedirektoratets måletekniske personell forestår kontrollen med målestasjonene for produserte mengder petroleum.

Kontrollen, som gjennomføres i henhold til godkjente måletekniske standarder (ISO, API) på området måling av hydrokarboner, kan listes opp i følgende punkter:

- a. Kontroll på planleggings-/konstruksjonsstadiet
- b. Kalibreringskontroll/spesifikasjonstesting
- c. Funksjonell testing
- d. Driftsteknisk kontroll
- e. Oppfølging/gjennomgåelse av driftsrapporter

I løpet av 1975 har Oljedirektoratet foreslått kontroll i henhold til a-c for følgende målestasjoner:

- Ekofisk
- Ekofisk Fase III-satelitter
- Frigg TP1 og TCP2
- Landterminal for rørledningene fra Frigg (St. Fergus, Skottland)
- Statfjord «A»

Kontrollen med målestasjonene på Frigg-feltet og St. Fergus har vært gjennomført i nært samarbeid med britiske myndigheter.

For produksjonen fra Ekofisk Fase II har Oljedirektoratet gjennomført driftskontroll i henhold til punkt d og e på basis av egne inspeksjoner og rapportering fra operatøren. Man har imidlertid funnet å måtte styrke denne kontrollvirksomheten. Som en foreløpig ordning underskrev man derfor i desember en kontrakt gjeldende for ett år med et britisk måleekspertfirma gjennom deres norske representant. Det britiske firma skal representere Oljedirektoratet på Ekofisk og forestå en kontinuerlig kontroll med driftsprosedyrer og rapporteringsrutiner.

6. Avgifter innbetalt til Oljedirektoratet

6.1 PRODUKSJONSAVGIFT

Oljedirektoratet har i 1975 innkassert kr. 125.061.144,— i produksjonsavgift (royalty).

Som nevnt i forrige årsmelding har ordningen med uttak av royalty i form av olje også fortsatt i 1975.

Industridepartementet bestemte at oppgjørsordningen overfor staten skulle følge det samme prinsipp som i 1974. Denne ordningen innebærer at Statoil selger på kommisjonsbasis og får alle direkte utgifter refundert, samt at de får en viss fortjeneste. Denne sats ble for 1975 satt til 2% av brutto salgsverdi.

Statoil underskrev 16. desember 1974 en raffineringssavtale med Shell-raffineriet om raffinering av 600000 tonn i 1975 samt at 110000 tonn ble overført fra 1974 til 1975.

Det ble på et tidlig tidspunkt klart at denne ordningen ga lavere inntekter for staten enn om man hadde omsatt royalty-oljen i form av råolje. Oljedirektoratet gjorde i januar 1975 Industridepartementet oppmerksom på dette. I slutten av mai 1975 ble Statoil bedt om å søke å bringe raffineringssavtalen med Shell til opphør pr. 1. juli 1975, eventuelt å søke redusert det kvantum Statoil hadde forpliktet seg til å leieraffinere hos Shell i 1975. På bakgrunn av dette ble det avtalte kvantum redusert med 200000 tonn.

For 1976 er det oppnådd enighet mellom departementet og Statoil om at selskapet i første halvår 1976 skal overta avgiftsoljen til normpris. Dette er i samsvar med det prinsipp for oppgjør mellom staten og Statoil som ble foreslått av Oljedirektoratet allerede i februar 1974.

Oljedirektoratet har i 1975 refundert Statoil kr. 3.201.662,— for fortjeneste i forbindelse med salg av avgiftsolje.

6.2 AREALAVGIFT AV KONSESJONS-OMRÅDER

Oljedirektoratet har i løpet av 1975 innkassert kr. 93.768.100,— i arealavgift. Disse fordeler seg med:

kr. 88.069.750 på konsesjoner gitt i 1965
kr. 3.950.100 på konsesjoner gitt i 1969
kr. 1.748.250 på konsesjoner gitt i 1975

For konsesjoner gitt i 1969 har det vært foretatt tilbakelevering (jfr. kap. 3.5 ovenfor).

Satsene for arealavgift for konsesjonene nr. 001—0036 er endret ved kongelig resolusjon

av 7. november 1975 og gjort gjeldende for første innbetaling etter 9. april 1975. De gamle og nye satsene er:

	kr./km ²	kr./km ²
7. år	500,—	900,—
8. år	1000,—	1800,—
9. år	1500,—	2800,—
10. år	2000,—	3700,—
11. år	2500,—	4600,—
12. år	3000,—	5600,—
13. år	3500,—	6500,—
14. år	4000,—	7400,—
15. år	4500,—	8400,—
16. år og videre	5000,—	9300,—

6.3 AVGIFT FOR UNDERSØKELSESTILLATELSER

Oljedirektoratet meddeler undersøkelsestillatelser i henhold til reglene i kapittel 2 i kongelig resolusjon av 8. desember 1972. Undersøkelsestillatelser meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og for tillatelsen skal forskuddsbetales en avgift på kr. 20000,— pr. kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevingen av denne avgiften. I 1975 ble det innvilget 5 tillatelser.

6.4 REFUSJON AV KONTROLLUTGIFTER

Til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll er utbetalt til konsulenter kr. 25.724.798,—.

Utgiftene fordeler seg på følgende firma:

Det norske Veritas	kr. 22.982.959
Dr. ing. A. Aas-Jakobsen A/S	kr. 2.360.792
Otter-gruppen	kr. 118.342
Fjellanger Widerøe A/S	kr. 229.154
Lloyds Register of Shipping	kr. 30.573
Andre	kr. 2.978
	<hr/>
	kr. 25.724.798

Beløpet vil bli dekket 100% av rettighets-haverne.

Pr. 31. desember 1975 var innbetalt kr. 19.268.515.

For direktoratets egen kontroll er innbetalt kr. 432.112,—.

7. Vitenskapelige undersøkelser

Det er pr. 31. desember 1975 meddelt 67 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. 12 av disse ble gitt i 1975, en oversikt er gitt i tabell på side 40. Som i tidligere år dreier det seg om både geofysiske, geologiske og biologiske undersøkelser.

Flere av undersøkelsene er fortsettelse av tidligere års undersøkelser. Dette gjelder f.eks. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (tidligere Bundesanstalt für Boden-

forschung) med sine seismiske undersøkelser i Norskehavet og Barentshavet, Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee med geologiske undersøkelser i Nordsjøen, samt Norges Geologiske Undersøkelse med flymagnetiske målinger.

Undersøkelsene i forbindelse med tillatelsene 060/75 og 063/75 er finansiert av Oljedirektoratet.

8. Nye forskrifter

8.1 BOREFORSKRIFTER

Forskrifter for boring etter petroleum ble fastsatt den 29. august 1975 med ikrafttreden den 1. oktober 1975. Forskriftene ble gitt i medhold av kgl. res. av 25. august 1967 og er inndelt i følgende 6 hovedkapitler:

- Innledende bestemmelser
- Alminnelige bestemmelser
- Boring
- Geologisk prøvetaking, logging og oljeprøver
- Beredskap
- Boreutstyr m.v.

Forskriftene er til dels basert på utenlandsk lovgivning på området, men representerer i hovedsaken innvunnet erfaring fra kontrollvirksomheten med boring på norsk kontinentalsokkel siden 1966. Forskriftene fastsetter foruten krav til boreteknisk utstyr og installasjoner på flyttbare boreplattformer, også krav til gjennomføring av selve boreoperasjonen. Videre har forskriftene et særskilt beredskapskapittel hvoretter rettighetshaveren skal forelegge en beredskapsplan til godkjenning av berørte offentlige myndigheter. Oljedirektoratet er koordinerende organ for de nødvendige offentlige godkjenninger. Godkjent beredskapsplan skal foreligge før boretillatelse utstedes.

Ettersom boreforskriftene på flere punkter er i strid med ovennevnte kgl. res. av 25. august 1967, ble denne erstattet av en ny kgl. res. av 3. oktober 1975.

Oljedirektoratet igangsatte i 1975 utarbeidelse av detaljerte forskrifter for produksjonsboring.

8.2 SIKKERHETSFORSKRIFTER FOR PRODUKSJON M.V.

I årsberetningen for 1974 er nevnt et utvalg (Vogt-utvalget) med mandat til å fremlegge utkast til sikkerhetsforskrifter for produksjonsanlegg og utstyr, rørledninger og lagringsanlegg på havbunnen samt regler for utnyttelse av petroleumforekomster. Utvalget ble oppnevnt ved Kronprinsregentens resolusjon av 22. mai 1970.

Utvalgets utredning nr. 1, med forslag til sikkerhetsforskrifter for produksjon m.v. av undersjøiske petroleumforekomster, ble gitt til Industridepartementet den 12. juni 1975.

Utredningen har senere vært sendt ut til uttalelse hos berørte myndigheter, institusjoner, selskaper m.v. Det antas at forskrifter basert på Vogt-utvalgets forslag og innkomne uttalelser vil bli fastsatt ved kgl. res.

De nevnte sikkerhetsforskrifter vil inneholde relativt generelle bestemmelser som forutsettes supplert med detaljforskrifter fastsatt av vedkommende kontrollmyndigheter. På denne bakgrunn har Oljedirektoratet etablert flere arbeidsgrupper som utarbeider forslag til slike detaljforskrifter. I disse arbeidsgruppene deltar også ekspertise utenfor direktoratet. En arbeidsgruppe utarbeider forslag til detaljforskrifter for produksjon- og hjelpesystemer, og antas å ha et utkast ferdig tidlig i 1976. En annen arbeidsgruppe utarbeider forslag til detaljforskrifter for bærende konstruksjoner. Denne gruppen tar sikte på å ha et utkast ferdig innen sommeren 1976.

8.3 CONSERVATION

Som nevnt i årsberetningen for 1974 ble det i oktober 1974 opprettet et underutvalg under Vogt-utvalget til å utarbeide forslag til regler om forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation). Underutvalget har i løpet av 1975 avsluttet sitt arbeid, og det antas at Vogt-utvalget tidlig i 1976 vil avggi sin utredning nr. 2 basert på dette arbeidet.

8.4 INSTRUMENTERINGSFORSKRIFTER

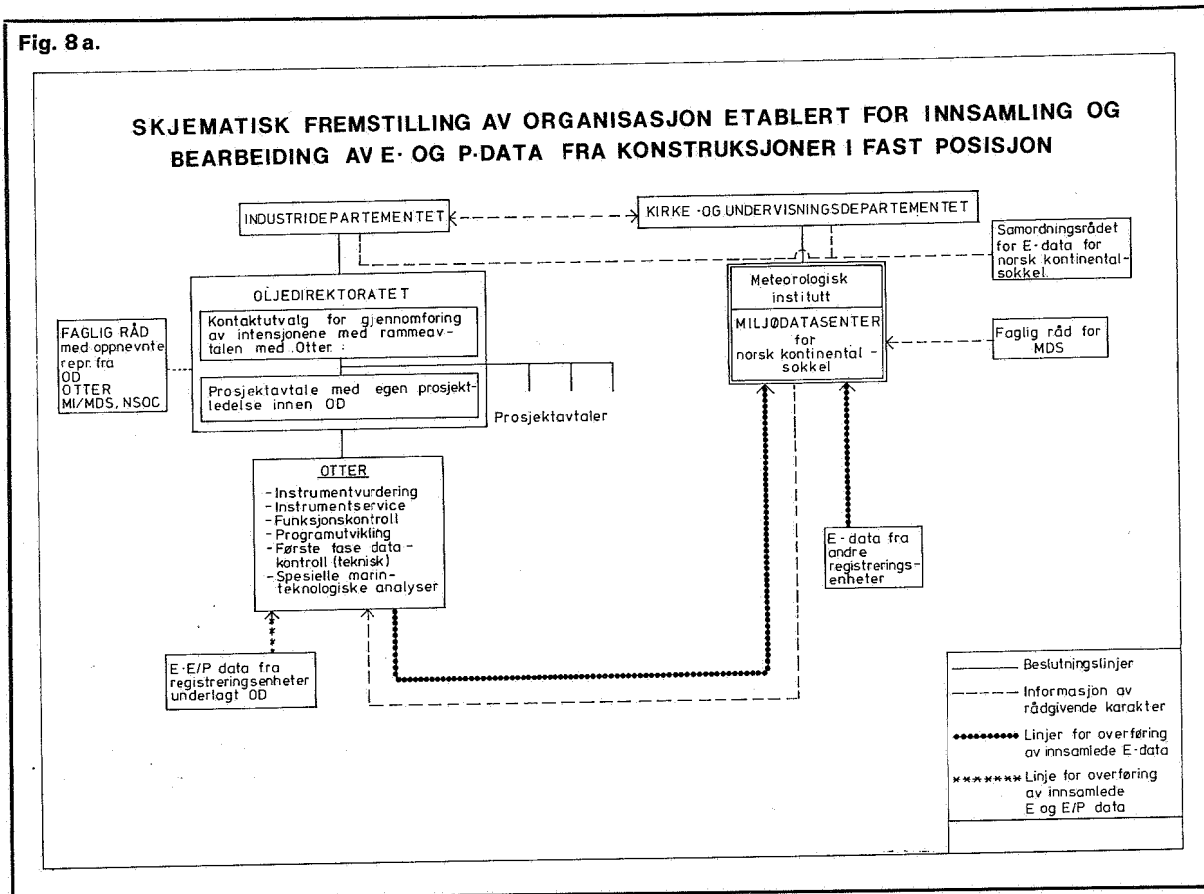
Som et ledd i den sikkerhetsmessige kontroll har Oljedirektoratet utarbeidet forskrifter for instrumentering av faste konstruksjoner på norsk kontinentalsokkel.

Forskriftene ble fastsatt den 22. desember 1975 med ikrafttreden den 1. januar 1976.

Instrumenteringsforskriftene har sin bakgrunn i behovet for innsamling av miljødata (E-data) og påkjenningsdata (P-data), idet det er nødvendig å skaffe bedre kjennskap til miljøkreftene i de aktuelle farvann og konstruksjonenes reaksjon på disse sammenholdt med konstruksjonsforutsetningene. Øket kjennskap til miljøkreftene vil gjøre det mulig å forbedre konstruksjonsforutsetningene samt de beregningsmodeller som blir lagt til grunn for nye konstruksjoner.

Instrumenteringsforskriftene forutsetter også at det på konstruksjoner i fast posisjon foretas registreringer av meteorologiske data.

Fig. 8a.



Det at man står overfor nye og uprøvede konstruksjoner, samt at ikke verifisert teori til en viss grad legges til grunn under vurdering av konstruksjonene, nødvendiggjør en direkte overvåking av disse under bygging og den første tiden etter installering på feltet. Det er også viktig å få fastslått hvordan plattformene egentlig oppfører seg i det miljø de blir plassert i, for å klarlegge hvorvidt deres reaksjon på de kreftene de blir utsatt for representerer en fare for den enkelte plattform.

Hensikten med forskriftene er også å få samlet inn data som muliggjør sikrere vær- og bølgevarsling. Dette gjør det igjen mulig å utføre daglige operasjoner samt kritiske operasjoner, som f.eks. uttauing og setting av plattformen, på en sikrest mulig måte.

Forskriftene kommer også til anvendelse på eksisterende faste konstruksjoner i nevnte områder i den utstrekning Oljedirektoratet bestemmer.

De første konstruksjonene som vil bli instrumentert i henhold til forskriftene er:

	Type	Byggested
Plattform «A»		
Stattjord-feltet	Condeep	Stavanger
TCP2 Frigg-feltet	Condeep	Åndalsnes
DP2 Frigg-feltet	Stålplattform	Cherbourg, Frankrike

Allerede før forskriftene trådte i kraft, la man meget stor vekt på å få etablert et apparat som vil være i stand til å bearbeide og analysere de store mengder E- og P-data som vil bli innsamlet.

Oljedirektoratet har i denne forbindelse innledet et samarbeid i form av en rammeavtale med det tekniske forskningsmiljø i Trondheim, representert ved Otter-gruppen*, samt Meteorologisk Institutt i forbindelse med opprettelse av et miljødatasenter for norsk kontinentalsokkel:

Fig. viser en skjematisk fremstilling av det apparat som er etablert for innsamling og bearbeidelse av E- og P-data fra faste konstruksjoner.

Spørsmålet om etablering av et samordningsråd for E-data fra norsk kontinentalsokkel er tatt opp med Industridepartementet. Før et slikt råd eventuelt opprettes, vil ytterligere utredninger måtte foretas.

* Otter står for «Offshore Technology Testing and Research Group». Gruppen er dannet av Norges Skipsforskningsinstitutt, Selskapet for Industriell og teknisk Forskning (SINTEF) og Vassdrags- og havnelaboratoriet.

9. Internasjonal harmonisering av sikkerhetsforskrifter

I årsberetningen for 1974 er nevnt de tre arbeidsgruppene som er opprettet i henhold til delegasjonenes enstemmige anbefaling under den nordvest-europeiske konferanse om «safety and pollution safeguards in the development of northwest European mineral resources» som ble avviklet i London mars 1973.

Under det konstituerende møtet i arbeidsgruppe I som fant sted i London 3.—5. april 1974 ble det besluttet opprettet en arbeidsgruppe av spesialister innen meteorologi og oseanografi. Norge deltar i arbeidet i denne spesialistgruppen. I forbindelse med arbeidet for å revidere foreliggende kriterier som danner basis for fastsettelse av miljøbelastninger, har Oljedirektoratet på nasjonalt faglig plan fått utarbeidet en rapport som gir oversikt over den teori som i dag foreligger, en vurdering av denne teoris gyldighet, samt en oversikt over foreliggende data fra norsk kontinentalsokkel

med en vurdering av kvalitetene av disse data. Denne rapporten er ved utgangen av 1975 under trykking og vil fra norsk side bli lagt til grunn for det videre internasjonale harmoniseringsarbeidet.

Hva angår arbeidsgruppe II, hvor Oljedirektoratet ivaretar formanns- og sekretariatfunksjonen, har to av de fire undergruppene avgitt sine rapporter henholdsvis 11. mars og 18. november 1975, mens arbeidet i de andre undergruppene er i ferd med å bli avsluttet. De innkomne rapportene er sendt de enkelte deltakerland og vil bli behandlet på et samlet møte i arbeidsgruppe II våren 1976.

Arbeidsgruppe III hadde sitt annet møte 20. og 21. oktober 1975 i Hamburg der rapporter fra de tre undergrupper ble behandlet. Det ble bestemt at visse spørsmål måtte utredes ytterligere av undergruppene, og at arbeidsgruppen skulle ha et nytt møte sommeren 1976.

10. Gravimetri og magnetometri

Ved oljeleting til sjøs er en helt avhengig av en indirekte kartlegging av undergrunnen ved hjelp av geofysiske metoder. Dessverre er det slik at en oljeforekomst ikke har spesielle fysiske egenskaper som gjør at den kan påvises direkte med geofysiske metoder slik disse er utviklet i dag. Geofysisk oljeleting er derfor rettet mot gunstige miljøer og strukturer som kan ha gitt opphav til oljefeller.

I dette arbeidet gjelder det å utnytte så mange fysiske egenskaper som råd er, og opp gjennom tidene er det en mengde ulike geofysiske metoder som har vært prøvd. Av disse er det bare tre metoder som har vist seg å holde mål; nemlig seismikk, gravimetri og magnetometri.

Seismikken er den metoden som gir flest informasjoner, og den utgjør over 95% av den samlede geofysiske innsatsen i forbindelse med oljeleting i dag. Her skal vi se litt nærmere på de resterende 5%, det vil si gravimetri og magnetometri.

Magnetometri

Magnetometri vil si måling av jordas naturlige magnetfelt. Målingene blir vanligvis gjort med instrument montert i et fly slik at en kan dekke store områder på kort tid. En kan også gjøre målinger fra skip, og plasserer da instrumentene i en «fisk» som en sleper ca. 200 m bak båten for å unngå magnetfeltet fra denne.

Ulike bergarter vil ha ulike magnetiske egenskaper, og på grunn av dette vil magnetfeltet kunne variere fra plass til plass på jorda. Det er disse variasjonene en utnytter i oljeletingen. Dette kan forklares på følgende måte:

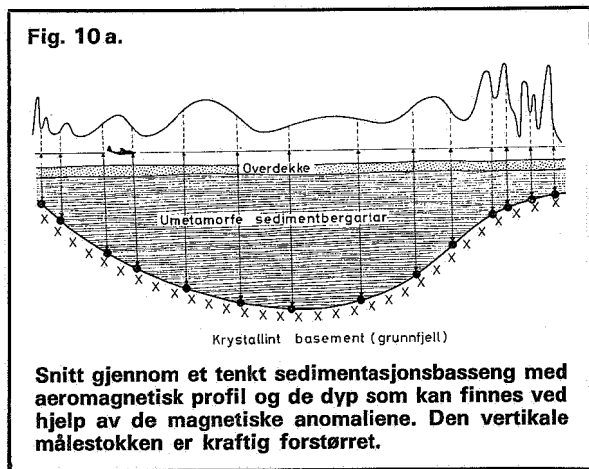
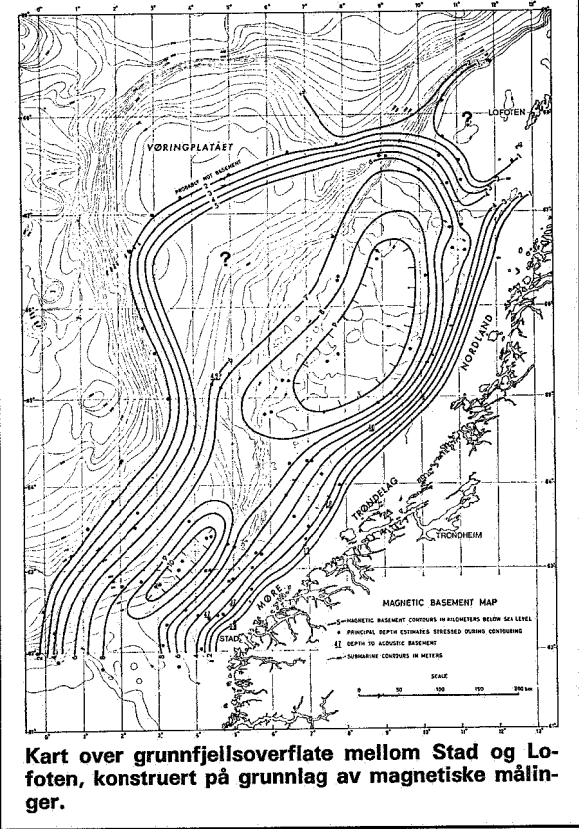


Fig. 10b.



Sedimentære bergarter som ikke har vært utsatt for særlig metamorfose, vil nesten aldri inneholde magnetisk materiale. Magnetisk sett kunne derfor disse bergartene, som er de som interesserer i oljesammenheng, like gjerne vært luft eller vann. Det metamorfe underlaget, grunnfjellet, vil derimot inneholde både magnetiske og umagnetiske bergarter. Alle magnetiske anomalier må således skrive seg fra grunnfjellet. Nå kan en ut fra formen til de magnetiske anomalier finne dyptet ned til toppen av den geologiske kroppen som er årsak til anomalien. Det vil si at en under hver anomali som en måler kan bestemme dyptet ned til grunnfjellet, eller undergrensen til sedimentene.

Et skjematisk eksempel på dette er vist i Fig. 10a. Ved å konturere alle de dybene som kan finnes på denne måten, vil en få et bilde av form og størrelse på eventuelle sedimentasjonsbasseng. Fig. 10b viser et slikt konturkart. Det er laget i 1969 på grunnlag av magnetiske

flymålinger utført av Norges Geologiske Undersøkelse.

Gravimetri

Gravimetri vil si måling av jordas gravitasjonsfelt eller tyngdefelt. Ulike bergarter har ulik egenvekt, og egenvektkontraster på grunn av dette gir opphav til avvik eller anomalier i det normale tyngdefeltet.

Målingene foregår med svært følsomme fjærvekter og er i prinsippet enkle å utføre. Målingene kan gjøres fra skip, og måleinstrumentet blir da plassert på en stabilisert plattform nær tyngdepunktet til båten. En har ennå ikke kommet så langt at en kan gjøre målingene fra fly.

Anomaliene er vanligvis svært små, og det må gjøres mange korreksjoner i det målte materialet før en kan få fram selve anomaliene. En må for eksempel korrigere dersom målingene har ulik avstand til jordas sentrum. Ved svært nøyaktige undersøkelser må høydedifferansene kjennes med 5 cm's nøyaktighet. Ved målinger fra skip i bevegelse må en korrigere fordi den relative jordrotasjon og dermed tyngdeaksellerasjonen, vil variere alt etter skipets kurs og fart. For ikke å få målingene fullstendig ødelagt bør en kjenne skipets fart bedre enn 0,1 knop og kursen bedre enn 1°.

Etter at alle korreksjonene er gjort (mange av dem er større enn de anomaliene en er ute etter), har en et kart med anomalier som kan brukes for geologisk tolkning. På liknende måte som et magnetisk kart vil et gravimetrisk kart gi opplysninger om generelle geologiske trekk, men ikke bare avgrenset til grunnfjellet. Strukturer gir for eksempel gjerne opphav til egenvektkontraster, og kan derfor ofte påvises ved hjelp av gravimetri. Metoden er dessuten svært effektiv for påvising av saltdomer.

Integrert tolkning

Seismikk, gravimetri og magnetometri måler ulike fysiske egenskaper. En kan si at de tre metodene ser på geologien i undergrunnen med ulike øyne. Magnetometri og gravimetri vil derfor ofte kunne løse problemer i forbindelse med tolkning av seismiske resultater. En kan for eksempel tenke seg at en har påvist domliknende strukturer på seismikken, men at det er uråd ved hjelp av seismikken alene å si om det er sedimentære strukturer, saltdomer eller vulkanske intrusjoner. Det gravimetriske og magnetiske anomalibildet over strukturene vil sannsynligvis kunne gi svar på dette.

Negativ gravimetrisk anomali og ingen, eventuelt svært svak, negativ magnetisk anomali ville tyde på saltdomer. Svak positiv gravimetrisk anomali og ingen eller svært svak positiv magnetisk anomali vil tyde på sedimentær struktur med eller uten tilsvarende grunnfjellstruktur alt etter det magnetiske bildet. Sterk

positiv gravimetrisk anomali og sterke magnetiske anomalier vil tyde på vulkansk intrusjon.

Magnetometri og gravimetri på den norske kontinentalsokkelen

Norges Geologiske Undersøkelse i Trondheim har helt siden 1962 gjort magnetiske målinger over kontinentalsokkelen. I dag er hele sokkelen nord til Bjørnøya dekket med til sammen over 200 000 profilkilometer med slike målinger. Tabell I og Tabell II viser hvor mye som er blitt målt fra år til år og hvorledes målingene fordeler seg geografisk.

Når det gjelder gravimetri, er det ikke gjort tilsvarende systematiske målinger over hele sokkelen. Den mest systematiske undersøkelsen ble gjort av et fransk forskningsfartøy i midten av 1960-årene, da en dekket mesteparten av sokkelen med et svært grovt nett. Ellers har både franske, danske, tyske og amerikanske forskningsinstitusjoner gjort mer usystematiske målinger. Oljedirektoratet har dessuten, siden de tok over ansvaret for de statlige undersøkelsene på kontinentalsokkelen, gjort magnetiske og gravimetriske målinger samtidig med de seismiske målingene.

TABELL I.

NGU's flymagnetiske målinger over kontinentalsokkelen:

Ar	Profilkm
1962	1 000
1963	8 000
1964	3 000
1965	13 000
1966	22 000
1967	10 000
1968	7 000
1969	40 000
1970	37 000
1971	7 000
1972	0
1973	35 000
1974	23 000
1975	19 000
Sum 225 000 km	

TABELL II.

De flymagnetiske målingene fordeler seg på følgende måte:

Svalbard	14 000 km
Nord for 62° N	160 000 km
Sør for 62° N	51 000 km
Sum 225 000 km	

11. Produksjonsboring

For å få tilstrekkelig stor produksjonsrate og tømingsprosent av reservoaret vil alle store oljefelt produseres gjennom et relativt stort antall brønner. Ekofisk-feltets hovedreservoar produseres gjennom 30 brønner, mens man både på Frigg-feltet og Statfjord skal bore ca. 48 brønner. Faktorer som bestemmer hvor mange brønner som trengs for å få en riktig produksjon fra et reservoar er bl. a. reservoarets dyp, trykk, omkrets og tykkelse. Viktig er også permeabilitet og reservoarbergartens mekaniske styrke, dvs. hvor stor strømningshastighet som skal til før bergarten omkring borehullet bryter sammen og blir revet med av oljen eller gassen som strømmer ut.

Fig. 11 a. Prinsippskisse av avviksboring fra en plattform sett ovenfra.

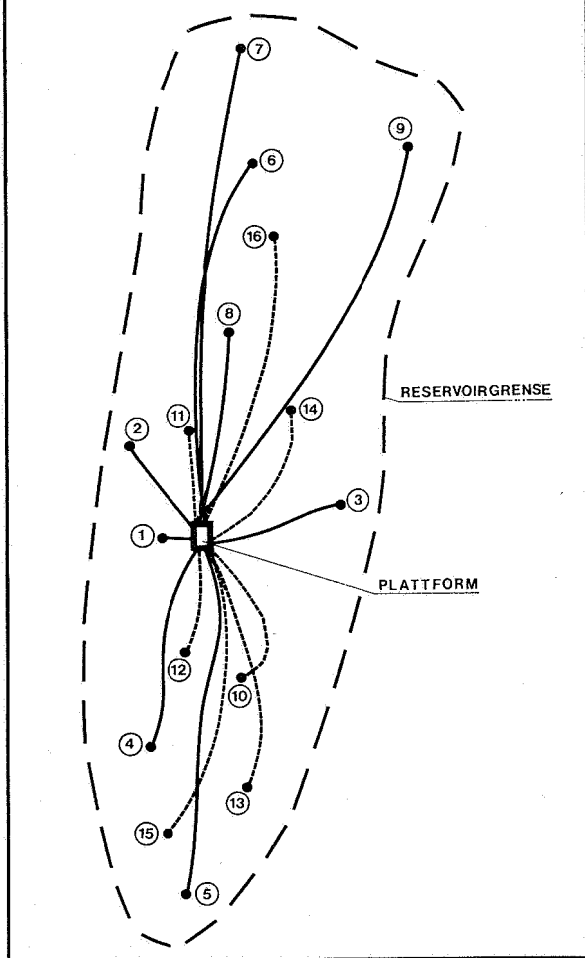
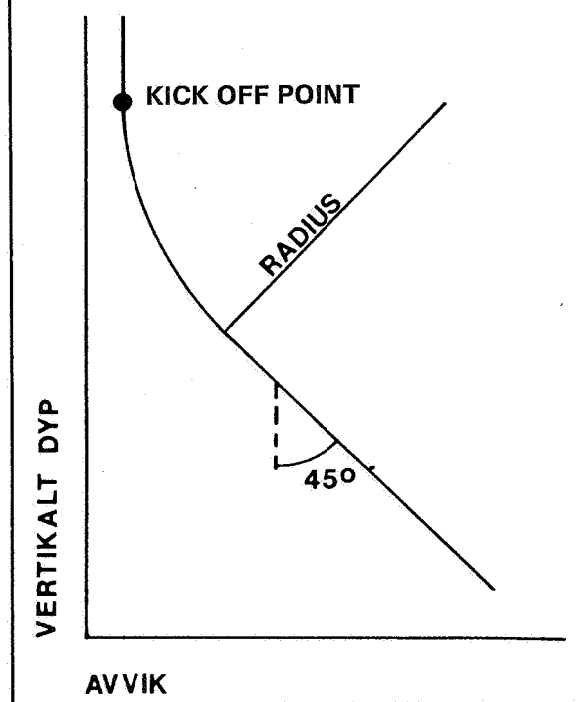


Fig. 11 b.



Ved boring av produksjonsbrønner anvendes i hovedsaken samme utstyr og teknikker som ved boring av undersøkeshull. Dette gjelder bl.a. borevæske, foringsrør og sikringsventiler (BOP) — sistnevnte riktignok plassert oppe på selve plattformen i motsetning til arrangementet på flytende plattformer hvor sikringsventilen står på havbunnen.

Ved oljeboring til havs vil man alltid søke å bore det nødvendige antall brønner fra så lite antall plattformer som mulig. Økonomiske forhold regulerer dette. Alle drivverdige reservoarer i Nordsjøen er flere kilometer i utstrekning. Tapping av store reservoarer fra et lite antall plattformer er mulig gjort ved avviksboring. Dette går ut på at brønnen under boringen svinges ut fra vertikallinjen og dirigeres i en bestemt retning mot et ønsket område i reservoaret (fig. 11a). På Ekofisk avviker brønnene opp til 45° fra vertikalen. På Statfjord er det planlagt opptil 60° avvik. Brønnen dirigeres oftest slik at reservoaret gjennomhulles etter et mønster hvor hullene har tilnærmet konstant innbyrdes avstand.

All produksjonsboring foregår i dag fra faste plattformer som på Ekofisk, eller Condeep type strukturer som på Statfjord. På ekstremt dypt vann er faste plattformer neppe lønnsomt. En av løsningene på dette problemet er å foreta produksjonsboringen fra flytende plattformer, mens selve produksjonen foregår gjennom utstyr som er plassert på havbunnen, såkalte «sub sea completions». Slike systemer er i dag på tegnebrettet og dels på forsøks-stadiet.

Produksjonsboring krever i tillegg en del teknikker som er helt spesielle for denne type boring.

Avviksboring er allerede nevnt (fig. 11b). Som regel starter alle brønner vertikalt. Ved et gitt dyp, ofte ca. 500 m under sjøbunnen, startes avviket. Dette kalles «kick off point». Flere ulike metoder har vært brukt for dette formålet. I dag er anvendelse av turbodrill den vanligste metoden. Dette foregår på følgende måte (fig. 11c):

Øvre del av borestrengen holdes stille. Et stykke over borekrona er montert et kneledd (bent sub) som gjør at borestrengen over og under leddet kan danne en liten vinkel med hverandre f. eks. 1°. Rotasjonen får borekrona fra en turbin som drives av den sirkulerende borevæsken. Turbinen er plassert i borestrengen nedenfor leddet. Etter at avviket har startet demonteres leddet og turbinen og man går tilbake til metoden med rotasjon av hele borestrengen. Retningen og vinkelen på hullet diri-

Fig. 11 c.

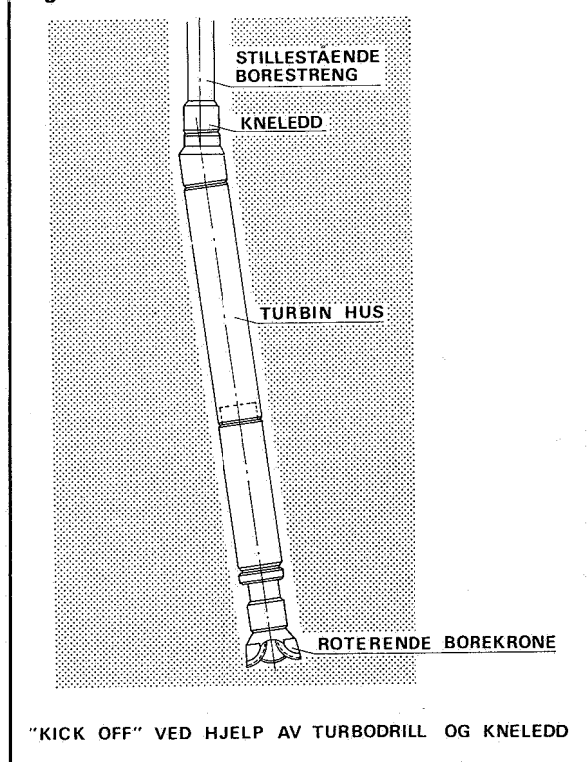
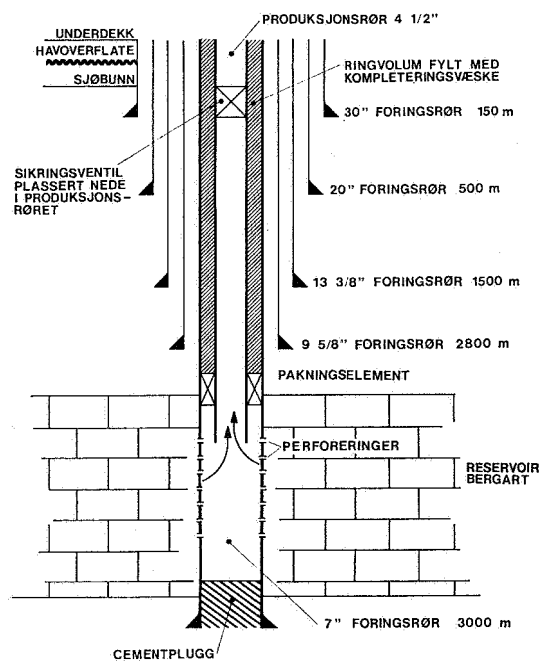


Fig. 11 d.

PRINSIPPSKISSE AV FERDIGSTILT PRODUKSJONSBRØNN



geres nå ved å variere omdreiningstall og vekt på borekrona samt montering av stabilisatorer et stykke fra borekrona, slik at hullvinkelen kan dirigeres opp eller nedover etter vektstangprinsippet. Hullets vinkel, retning og posisjon måles og beregnes ved hjelp av instrumenter som føres ned i hullet. Prinsippene er de samme som ved vanlig landmåling.

Det neste som er spesielt for produksjonsboring er ferdigstilling eller komplettering (completion) (fig. 11d). Dette betegner det arbeid som utføres og den utrustning som monteres i hullet for å klargjøre brønnen for produksjon.

Komplettering foregår etter at hullet er ferdig boret og alle foringsrør satt. Siste og dyreste foringsrør settes gjennom reservoarbergarten. Inne i dette foringsrøret (production casing) monteres produksjonsrøret (production tubing). På Ekofisk har eksempelvis disse rørene en diameter på henholdsvis 7" og 4 1/2".

Et pakningselement (packer), som er satt inn i foringsrøret like over reservoaret, isolerer ringvolumet mellom produksjonsrør og foringsrør fra reservoartrykket, slik at all utstrømming av olje eller gass bare kan foregå gjennom produksjonsrøret. Ringvolumet mellom produksjonsrør og foringsrør er fylt med en spesiell væske (completion fluid) som bl.a. skal hindre korrosjon. For å bringe olje eller gass fra reservoarbergarten inn i brønnen skytes det en rekke huller gjennom foringsrøret (perforering).

Inne i produksjonsrøret finnes en del viktig utstyr bl.a. sete for mekaniske plugg og automatisk stengeventil (down hole safety valve). I øverste ende av produksjonsrøret (på plattformen) monteres ventilarrangementet som skal kontrollere utstrømmingen, vanligvis kalt «juletre» (X-mas tree).

Ved produksjon fra løse sandsteinsreservoarer oppstår ofte problemer med sandkontroll. Allerede ved lave produksjonsrater river oljen eller gassen med seg så mye sand at store problemer oppstår, bl.a. innvendig erosjon i hele produksjonssystemet. Disse problemene søkes løst ved ulike metoder. Vanlig er montering av finmasket sikteduk mellom bergarten og brønnen. Sandkornene vil da stoppes av sikten. En annen metode er å legge inn sand med kontrollert kornstørrelse mellom bergarten og det perforerte foringsrøret. Denne injiserte sanden blir ofte stabilisert med kunstige bindemidler. Metoden kalles «gravel pack» på fagspråket.

I mange tilfeller er det ønskelig å øke produksjonshastigheten for en brønn ut over det som brønnen kan yte på naturlig måte. Det man da gjør er å søke å senke strømningsmotstanden i bergarten rundt brønnen. Dette kalles stimulering.

En metode er syrebehandling av kalksteinsreservoarer. Sprekkene i bergarten utvides ved at det pumpes ned syre som løser opp kalken. Dette gjøres bl.a. på alle brønnene på Ekofisk. En annen metode er frakturering. Dette går ut på å lage kunstige sprekker i bergarten rundt hullet ved hjelp av meget høyt trykk.

De kunstige sprekkene fylles med et materiale som har liten strømningsmotstand, f.eks. glasskuler. Når trykket fjernes vil sprekkene hindres fra å klappe sammen igjen av glasskulene. Den totale strømningsmotstanden inn mot hullet er derved senket og høyere produksjon kan oppnås.

DEL III. STATISTIKK OG OVERSIKTER

A. MEDARBEIDERE I 1975

Aga, Lasse, konsulent
Al-Kasim, Farouk, avdelingssjef
Andersen, Per Arild, kontorassistent
Andreassen, Randi, tegneleder
Andresen, Rolf Gunnar, overingeniør
Askvik, Nic. B., konsulent
Austenå, Kari, bibliotekar
Bergsager, Egil, seksjonssjef
Berstad, Einar, avdelingsingeniør
Borvik, Brit, kontorfullmektig
Bratbak, Bjørn, kontorsjef
Buvik, Alex, avdelingsingeniør
Danielsen, Harald Bergmann, overingeniør
Døskeland, Inge, avdelingsingeniør
Eide, Lars Olaf, avdelingsingeniør
Friestad Elin, kontorassistent
Frodesen, Svein, geolog
Frøyland, Bjørn, overingeniør
Gundersen, Petter, avdelingsingeniør
Hadland, Martha Charlotte, kontorfullmektig
Hagan, Knut, konsulent
Hagemann, Fredrik, direktør
Handeland, Ole Henry, avdelingsingeniør
Hansen, Anne Margrethe, kontorfullmektig
Haug, Erling, overingeniør
Hauge, Morten, avdelingsingeniør
Heiberg, Sigurd, overingeniør
Helgevold, Anne, geofysisk tekniker
Helgøy, Terje Sigurd, avdelingsingeniør
Hoelstad, Reidun, kontorfullmektig
Houge-Thiis, Thomas, regnskapsfører
Håland, Marta Elise, kontorassistent
Haavik, Ole Andreas, avdelingsingeniør
Ihle, Inger, kontorassistent
Jørgensen, Flemming Højgård, geolog
Karlsen, Kristen, seksjonssjef
Kloumann, Petter, geolog
Kolderup, Sverre, overingeniør
Kristoffersen, Kjell Audun, tegner
Kvant, Bjørg, ekstrahjelp
Kvant, Bjørn, kontorfullmektig
Larsen, Arne, betjent
Leidland, Johannes Skadberg, avdelingsing.
Lund, Tor Bjørnulf, geofysiker
Lunde, Otto, avdelingsingeniør
Lye, Hans, overingeniør
Matre Thowsen, Anne Gerd, ingeniør
EDB-operatør
Meier-Hansen, Dag, avdelingssjef
Meling, Brit Eli, arkivassistent
Meltveit, Brynhild, personalsekretær
Moe, Aase, avdelingsingeniør
Moe, Arne, geofysiker
Myhre, Aud, laborant
Myhre, Lars Anders, geolog
Myrland, Rolf, geolog
Mørland, Jens Anders, konsulent
Navrestad, Torstein, geofysiker
Nese, Kyrre, avdelingsingeniør
Nilsson, Kjell Leif, overingeniør
Njå, Steinar, overingeniør
Nyvik, Reidar, avdelingsingeniør
Næss, Ole Edvard, geofysiker
Ognedal, Magne, seksjonssjef
Osmundsen, Per, arkivleder
Ottosen, Tor Inge, hustrykker
Reigstad, Rigmor, kontorfullmektig
Risnes, Bjørn, konsulent
Rosland, Torill, tegner
Rønnevik, Hans Chr., geolog
Røsseth, Asbjørn, organisasjonskonsulent
Samstad, Geir Bjørn, overingeniør
Schjølberg, Ottar Roald, avdelingsingeniør
Scull, Berton James, geologisk rådgiver
Setsaas, Erik, konsulent
Skagestad, Erling, overingeniør
Skinlo, Arne Jon, avdelingsingeniør
Skjæveland, Svein Magne, overingeniør
Skjøllingstad, Laurits, overingeniør
Skrove, Vigdis, tegner
Smith, Torunn, resepsjonsdame
Snarvold, Halvor, avdelingsingeniør
Solheim, Bjarne Halvor, avdelingsingeniør
Stangenes, John Olav, geofysiker
Stavland, Arne, konsulent
Steenstrup, Carl Johan, overingeniør
Steenstrup, Fiona Elspeth, arkivassistent
Svendsen, Øivind, ingeniør
Sæbø, Terje, geofysisk tekniker
Sægrov, Edith, kasserer
Sæverud, Gunnar, avdelingsingeniør
Talleraas, Erik Olav, geolog
Thime, Aud, kontorassistent
Thomsen, Bjarne, lagerassistent
Thormodsen, Astrid, kontorassistent
Tronslin, Peter Jacob, konsulent
Tønnessen, Helene, kontorfullmektig
Ulleberg, Kaare, geolog
Vogt, Nils, avdelingssjef
Wermundsen, Arne B, lagerformann
Williams, Alan John, rådgiver i reservoar
teknologi
Ynnesdal, Harald, seksjonssjef
Zetterstrøm, Harry, avdelingsingeniør
Øvrebø, Ove Kristian, geofysiker
Agedal, Jarl A., seksjonssjef
Åm, Knut, geofysiker
Aarseth, Ivar, geofysiker
Åsbø, Jens, avdelingsingeniør

B. SPESIFIKASJONER OVER UTVALG/KOMITEER/ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1975

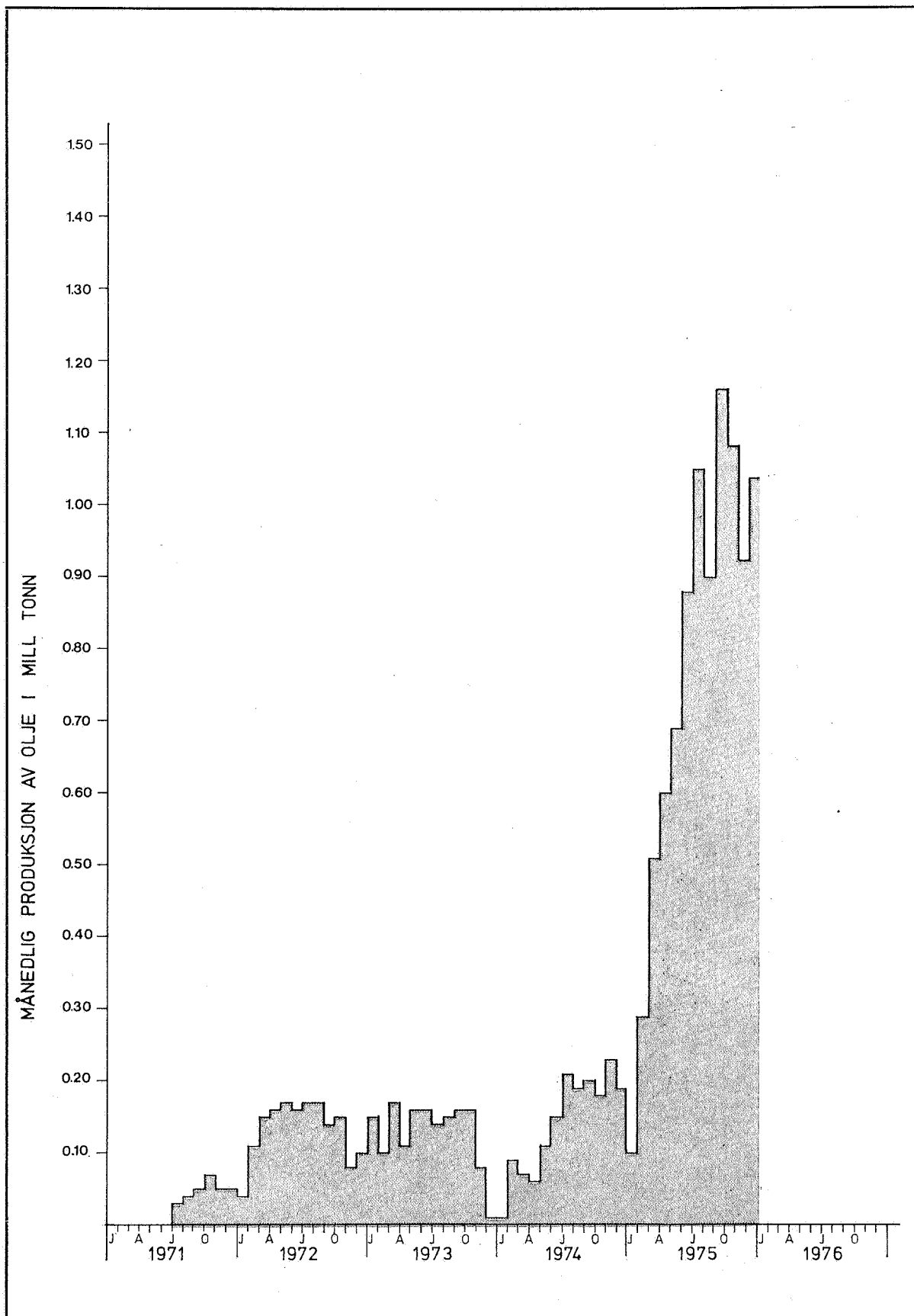
Utvalg/komité/arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt dato	Representert ved
Utvalget for sikkerhetsforskrifter vedrørende produksjonsinstallasjoner, rørledninger, lagringsanlegg etc. (Vogt-utvalget).	Kronprinsregentens resolusjon av 22. mai 1970.	Avd.sjef Nils Vogt, formann (fra 2. mai 1974). Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Juridisk konsulent Peter J. Tronslin, sekr. Overingeniør Steinar Njå, tekn.sekr.
Arbeidsgruppe for utarbeidelse av forslag til regler for utnyttelse av petroleumsforekomster (Conservation-utvalget — arbeidsgruppe under ovennevnte utvalg).	24. oktober 1974.	Avd.sjef Farouk Al-Kasim, formann. Seksjonssjef Jarl A. Aagedal, medlem. Overingeniør Sigurd Heiberg, medlem. Konsulent Knut Hagan, medlem og sekr.
Arbeidsgrupper for harmonisering av sikkerhetsbestemmelser for Nordsjøområdet.	Besluttet opprettet på en konferanse mellom Nordsjølandene i London i mars 1973.	
— Arbeidsgruppe I		Juridisk konsulent Arne Stavland. Overingeniør Erling Haug.
— Arbeidsgruppe II		Avd.sjef Nils Vogt, formann. Avd.sjef Dag Meier-Hansen. Juridisk konsulent Arne Stavland.
— Arbeidsgruppe III		Avd.sjef Dag Meier-Hansen. Juridisk konsulent Peter J. Tronslin. Overingeniør Carl J. Steenstrup.
Oljevernradet	I henhold til loven om vern mot oljeskader, kgl. res. av 20. november 1970.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Jur. kons. Arne Stavland, varamann.
Den norske Nasjonalkomit� for geologi.	Det norske Viten-skapsakademi, 10. november 1972.	Direktør Fredrik Hagemann.
Utvalg til å fremme forslag til regler for undersøkelse etter og utvinning av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleum (Tønseth-utvalget).	Kronprinsregentens res. av 22. mai 1970.	Direktør Fredrik Hagemann.
Utvalg til å utrede arbeidsmiljølovens anvendelse på virksomheten i forb. med leting etter og produksjon av petroleumsforekomster på kontinentalsokkelen.	Kgl. res. av 14. november 1975.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Avd.sjef P. J. Tronslin, varamann.

Utvalg/komité/arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt dato	Representert ved
Styret for NTNFs Kontinentalsokkelkontor.	NTNF 8. juni 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Kommisjon for overvåking vedr. overholdelse av norsk/britisk overenskomst om rørledning Ekofisk —Teesside.	I henhold til traktat fastsatt ved kgl. res. 6. april 1973 St. prp. 110 (1972-73).	Avd.sjef Dag Meier-Hansen.
Forhandlingsdelegasjon til forhandlinger med Sovjet om grensen på kontinentalsokkelen i Barentshavet.	Kgl. res. av 15. november 1974.	Seksjonssjef Egil Bergsager.
Stratigrafisk Nomenklaturkomit� for Nordsjøen.	November 1974.	Geologisk rådgiver B. J. Scull, formann. Geolog Rolf Myrland, sekretær.
Utvalg til utredning av eventuelt behov for anskaffelse av nytt forskningsfartøy til Universitetet i Tromsø.	Regjeringsbeslutning 23. september 1974.	Seksjonssjef Jarl A. Aagedal.
Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritannia om unitisering av Frigg-feltet.	Kgl. res. av 11. januar 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritannia for unitisering av Statfjord-feltet.	Kgl. res. av 2. mai 1975.	Avd.sjef Nils Vogt.
Utvalg for finansiering av b�lgerenne, Trondheim.	Vassdrags- og havnelaboratoriet, Norges S skipsforskningsinstitutt, 21. mai 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Polarr�det.	Industridepartementet desember 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Det norske Veritas, Rådgivende utvalg for offshore teknologi.		Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Overingeniør Laurits Skj�llingstad, varamann.
Utvalg for utarbeidelse av forslag til utdannelse av de ulike typer personell på boreplattformer (Leiro-utvalget).	Kirke- og Undervisningsdepartementet.	Overingeniør Carl Johan Steenstrup.
Arbeidsgruppe for utarbeidelse av forskrifter for bemanning av norske, mobile boreplattformer.		Overingeniør Carl Johan Steenstrup. Juridisk konsulent Arne Stavland.
Rådet for Vassdrags- og havnelaboratoriet.	1974.	Direktør Fredrik Hagemann.

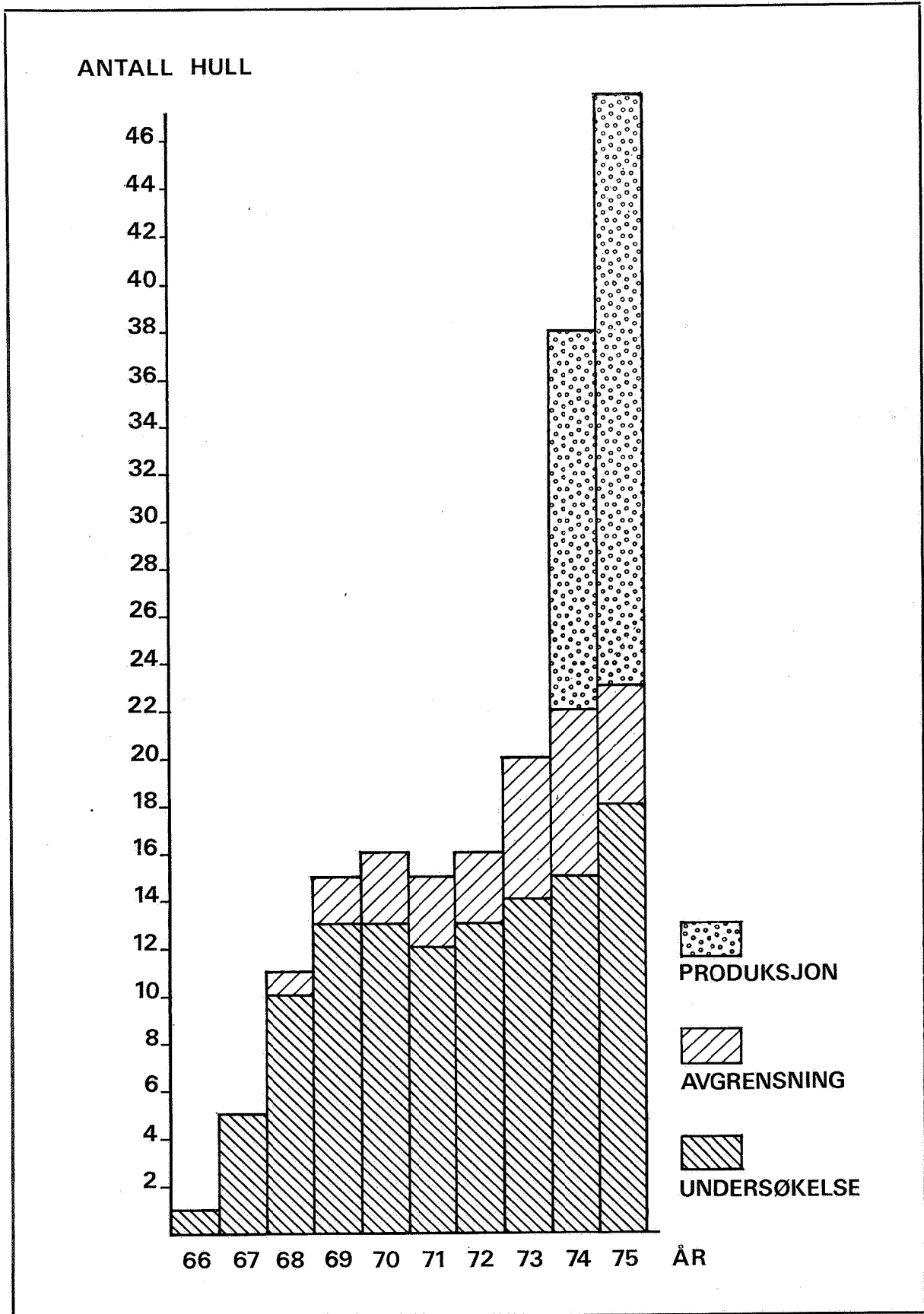
C. Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster, meddelt i henhold til kgl. res. av 31. januar 1969 (tillatelser meddelt i 1975)

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt				Område
		Geofys.	Geol.	Biol.	Andre	
055/75	Ministry of Agriculture, Fisheries and Food.			x		Nordsjøen, stort sett syd for norsk sokkel.
056/75	Maringeologiska Laboratoriet, Gøteborg Universitetet.		x			Skagerrak og Nordsjøen.
057/75	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe				x	Skagerrak.
058/75	Universitetet i Bergen, Geologisk Institutt A og B.		x			Sokkelen og skråningen ned til 3000 m utenfor Møre og Trøndelag.
059/75	Centre National pour l'Exploitation des Océans.	x				Norskehavet fra Vøringplatået til Grønland.
060/75	Norges Geologiske Undersøkelse.	x				Nordsjøen, sydlige del av norsk sokkel.
061/75	NTNF's Kontinental-sokkelkontor.	x	x			Sokkelen mellom 62° og 65° N.
062/75	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee.		x			Nordsjøen og Skagerrak.
063/75	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen.	x				Barentshavet mellom Bjørnøya og Svalbard.
064/75	Universitetet i Bergen, Geologisk Institutt A og B.	x				Sokkelen utenfor Måløy.
065/75	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.	x				Norskehavet og Barentshavet.
066/75	Biologische Anstalt Helgoland.			x		Nordsjøen.
067/75	Norges Geologiske Undersøkelse.		x	x		Haugdalsvågen, Masfjord i Hordaland.

D. MÅNEDLIG PRODUKSJON AV OLJE FRA EKOFISK



E. ANTALL BOREDE HULL PÅ KONTINENTALSOKKELEN



F. BORETILLATELSER GITT PÅ DEN NORSKE KONTINENTALSOKKEL

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon		Boring på-begynt	Boring av-sluttet	Bore-tid dager	Rettighets-haver	Plattform
		Nord	Øst					
122	30/11-1	60°00'22,40"	02°31'16,20"	05.02.75	12.03.75	36	Shell	OCEAN VOYAGER
123	30/11-2	60°07'33,20"	02°39'05,20"	20.03.75	16.04.75	28	Shell	OCEAN VOYAGER
124	2/8-6	56°15'44,50"	03°23'33,90"	07.04.75	30.06.75	85	Amoco/ Noco-gr. Mobil/ Statoil-gr.	WAAGE DRILL 1
125	33/12-3	61°14'19,60"	01°53'25,80"	23.04.75	16.05.75	24	Mobil/ Statoil-gr. Phillips-gr.	NORSKALD
126	8/11-1	57°06'31,49"	03°38'26,06"	24.04.75	29.06.75	67	Phillips-gr.	OCEAN VIKING
127	25/4-4	59°36'08,60"	02°12'26,70"	16.05.75	07.07.75	53	Petronord-gr.	ODIN DRILL
128	36/1-1	61°56'40,30"	04°15'43,90"	09.05.75	14.06.75	37	Amoco/ Mobil/ Statoil	DYVI ALPHA
129	25/2-4	59°58'44,20"	02°23'02,40"	14.05.75	19.10.75	159	Petronord-gr.	NEPTUN VII
130	33/12-4	61°14'19,10"	01°53'24,00"	17.05.75	18.07.75	63	Mobil/ Statoil-gr.	NORSKALD
131	30/7-1	60°29'28,00"	02°01'34,00"	04.07.75	05.08.75	33	Petronord-gr.	POLYGLOMAR DRILL
132	15/12-1	58°10'32,60"	01°44'23,10"	08.07.75	06.09.75	61	Statoil/Esso	ROSS RIG
133	2/4-12	56°31'26,60"	03°08'35,90"	28.07.75	07.09.75	42	Phillips-gr.	OCEAN VIKING
134	2/8-7	56°26'50,90"	03°36'48,50"	21.07.75	24.08.75	35	Amoco/ Noco-gr.	ZAPATA EXPLORER
135	33/9-4	61°19'46,57"	01°54'43,04"	30.07.75	18.09.75	51	Mobil/ Statoil-gr.	NORSKALD
136	25/1-5	59°52'27,92"	02°06'36,99"	26.07.75	12.09.75	49	Petronord-gr.	DEEP SEA DRILLER
137	30/7-2	60°29'26,20"	02°01'40,22"					POLYGLOMAR
138	36/1-2	61°53'00,27"	04°00'52,01"	06.08.75	09.11.75	96	Petronord-gr.	DRILLER DEEP SEA SAGA
				26.08.75	27.10.75	62	Statoil/ Saga-gr.	
139	25/8-2	59°23'44,70"	02°22'36,60"	09.09.75	01.10.75	23	Esso	ROS RIG
140	33/12-5	61°11'05,53"	01°51'53,33"	20.09.75	20.02.76		Mobil/ Statoil-gr.	NORSKALD
141	2/10-1	56°07'00,32"	03°18'06,00"	16.09.75			Phillips-gr.	OCEAN VIKING
142	33/9-5	61°20'47,88"	01°56'51,69"	27.10.75	25.12.75	60	Mobil/ Statoil-gr.	ROSS RIG
143	2/8-8	56°16'49,80"	03°24'12,71"	10.11.75			Amoco	DEEP SEA SAGA
144	1/6-4	56°44'52,10"	02°42'23,60"	29.12.75			Shell	CHRIS CHENERY
145	8/9-1	57°26'29,10"	03°51'11,20"	22.12.75	12.02.76	53	Conoco	OCEAN VICTORY

