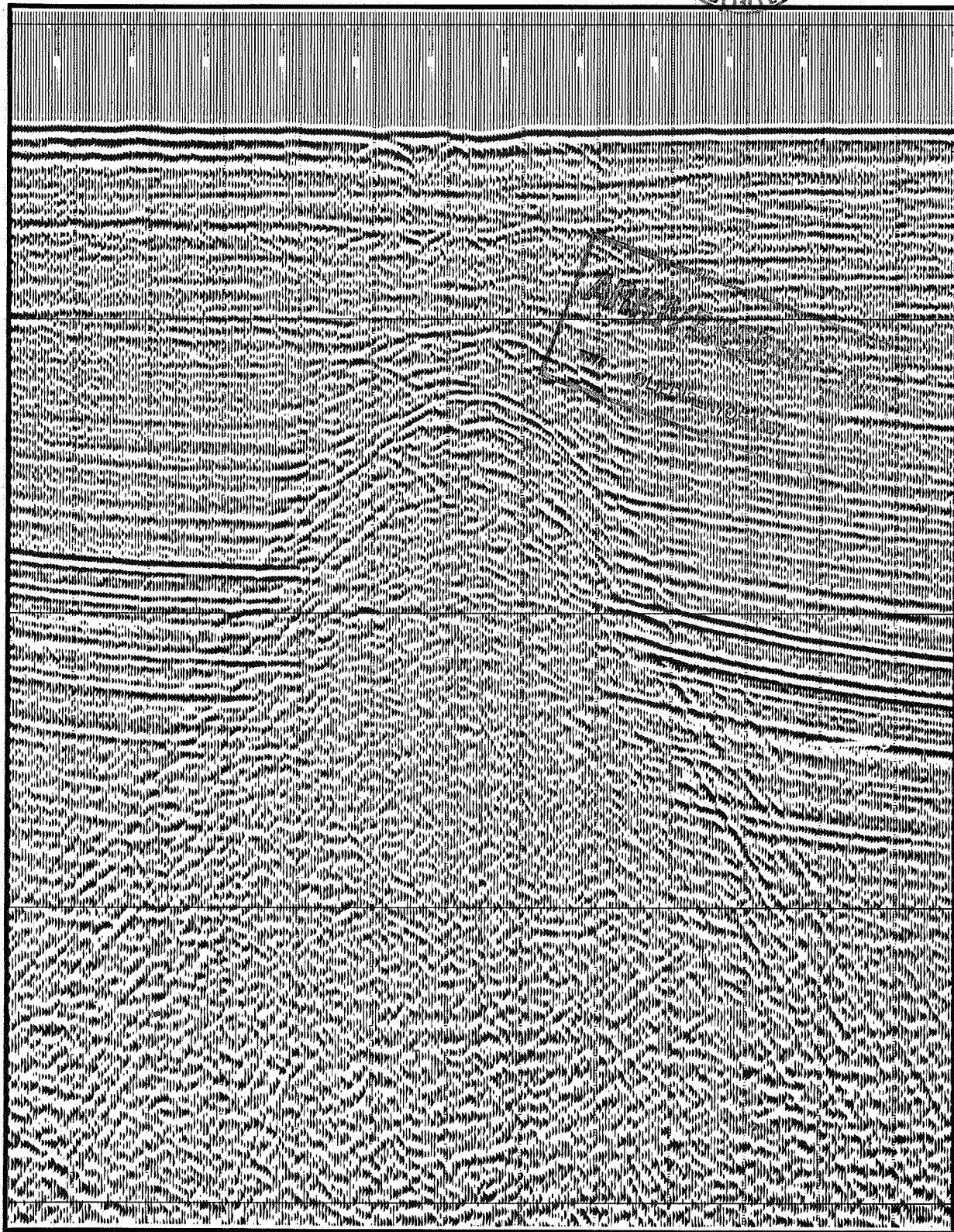


IKKE UTLÅN

EKS. 2

Statens oljedirektorat

ÅRSBERETNING 1974



Statens oljedirektorat

ÅRSBERETNING 1974

Innhold

FORORD	5	5. AVGIFTER INNBETALT TIL STATENS OLJEDIREKTORAT M. V.	29
DEL I — VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN	6	a) Avgift for undersøkelsestillatelser	29
1. DIREKTORATETS OPPGAVER	6	b) Arealavgift av konsesjonsområder	29
2. STYRE OG ADMINISTRASJON	7	c) Produksjonsavgift	29
a) Styret	7	d) Måling	29
b) Personell	7	6. VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSESTILLATELSER	30
c) Økonomi	7	7. GEOKJEMISKE UNDERSØKELSER	30
d) Lokaler	8	8. CONSERVATION	32
e) Opplæringsvirksomheten	8	9. NYE FORSKRIFTER	32
f) Bibliotek	8	10. INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETSFORSKRIFTER	32
3. VIRKSOMHETEN SØR FOR 62° N	10	DEL II — FAGARTIKLER	
a) Geofysiske undersøkelser sør for 62° N	10	11. GEOKJEMISK PROSPEKTERING	34
b) Undersøkelsestillatelser for petroleum	10	12. SEISMISKE UNDERSØKELSER	37
c) Boring i perioden	11	13. OLJEBORING — LITT OM PRINSIPPER, METODER OG UTSTYR	39
d) Mobile plattformer	11	14. HVOR MEGET HAR BOREAKTIVITETEN KOSTET	44
e) Produksjonsanlegg, faste installasjoner	11	DEL III — STATISTIKK OG OVERSIKTER	47
Ekofisk-området	11	A. Medarbeidere ved Statens oljedirektorat	47
Frigg-feltet	12	B. Spesifikasjon over utvalg/komitéeer/arbeidsgrupper hvor oljedirektoratet er representert	48
Heimdal-feltet	13	C. Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster, meddelt i henhold til kgl. res. av 31. januar 1969 (Tillatelser meddelt i 1974).	51
Statfjord-feltet	13	D. Oversikt over refleksjonsseismiske undersøkelser nord for 62° N.	52
f) Rørledninger m. v.	14	E. Spesifikasjon over flymagnetiske målinger foretatt på norsk kontinentalsokkel	52
Ekofisk—Teesside	14	F. Oversikt over disponeringen av konsesjonsområder for konsesjoner meddelt i 1965	53
Ekofisk—Emden	14	G. Arealdisponeringen for meddelte utvinningstillatelser	54
Frigg—Skottland	14	H. Boretillatelser gitt på den norske kontinentalsokkel, og på Svalbard	59
Frigg—Karmøy	15	I. Ordliste	60
g) Nye funn i perioden	16	J. Aktivitet på den norske del av kontinentalsokkelen. Undersøkelsesbrønner	61
Frigg-området	16	K. Månedlig produksjon av olje fra Ekofiskfeltet	62
Statfjord-feltet	18	L. Samlet produksjon av olje fra Ekofiskfeltet	63
Steipner	18		
h) Utforskning av tidligere kjente forekomster	18		
Ekofisk-området	18		
Albuskjell	18		
Øst Eldfisk	18		
i) Produksjonsprognoser	18		
Ekofisk-området	18		
Frigg-området	19		
Statfjord-området	19		
Andre funn	19		
Prognose for samlet produksjon fra den norske kontinentalsokkel	19		
j) Tilbakelevering av konsesjonsområder	20		
k) Tildeling av nye konsesjoner — evaluering av søknader	20		
4. VIRKSOMHETEN NORD FOR 62° N	22		
a) Kontinentalsokkelen nord for 62° N	22		
b) Geofysiske undersøkelser	24		
c) Forhandlinger av grenseforhold i Barentshavet	26		
d) Boreaktivitet på Svalbard	26		

Forord

Styret legger herved frem årsberetning for 1974.

Som nevnt i fjorårets årsberetning har styret valgt å utforme årsberetningene slik at de har et bredere faglig innhold. Gjentakelser av stoff som tidligere er fremkommet i direktoratets bidrag til Stortingsmeldinger, er da ikke til å unngå.

Beretningen er inndelt i tre deler:

- Del I Virksomheten i beretningsperioden.
- Del II Fagartikler.
- Del III Statistikk og oversikter.

Stavanger, 19. februar 1975

I styret for Statens oljedirektorat

Gunnar Hellesen

Andreas Lønning

Kirsten Emilie Myklevoll

Aksel Olsen

John Stangenes

DEL I. VIRKSOMHETEN I BERETNINGSPERIODEN

1. Direktoratets oppgaver

Direktoratets oppgaver fremgår av instruksens § 2:

§ 2 — Oppgaver.

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor dets tildelegerte myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler m.v. jfr. § 1.
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges.
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødig skader eller volder ulempe for annen virksomhet.
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer Industridepartementet fastsetter.
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført 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) sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc. i den utstrekning dette er mulig i h.h.t. de regler som gjelder for fortløpende behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig i h.h.t. 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 i de områder som er nevnt i § 1, siste setning.

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

a) STYRET

Ved innledningen av beretningsperioden bestod styret av:

- Banksjef Gunnar Hellesen, Haugesund, formann.
- Direktør Andreas Lønning, Oslo.
- PetroleumsgEOFYSIKER Arne Moe, (valgt av og blant de ansatte).
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest.
- Forbrukerombudsmann Charles Philipson, Oslo.
- Stortingsrepresentant Gunnar Berge, Stavanger, varamann.
- Kontorfullmektig Rigmor Reigstad, varamann, (valgt av og blant de ansatte).

Dette styrets funksjonstid utløp 8. september 1974. Ved kgl. res. av 13. september 1974 ble følgende styre oppnevnt for neste 2 års periode:

- Banksjef Gunnar Hellesen, Haugesund, formann.
- Direktør Andreas Lønning, Oslo.
- Stortingsrepresentant Kirsten Emilie Myklevoll, Skånland.
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest.
- PetroleumsgEOFYSIKER John Stangenes, (valgt av og blant de ansatte).
- Stortingsrepresentant Gunnar Berge, Stavanger, varamann.
- Konsulent Erik Setsaas, varamann, (valgt av og blant de ansatte).

Styret har i beretningsperioden avholdt 9 styremøter. Det deltok i begynnelsen av mai måned på «Offshore Technology Conference» som ble avholdt i Houston, Texas. I september måned var det til stede på messen «Offshore North Sea 74» som ble avholdt i Stavanger.

I november måned ble det avholdt et felles orienteringsmøte mellom styrene i Den norske stats oljeselskap A/S og Statens oljedirektorat.

b) PERSONELL

Direktoratet hadde ved etableringen i 1973 en stillingsramme på 40 stillinger.

Det ble meget tidlig klart at denne personellramme var for knapp for de oppgaver som direktoratet forutsattes å løse. I budsjettforslaget for 1974 hadde derfor direktoratets styre bedt om 33 nye stillinger. Dette forslag ble ved budsjettbehandlingen sterkt redusert, og direktoratet ble ved det endelige vedtak i Stortinget gitt hjemmel til å opprette 22 nye stillinger. Av disse stillingene hadde Finansdepartementet samtykket i at 6 ingeniørstillinger ble besatt allerede i 1973.

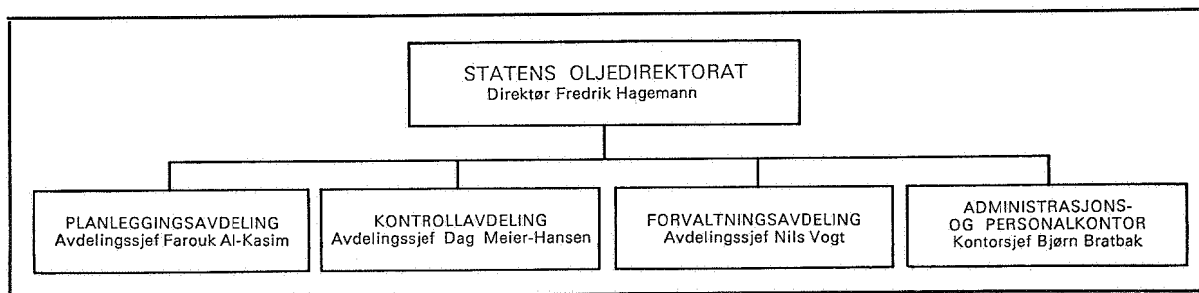
Direktoratet har i perioden behandlet i alt 33 ansettelser. Det har fortsatt vært relativt stor søkning til de ledige stillingene. Man har dog hatt noen vanskeligheter med å skaffe nok kvalifiserte søkere til fagstillinger som geolog og geofysiker.

I perioden har 5 tjenestemenn fratrudd sine stillinger.

I løpet av våren 1974 ble det etablert eget samarbeidsutvalg ved direktoratet. På grunn av at så å si ingen av de ansatte stod tilsluttet noen fagorganisasjon, ble det nødvendig å fra-vike bestemmelsen om at fagforeningen skal utpeke medlemmer til samarbeidsutvalget. De ansattes representanter er valgt ved direkte valg blant de ansatte.

c) ØKONOMI

I henhold til budsjettinnstilling S III (1973-74) ble Statens oljedirektorat bevilget kr. 19.880.000,— for budsjettåret 1974. I dette beløp inngikk kr. 10.000.000,— som gjelder



kontrollarbeid som utenforstående konsulentfirmaer utfører for direktoratet. Disse utgifter blir refundert av oljeselskapene.

Direktoratet fikk senere en tilleggsbevilgning på 6 mill. kr. da omfanget av kontrollvirksomheten ble større enn beregnet. Dette beløp er også blitt refundert av oljeselskapene.

Som følge av innsparingstiltak på statsbudsjettet 1974 ble direktoratet pålagt å holde de fleste av de nye stillingene ubesatt fram til 1. juni 1974.

I tillegg til de oppgaver direktoratet er forutsatt å løse innenfor rammen av sitt ordinære budsjett, er direktoratet hvert år fra 1973 bevilget midler for å utføre geofysiske og geologiske undersøkelser m.v. på kontinentalsokkelen. For 1974 ble kr. 19.000.000,— bevilget. Denne bevilgning ble i det vesentligste brukt til geofysiske undersøkelser utenfor Nord-Norge og til de geokjemiske undersøkelser som ble igangsatt i 1974. Kr. 400.000,— ble stilt til disposisjon for Norges Geologiske Undersøkelse for utførelser av flymagnetiske målinger.

Kr. 550.000,— ble stilt til disposisjon for Jordskjelvstasjonen ved Universitetet i Bergen for å få utført diverse seismiske undersøkelser.

d) LOKALER

Som følge av at Statoil ble forsinket med oppførelsen av sitt nybygg, kunne ikke oljeselskapet frigi de lokaler som det leier av direktoratet i Lagårdsveien 80. Direktoratet måtte derfor skaffe tilleggslokaler for å kunne gi plass til nyansettelsene etter 1. januar 1975. Man har leid ca. 1.300 m² kontorplass i en bygning som ligger i den umiddelbare nærhet av Lagårdsveien 80. Halvparten av dette areal er fremleiet til Statoil inntil 1. juni 1976.

e) OPPLÆRINGSVIRKSOMHETEN

Direktoratet utarbeidet i samarbeid med Industridepartementet og Statoil i februar 1974 en samlet oversikt over tilbud fra oljeselskaper, konsulentfirmaer og universiteter om utdanning innen petroleumssektoren. På bakgrunn av disse tilbudene satte direktoratet opp program for tilleggsutdanning av de ansatte. Opp-læringen er gitt i form av kurs eller «on the job training» med varighet fra noen dager opp til 4 måneder.

I tillegg til dette ble høyt kvalifisert personell fra forskjellige oljeselskaper innbudt til direktoratet for å holde interne kurser og foredrag for de ansatte.

Det har vist seg at det har vært vanskelig å få søkere med lang og allsidig erfaring innen petroleumsvirksomheten til de ledige stillinger i direktoratet.

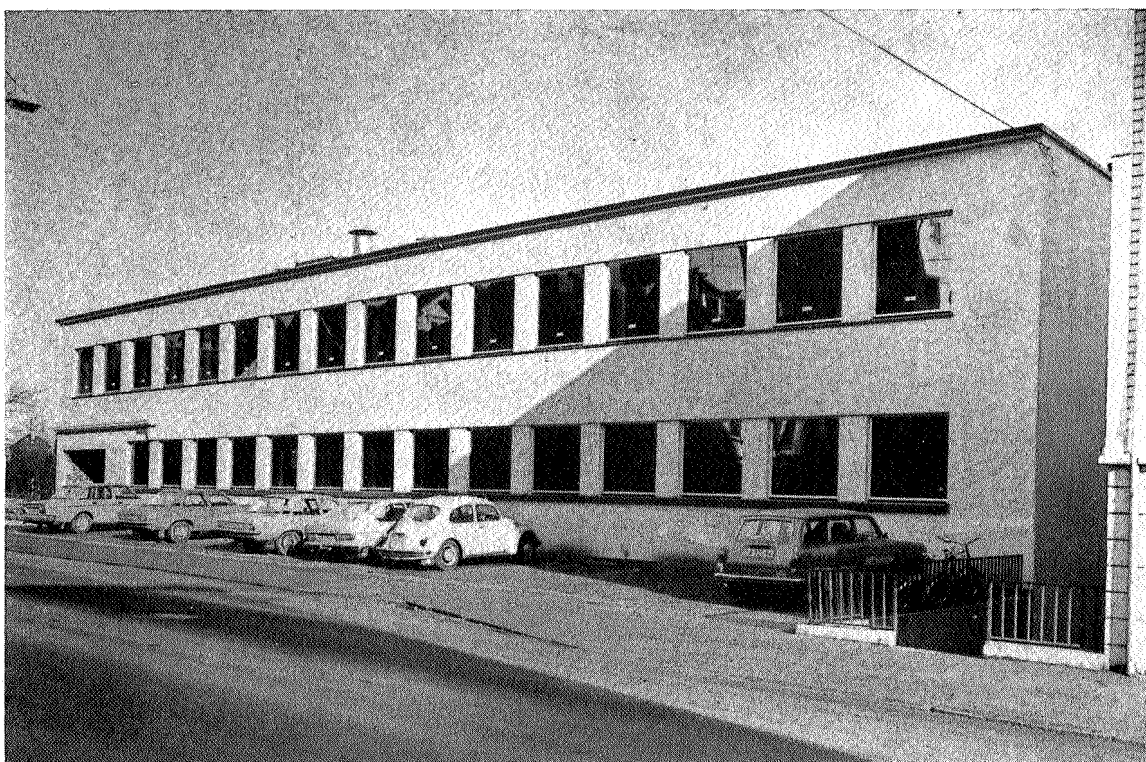
Den teknologiske utvikling innenfor petroleumsvirksomheten skjer også meget hurtig.

Av disse grunner er det nødvendig at direktoratet selv driver en aktiv og omfattende opplæringsvirksomhet.

f) BIBLIOTEK

Våren 1974 fikk direktoratet ansatt bibliotekar til å ta hånd om den faglitteratur som direktoratet hadde fått overført fra det tidligere Oljekontor i Industridepartementet og den litteratur som var blitt anskaffet etter at direktoratet var etablert i Stavanger. Direktoratets bibliotek rommer allerede nå en betydelig mengde litteratur for de fagområder som direktoratet er ansvarlig for.

Selv om biblioteket i første rekke er et fagbibliotek for direktoratets tjenestemenn, har man i perioden også effektivert en rekke henvendelser utenfra om litteratur og informasjon.



Øverst: Direktoratets styre.

Fra høyre: Dir. F. Hagemann, stortingsrepr. G. Berge, disponert A. Olsen, dir. A. Lønning, banksjef G. Hellesten (formann), stortingsrepr. G. Myklevoll, geofysiker J. Stangenes, kontorsjef Bj. Bratbak (sekretær).

Nederst: Nye kontorlokaler innredet høsten 1974 i deler av Lagårdsveien 8.

3. Virksomheten sør for 62° N

a) GEOFYSISKE UNDERSØKELSER SØR FOR 62° N

Geofysiske undersøkelser sør for 62° N ble i 1973 og 1974 utført av kommersielle, geofysiske entreprenører, dels etter oppdrag av oljeselskap og dels for salg. Det ble hovedsakelig utført seismiske undersøkelser, og antall profil-kilometer ble vesentlig mindre enn i 1971 og 1972. Nedgangen skyldes at de kommersielle, geofysiske entreprenørene for egen regning bare utførte en del mindre undersøkelser. Undersøkelser for oljeselskapene viste både i 1973 og 1974 en liten økning i antall profil-kilometer.

Omfanget av de seismiske undersøkelsene var:

1973:

For oljeselskapene 12 700 km
Undersøkelser foretatt med sikte på salg 2 700 »
Totalt 1973 15 400 profilkm

1974:

For oljeselskapene 17 200 km
Undersøkelser foretatt med sikte på salg 100 »
Totalt 1974 17 300 »
1962—1972 119 600 »
Totalt 1962—1974 152 300 profilkm

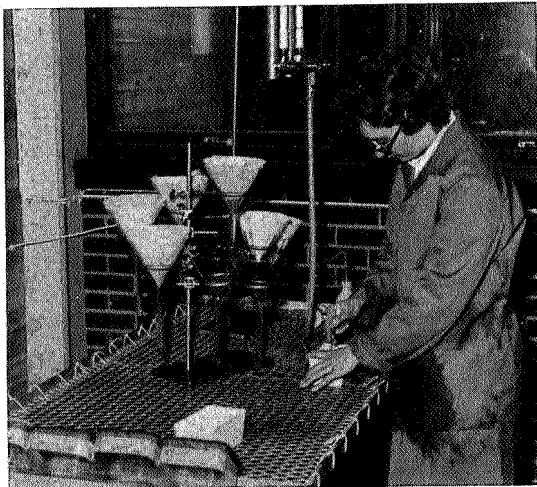
b) UNDERSØKELSESTILLATELSER FOR PETROLEUM

I henhold til reglene i kapitel 2 i kgl. res. av 8. desember 1972 er det til nå gitt 53 undersøkelsestillatelser for petroleum.

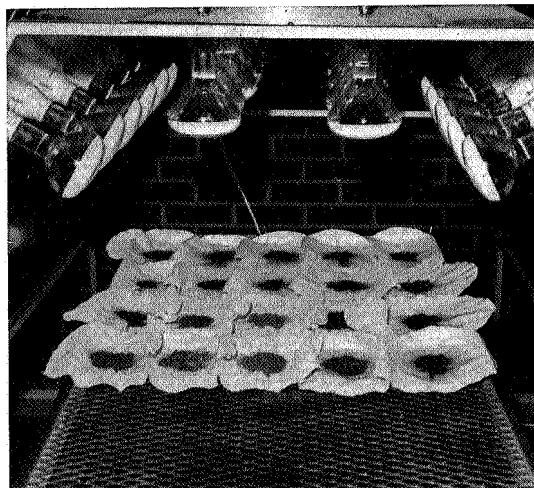
Følgende tillatelser er meddelt i 1974:

Tilla-telse nr.	Rettighetshaver	Meddelt år
043	Petronord A/S	1974
044	Norsk Brændselolje A/S	1974
045	Esso Exploration Norway A/S	1974
046	Ashland Oil Norge A/S	1974
047	Geoteam-Computas Ltd. A/S	1974
048	Hamilton gruppen*	1974
049	Den norske stats oljeselskap A/S	1974
050	Western Geophysical Comp. of America	1974
051	Chevron Petroleum Company of Norway	1974

* Gruppen består av følgende selskaper:
Deminex
Hamilton Brothers Oil Company
The Rio Tinto-Zinc Corporation Limited
Hamilton Brothers Exploration Company
Blackfriars Oil Company Limited
K/S Hedoil Company A/S
Hamilton Brothers Petroleum Corporation
The Trans-European Company Limited.



Laborant Aud Myhre i arbeid i direktoratets mottaksrom for kjerneprøver.



Inntørking av borekaks før lagring.

c) BORING I PERIODEN

Undersøkelseshull og avgrensingshull

I prospekteringsammenheng er det i 1974 påbegynt 18 borehull på norsk kontinentalsokkel, og 13 av disse er fullført. 2 borehull måtte avbrytes på grunn av tekniske vanskeligheter før planlagt dybde var nådd. Disse er erstattet av brønnene 33/9-3 og 30/10-5.

I tillegg ble boring gjenopptatt i to borehull som var midlertidig forlatt, det gjelder 15/6-2, boretillatelse nr. 62, som ble boret i 1971 og 17/9-1, boretillatelse nr. 93, som ble boret i 1973.

7 av de 18 borehullene er avgrensingsborehull («appraisal wells»), boret for å bestemme utbredelsen av allerede påviste felt, mens de resterende 11 er undersøkelsesborehull («wild cats»), boret på nye strukturer.

Pr. 31. desember 1974 er det tilsammen boret 120 borehull* på norsk kontinentalsokkel, 92 undersøkelsesborehull og 28 avgrensingsborehull. I tillegg kommer produksjonsbrønnene på Ekofisk.

Produksjonsboring

All boring av produksjonshull har foregått på Ekofiskfeltet. I 1974 er det i alt avsluttet 16 hull. Av disse er 4 beregnet for gassinjeksjon, og ett er plugget fordi det ga for liten produksjon til å være økonomisk.

d) MOBILE PLATTFORMER

Før en boreplattform kan benyttes på den norske kontinentalsokkel, må den med innretninger og utstyr godkjennes for bruk. Oljedirektoratet står for godkjenning av alt boreteknisk utstyr, mens resterende utstyr og innretninger godkjennes av andre institusjoner med Sjøfartsdirektoratet som koordinator.

Oljedirektoratets boreingeniører behandlet og kontrollerte tegninger for 14 boreplattformer under bygging i Norge og for 5 boreplattformer under bygging i utlandet. Av disse ble 4 av boreplattformene under bygging i Norge og 2 av boreplattformene under bygging i utlandet inspisert en eller flere ganger.

Videre ble det foretatt periodiske inspeksjoner av i alt 7 boreplattformer som var i virksomhet på norsk kontinentalsokkel, samt inspeksjon av 7 plattformer i virksomhet på utenlandsk kontinentalsokkel for godkjenning til bruk på norsk side.

e) PRODUKSJONSANLEGG, FASTE INSTALLASJONER

Ekofisk-området

Utviklingen i Ekofisk-området foregår i tre faser:

- Fase I har omfattet prøve- og midlertidig produksjon fra 4 undersjøiske brønner (sub-sea completions)
- Fase II omfatter permanent produksjon av Ekofisk-feltet fra 34 brønner med «off-shore» lasting og injisering av gass.
- Fase III omfatter utbygging av produksjonsanlegg og IV legget Ekofisk Center, tilknytning av feltene West-Ekofisk, Tor og Cod samt legging av olje- og gassrørledninger til land. Videre vil en videreføring av denne fase omfatte tilknytning av feltene Edda, Albuskjell og Eldfisk.

Fase I var avsluttet i løpet av våren 1974 da produksjonen for den temporære produksjonsplattform Gulftide ble avsluttet, og plattformen fjernet. De 4 undersjøiske produksjonsbrønnene ble tilknyttet det permanente produksjonsanlegg for fase II. Meningen var opprinnelig å benytte de undersjøiske brønnene, også ved permanent produksjon. Kravet fra Statens oljedirektorat var imidlertid at brønnene skulle testes inngående for å påvise eventuelle svakheter i operasjonen av sikkerhetssystemene for disse brønner. Eventuelle avvik fra normal operasjon måtte rettes opp før produksjon ble tillatt. Under testingen ble imidlertid forskjellige feil og uregelmessigheter i enkelte kontrollsystemer påvist. Dette forhold sammen med antatte kompliserte og tidkrevende utbedringsarbeider gjorde at det ble besluttet å oppgi permanent tre av de fire brønnene. Tre av brønnene ble deretter permanent plugget. Representanter fra Statens oljedirektorat overvåket testene og deltok i vurderingen av resultatene.

Fase II utviklingen ble nær fullført i løpet av 1974. Utprøvingen av produksjonsanleggene og testingen av sikkerhetssystemene ble foretatt i løpet av våren -74 med representanter fra oljedirektoratet til stede under de avsluttende utprøvinger.

Produksjonen fra fase II ble igangsatt i slutten av april uten problemer.

Representanter fra Statens oljedirektorat har i den grad det har vært mulig siden produksjonsstart overvåket testingen og tilkoplingen av nye brønner og fulgt opp at det installerte sikkerhetssystem til enhver tid har vært i funksjonsmessig stand.

Under testingen av injiseringsanlegget for gass oppstod det imidlertid store tekniske vanskeligheter. Dette medførte at deler av anlegget måtte skiftes ut og erstattes med nye konstruksjoner. Mye av det arbeidet som ble utført, var av pionermessig karakter, da anlegg

* Ref. oversikt over gitte boretillatelser, tab. H s. 56.

av denne type med tilsvarende trykk og kapasitet ikke tidligere hadde vært konstruert. Ved utgangen av året var det enda ikke oppnådd helt tilfredsstillende resultater, men det ble registrert fremgang. Statens oljedirektorat ble holdt løpende orientert om utviklingen. Problemerkene med injiseringen av gass medførte videre at det ble satt et produksjonstak på gjennomsnittlig 50000 fat olje pr. dag. Dette for å unngå unødvendig brenning av store mengder gass.

Fase III og IV utviklingen er i løpet av 1974 kommet godt i gang. Ekofisk-tanken er blitt forsynt med to nye dekk hvor det bl. a. blir plassert en betydelig mengde produksjonsutstyr og et kommunikasjons- og computersenter. Tanken er videre blitt tilknyttet «C»-komplekset via en broforbindelse som også går over en pumpeplattform «P», for oljeledningen til Teesside. Hovedstrukturen for et fakkeltårn nord for tanken ble også satt i 1974.

Bore- og produksjonsplattformen West Ekofisk ble satt våren 1974, og boring pågår. Installasjon av plattform og utstyr samt testing av sikkerhetssystemene ble overvåket av direktoratets eget personell. Enkelte ganger sammen med inspektører fra Det norske Veritas. Videre er inspeksjoner foretatt sammen med personell fra offentlige institusjoner som Sjøfartsdirektoratet og Luftfartsdirektoratet.

Utviklingen av feltene Tor, Cod og SØ Tor har vært i full gang. Mesteparten av designarbeidet er unnagjort, og fabrikasjon av bærekonstruksjoner og produksjonsmoduler er kommet godt i gang i løpet av 1974. Setting av hovedstrukturen for Cod ventes å finne sted første kvartal 1975.

I tillegg til de ovenfor nevnte prosjekter er arbeidet i full gang med utviklingen av feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk. Det dreier seg her om 6 plattformer, en kombinert bore- og produksjonsplattform for Edda, to bore- og produksjonsplattformer for Albuskjell, en boreplattform, en produksjonsplattform og en kombinert bore- og produksjonsplattform for Eldfisk. Arbeidet med deler av disse prosjektene var ved utgangen av året på varierende stadier, fra designfase til byggefase.

Utviklingen av disse feltene er blitt fulgt opp meget nøye fra Statens oljedirektorats side. Med bakgrunn i analyser av sikkerhetsstudier over mulige katastrofetilstander har en kunnet påvirke anleggenes utforming i en positiv retning sett fra et sikkerhetsmessig synspunkt. Videre har det av Oljedirektoratets personell vært nedlagt et betydelig arbeid for hvert av prosjektene med gjennomgåelse av først de preliminære oversiktsplaner og deretter den detaljerte beregningsfase, gjennomgåelse av sikkerhetssystemene, områdeklassifisering m.v. Dette har krevet en kontinuerlig oppfølging av arbeidet med de enkelte deler av prosjektene.

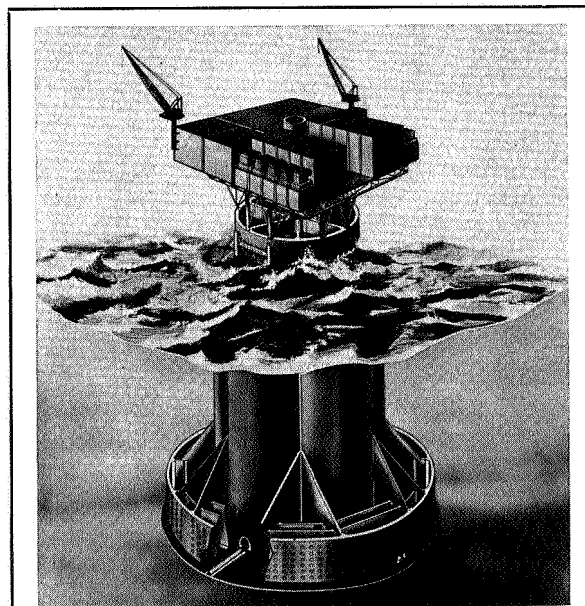
Arbeidet har til dels vært utført av eget personell, men med assistanse av konsulenter der en har funnet det hensiktsmessig.

I den anledning er det i løpet av 1974 inngått omfattende kontrakter med Det norske Veritas når det gjelder spesielle kontrollområder vedrørende installasjonene på Edda, Eldfisk, Albuskjell og SØ Tor.

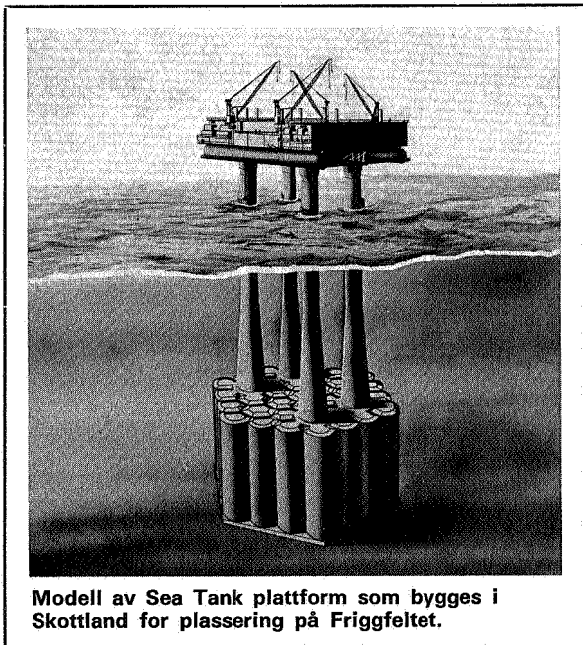
Frigg-feltet

Frigg-feltet ligger på grenselinjen mellom Norge og Storbritannia. Beliggenheten har reist en rekke vanskelige spørsmål angående fordelingen av gassmengdene mellom de to nasjonene. Rettighetshaverne har engasjert ekspertfirmaet De Golyer McNoughton til å analysere alle data og komme med en uttalelse angående fordelingen. Rettighetshaverne forpliktet seg til å godta resultatet som dog skal forelegges de to lands myndigheter for endelig godkjenning. Fordelingen vil senere kunne bli revurdert på grunnlag av de data som kommer frem etter hvert som produksjonen skrider frem. De Golyer McNoughton har ennå ikke uttalt seg, og det blir sannsynligvis boret ett eller flere hull til før en endelig avgjørelse blir tatt.

Utbyggingen av Fase I på Frigg-feltet har støtt på en del vanskeligheter i 1974. Stålfoten til boreplattformen DP 1 ble ferdig bygget i Cherbourg og slept til Frigg-feltet. Under forsøket på å sette den skjedde et uhell slik at stålfoten sank et stykke fra det påtenkte sted. Innen utgangen av året hadde en ikke greid å berge plattformen. Det ble derfor av rettighetshaverne besluttet at de for å sikre seg, ville la manifold plattformen, bestemt for rørledningen mellom Frigg og Skottland, ombygge slik at den



Modell av Doris plattform som bygges i Andalsnes som manifold (pumpe) plattform på rørledningene fra Frigg til Skottland.



eventuelt kan brukes til boreplattform istedenfor DP 1. Det ble samtidig inngått forhandlinger om bygging av en ny manifold plattform som også skal være en betongstruktur av Doris design.

TP 1 som bygges i Skottland, er en betongplattform av Sea-Tank typen. Denne skulle vært satt på feltet i 1975, men på grunn av forsinket levering er dette utsatt til våren 1976. Innkvarteringsplattformen (QP) planlegges satt i 1975.

For Fase II ble det i 1974 inngått en avtale mellom Elf Norge A/S og Norwegian Contractors A/S om bygging av en betongstruktur som skal gjøre tjeneste som produksjons- og kompresjons-plattform (TCP 2). Videre ble det inngått en avtale med UIE-verftet i Cherbourg om bygging av stålfoten for boreplattform 2 (DP - 2).

Kontrollen med installasjonene fra Friggfeltet byr på spesielle problemer. Prosjektet har krevd spesiell oppfølging da man her sto overfor nye konsepter så som betongplattform og arrangement av bore- og prosessutstyr i lukkede moduler. Personell fra direktoratet har fulgt disse prosjektene fra den tidlige del av designfasen.

Det forhold at installasjonene dels skal på britisk dels på norsk side av grensen, nødvendiggjør et nært samarbeid mellom de to lands kontrollmyndigheter. Dette er kommet godt i gang. Det har i beretningsperioden vært ført omfattende forhandlinger med britene om en såkalt unitiseringsavtale for Friggfeltet. Oljedirektoratet er representert i den norske delegasjon.

For kontrollen med utbyggingen av Friggfeltet ble den tidligere avtale med Det norske Veritas revidert. Den nye avtalen spesifiserer

mer i detalj de områder som Veritas skal være konsulent for.

Heimdal-feltet

Den 9. april 1974 ble Heimdal-feltet erklært kommersielt utnyttbart. I den forbindelse har Elf Norge A/S som operatør utredet flere alternative muligheter for utbygging og produksjon av feltet.

Produksjonen vil bestå av en blanding av gass og kondensat. Kondensatet vil bli fraskilt på plattformen og planlegges lagret for periodevis skipning i tankbåt.

Elf har foreslått bygging av en kombinert bore-, produksjons- og prosessplattform for installering på feltet.

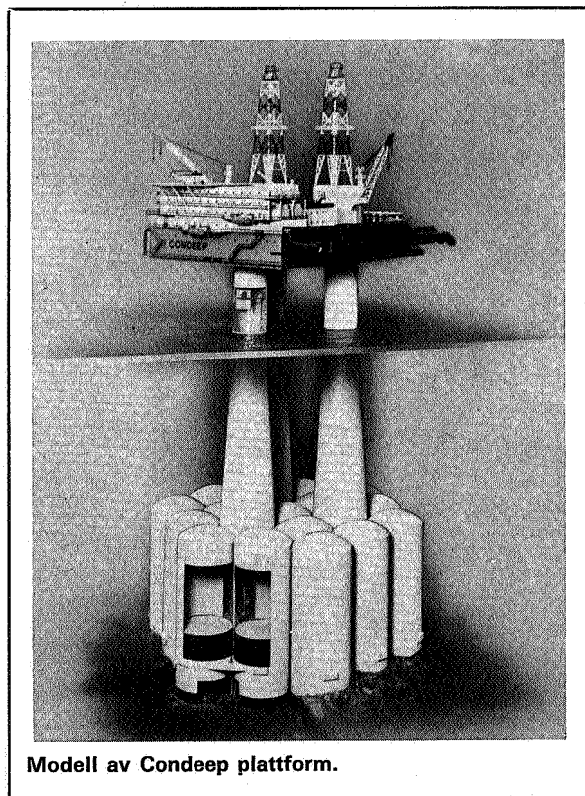
Gassen vil bli sendt til land gjennom en rørledning.

Elf har i 1974 utarbeidet en sikkerhetsstudie av katastrofetilstander som kan tenkes å oppstå i forbindelse med utbyggingen av feltet.

Det er enda ikke foretatt noen bestilling av plattform eller annet utstyr til Heimdal-feltet.

Statfjord-feltet

For Fase I på Statfjord-feltet planlegges og bygges det en kombinert produksjons- og boreplattform, kalt Statfjord plattform «A». Dette er en betongplattform av typen Condeep og skal plasseres i blokk 33/9. Operatør Fase I er Mobil Exploration Norway Inc. Hovedkontraktør er Norwegian Contractors for betongkonstruk-



sjonen og Aker-gruppen for ståldekk og utstyr i plattformen.

Forberedelser i tørrdokken i Hinna, Stavanger, startet juni/juli 1974.

Byggingen av bunnseksjonen startet i tørrdokken i september 1974. Bunnseksjonen beregnes å være ferdig for utfløtning fra tørrdokka i mai 1975. Ståldekket vil komme til Stavanger fra verftet i Verdal våren 1976. Uttauing av plattformen til feltet er antatt å skje sommeren 1976.

Planen er å begynne boring av produksjonshull høsten 1976 og evt. starte produksjon sent i 1977 ved lastning i tankbåt.

Statfjord plattform A skal settes på en vandedybde ca. 148 m LAT. (Low astronomical tide).

Hovedstrukturen til denne plattform er lik de to første plattformer som bygges i Stavanger for engelsk sektor. Denne er dog den største. Spesielt vanskelige geotekniske forhold har gjort denne design komplisert. Dette er løst ved å plassere en del ekstra celler utkraget fra hovedstrukturen slik at grunnflatearealet er øket.

Kapasiteten i oljelagrene er 1.3 mill. fat. Mulighetene for oljelekkasje fra tankene er redusert til et minimum ved å holde det indre trykket lavere enn det ytre.

Bygging av ståldekket vil skje ved Aker Verdal. Det vil bli fløtet til Stavanger og installert på toppen av betongkonstruksjonen.

Byggingen av bunnseksjonene i tørrdokkene er i gang og etter tidsskjemaet.

Ståldekket er fremdeles på design-stadiet.

Statens oljedirektorat har inngått avtale med firma Dr. ing. A. Aas Jakobsen A/S, som i egenskap av direktoratets hovedkonsulent for kontroll med betongstrukturen skal føre kontroll med design kriterier, beregninger og byggingen av plattformen.

Plattformen vil bli utstyrt med spesielle instrumenter som skal registrere og samle data om miljøet i Nordsjøen der hvor den blir plassert.

f) RØRLEDNINGER M.V.

Ekofisk — Teesside

Leggingen av denne ledningen ble fullført i hele sin lengde i 1974. Distansen fra Ekofisk til Teesside er ca. 349 km. Mindre sammenkoblingsarbeider og uttesting av ledningen gjenstår.

På strekningen skal der plasseres to pumpeplattformer. Stålføttene for disse to plattformene er plassert, og fundamenteringsarbeidet er kommet godt i gang.

Dekkseksjonene er stort sett ferdig bygget og klare for uttøying.

Ca. 60% av nedgravingen av ledningen er utført. Dette arbeidet antas å være fullført 1.

oktober 1975. Ledningen forøvrig antas å være fullført 1. juni 1975.

Tropo Scatter kommunikasjonsutstyr vil bli installert på disse plattformene for å dekke kommunikasjonsbehovet samt overføring av signaler til sikkerhetssystemene mellom plattformene og land, samt mellom de enkelte plattformene.

Ekofisk-Emden

I løpet av 1974 ble «Emden»-ledningen i det alt vesentlige lagt ferdig.

Avstanden fra Ekofisk til øya Juist utenfor Emden er 396,5 km.

Der gjenstår legging av noen ganske få km ved kysten samt en del av rørledningen som skal gå over land til mottaksanlegget ved Emden.

På denne rørledningen skal der plasseres to pumpeplattformer. Stålføttene og dekkseksjonene ventes å bli ferdig for installering i løpet av 1975.

Komprimeringsplattformene er de første i sitt slag. De har derfor reist en rekke sikkerhetsmessige spørsmål, og Phillips Petroleum Company har derfor foretatt en rekke sikkerhetsmessige analyser og vurderinger etter krav fra oljedirektoratet.

Leggingen av «Emden»-ledningen har medført at en rekke tekniske møter har måttet avholdes mellom de respektive myndigheter i Forbundsrepublikken Tyskland og oljedirektoratet, for å komme fram til harmoniserte sikkerhetskrav og et felles inspeksjonsopplegg. Den endelige godkjennende myndighet er tillagt norske myndigheter gjennom overenskomst mellom Forbundsrepublikken Tyskland og Norge, av 16. januar 1974.

Frigg-Skottland

Gassen fra Friggfeltet er planlagt transportert gjennom to rørledninger (32" diameter) fra feltet til St. Fergus i Skottland, en strekning på ca. 370 km. Jfr. dog det som er sagt om rørledning Frigg—Karmøy, side 15.

Den ene av disse ledningene skal gå fra den britiske del av feltet. Leggingen av denne ledning ble påbegynt i 1974, og ca. 56 km av ledningen ble lagt i 1974.

Den andre av disse rørledningene, den såkalte norske ledning, skal legges fra den norske siden av Frigg-feltet til St. Fergus.

Leggingen av denne ledningen vil bli påbegynt i 1975 og skal etter planen være ferdig ultimo 1976.

De to rørledningene skal gå innom en felles kompressorplattform som er under bygging i Åndalsnes.

Etter som plattformen skal stå på britisk kontinentalsokkel og betjene både en britisk og en norsk rørledning, har det vært nødvendig med en samordning av de tekniske spesifikasjoner.

sjoner og de sikkerhetsmessige krav til konstruksjonene.

Statens oljedirektorat har etablert et godt samarbeide med britiske myndigheter for å finne frem til løsninger som er akseptable for begge lands myndigheter.

Frigg-Karmøy

Petronord-gruppen som rettighetshavere av blokk 25/1 søkte høsten 1973 om tillatelse til å legge en gassrørledning for ilandføring av gassen fra den norske del av Frigg-feltet til St. Fergus, Skottland. Som et vilkår for godkjenning av søknaden krevde departementet en opsjon på å få ilandført gass til Norge.

Opsjonen går ut på at Staten kan kreve stillet til disposisjon på Karmøy eller et annet hensiktsmessig ilandføringssted i nærheten av Karmøy, et kvantum på inntil 2,5 milliarder Nm³ gass pr. år. Dette gasskvantum skal primært leveres fra felter i blokkene 25/1 og 25/2 som ikke er i gasskommunikasjon med Frigg-reservoaret.

Staten må utøve denne opsjon på gassleveranse til Norge innen utgangen av 1978. Gassleveransen skal påbegynnes innen 3 år etter at opsjonen er utøvet, men tidligst ved inngangen til 1979.

Petronord-gruppen har forpliktet seg til, dersom dette er teknisk mulig innen de tidsfrister som er satt, å totalfinansiere, bygge og drive et transportsystem med tilstrekkelig kapasitet for 2,5 milliarder Nm³ gass pr. år. Transportsystemet, inkludert landterminal, skal eies og drives av et eget aksjeselskap som er registrert i Norge. Staten ved Industridepartementet skal ha rett til å overta inntil 50% av aksjene i dette rørledningsselskapet.

I opsjonsavtalen ble Norsk Hydro utpekt til operatør for transportsystemet på vegne av Petronord-gruppen. Det er en forutsetning at prosjektet skal danne grunnlag for utvikling av dypvannsteknologi i Norge, og med dette for øye vil Norsk Hydro samarbeide nært med departementet, Statens oljedirektorat, samt norsk industri og forskningsinstitutter.

En rørledningstrasé mellom blokk 25/1 og Karmøy vil få en lengde på ca. 190 km, hvorav ca. 100 km er på vandyp større enn 150 m. Største vandyp i Norskerenna på denne traséen er ca. 290 m.

Det foregår fiske langs hele traséen fra Frigg-området til Karmøy. På platået fra Frigg og mot den vestlige skråningen av Norskerenna tråles det etter industrifisk, mens det på bunnen av renna nesten bare foregår reketråling. Trålingen etter industrifisken drives av et større antall (500—700) norske og utenlandske fartøyer med til dels meget tungt trålutstyr. Ved norskekysten drives kystfiske med snurrevad, line og småtrål.

Fra Frigg-området til litt ned i vestskråningen av Norskerenna har man meget jevn bunn dekket med sand. Etter som man beveger seg ned i renna, blir bunnen mer siltig for så å gå over i leire. Bunnen av Norskerenna, vel 80 km, er dekket av løs, men ganske plastisk leire. Opp øst-skråningen og inn mot kysten blir bunnen mer uryddig, og store deler er dekket med utvasket morene. I den såkalte «sunkne skjærgården» får man ujevn topografi og bart fjell. Her må adskillig undersøkelsesarbeid gjøres for å finne en trasé som tilfredsstillende kravene til jevn bunn og liten bøyning av rørledningen.

I den dypere delen av vestskråningen gir bunnforholdene spesielle problemer. Man har nemlig observert et antall langsgående «gulles» eller små dalfører i havbunnen. Disse er opp til 100 m breie og 10 m dype, og vil muligens kreve opparbeidelse av en trasé gjennom dem, dersom man ikke kan finne en rute som unngår dem.

Prosjektet rørledning fra Frigg-området til Karmøy kan inndeles i faser som går forut for idriftssettelsen. I første omgang må Norsk Hydro, som operatør for transportsystemet, foreta utredninger, prosjektstudier, utvikling av teknologi, osv. for at man skal kunne ta stilling til hvorvidt det teknisk er mulig å legge en rørledning over Norskerenna til Karmøy, og i så tilfelle hvordan dette skal gjøres.

Dernest er det sannsynlig at forskjellig utprøving i full skala må foretas av utstyr, prosedyrer, leggemetoder og beregningsmetoder.

Og sist, må selve prosjekteringen og byggingen av rørledningen med tilhørende utstyr gjennomføres. Man har beregnet at for et gasskvantum på 2,5 milliarder Nm³ pr. år over denne avstanden vil man ha behov for en 16" eller 20" nominell diameter rørledning. Legging av rør av denne størrelse på opp imot 300 m vandyp regnes for å være på grensen av det som er praktisk gjennomførbart, spesielt tatt i betraktning det uberegnelige været i Nordsjøen. Derfor regner man med at selv om man teoretisk har kommet fram til løsninger, vil utprøving under realistiske forhold være nødvendig. Norsk Hydro regner også med at selve leggingen av de ca. 190 km med rør vil ta to leggesesonger.

Straks etter at Stortinget hadde gitt tillatelse til ilandføring av Frigg-gassen til Skottland, formet Norsk Hydro en spesiell prosjektgruppe og igangsatte planleggings- og utredningsarbeidet med sikte på å bli i stand til å legge en rørledning til norskekysten.

Resultatene av dette forberedende arbeidet la Norsk Hydro fram for sine partnere i Petronord-gruppen og for Departementet i oktober 1974. Man la opp til en rekke utredninger og undersøkelser, utvikling av teknologi og utprøving etc. innen de fire hovedområdene:

- Legging av rørledningen.
- Nedgraving.
- Reparasjon og inspeksjon.
- Landprosessterminal.

Under hver av disse hovedområdene vil man analysere alle aspekter ved rørledningen, med sikte på å løse de problemene som er spesielle for en rørledning på dypt vann. Man vil f. eks.

- foreta trasé-undersøkelse og oceanografiske målinger på ruta
- analysere leggemetodene, leggeoperasjonene og leggestyret
- utarbeide spesielle prosedyrer, bl. a. for avbrudd av leggeoperasjon på dypt vann og under forskjellige værforhold
- analysere sveisemetoder, inkludert automatisk sveising og undervanns-sveising
- analysere nedgravningsmetoder og skadepåvirkning av fiskeredskap, skipsankre; etc
- tilpasse eller utvikle nedgravingsutstyr for vandyp ned til 300 meter
- vurdere aktuelle reparasjonsmetoder og delta i utviklingsprosjekter innen dypvannsreparasjonsteknologi
- analysere mulighetene for inspeksjon av rørledningen, både før og under driftsfasen.

I sin fremdriftsplan regnet Norsk Hydro med at man tidligst kunne foreta selve leggingen av rørledningen i leggesesongene 1978 og 1979. Rørledningen vil da kunne være klar til drift i 1980. Det er rør av meget høy kvalitet som nå brukes i et rørledningsprosjekt for disse havdyp det her er tale om, og leveringstiden på rørene er antatt å være over to år. Man vil derfor måtte bestille stål til rørene ca. tre år før eventuell rørlegging påbegynnes.

Man har grovt anslått at kostnadene for en rørledning fra Frigg-området til Karmøy vil kunne bli i størrelsesorden 1,9—2 milliarder kroner, inkludert nødvendige anlegg på feltet og på land. Før man på noenlunde sikkert grunnlag kan avgjøre om det er mulig å gjennomføre et slikt prosjekt, gjør man regning med at kostnadene forbundet med analyser og utredninger, utvikling av utstyr, utprøving etc. vil bli av en størrelsesorden godt over 100 millioner kroner.

Allerede i august 1974 igangsatte Norsk Hydro den første undersøkelsen i forbindelse med prosjektet, idet det norske konsulentfirmaet GECO utførte en omfattende trasé-undersøkelse mellom Frigg-området og Karmøy. Man undersøkte spesielt vestskråningen av Norskerenna for om mulig å kartlegge kraterne på bunnen og eventuelt finne en rute som unngikk dem. Man undersøkte og kartla også bunnen langs kysten for å påvise eventuelle områder med relativt jevn og sanddekket bunn inn mot land. Prøver av bunnen ble tatt og skal analyseres for geotekniske egenskaper.

I slutten av august satte Vassdrags- og Havelaboratoriet (VHL) på oppdrag fra Norsk Hydro ut 9 strømmålere på strekningen Frigg-området til Karmøy. Hensikten var at man i løpet av høsten og vinteren skulle kartlegge strømforholdene langs ruta. Dette er data som er nødvendige i forbindelse med dimensjonering av rør og analyse av leggeprosessen. Man har, sannsynligvis på grunn av den store trålingsaktivitet, mistet flere av måleapparatene, men en del data har man kunnet samle inn. Dataene blir bearbeidet ved VHL før de sendes Norsk Hydro.

Norsk Hydro har deltatt i det prosjekt som Prosjektkomiteén for rørledninger på dypt vann initierte med VHL som utførende organ, med henblikk på å undersøke påvirkningen mellom fiskeredskap og rørledninger. Dette prosjektet ble igangsatt i januar 1974, og sluttrapporten ventes ferdig tidlig i 1975. En forlengelse av dette prosjektet er for tiden under vurdering.

I løpet av vinteren er en rekke av utredningene for rørledningsprosjektet igangsatt hos norske eller utenlandske konsulentfirma og rørledningsentreprenører.

Statens oljedirektorat får tilsendt fortløpende alle opplysninger vedrørende dette prosjektet, og man er således godt orientert om saken.

Det ansees viktig at man holder seg orientert om prosjektets fremdrift allerede fra de innledende utredningene, etter som det er Statens oljedirektorat som står for den endelige tekniske godkjenning av rørledningen dersom prosjektet blir gjennomført.

g) NYE FUNN I PERIODEN

Nye funn som ikke er beskrevet tidligere er:

Frigg-området

Nord-øst Frigg, Sør-øst Frigg og Odin er tre adskilte gassfelt som forekommer i samme sandavsetning som Frigg-feltet. Sandstenen er av Eocen alder.

DEFINISJONER PÅ RESERVE BETEGNELSE SLIK SOM DE ER BRUKT I ST. MELDING (1974-75) OG ÅRS-MELDING 1974. SIDE 17.

Lavere ramme

Utvinnbare reserver av olje eller gass som ansees å være berettiget etter en streng tolkning av de data som foreligger om reservoaret. I uttrykket er det ikke innforstått noen spesiell optimisme eller pessimisme. Usikkerheten er imidlertid redusert til et minimum ved at datagrunnlaget må tilfredsstillende visse minimumskrav før uttrykket kan anvendes.

Høyere ramme

Utvinnbare reserver av olje eller gass som er basert på en mulig tolkning av de data som foreligger om reservoaret. I denne tolkningen er det vanligvis en viss optimisme utover det som er det strengt tatt berettigede i datagrunnlaget. Begrepet er også brukt i meldingen i tilfelle av felt som ikke er grundig evaluert i direktoratet.

TABELL I
Oljereserver

Felt	Blokk	Egen- vekt	Lavere ramme		Høyere ramme	
			Mill. tonn	Mill. fat	Mill. tonn	Mill. fat
Ekofisk	2/4	0,84	135	1010	150	1120
Vest Ekofisk	2/4	0,81	40	310	50	390
Tor	2/4-2/5	0,84	20	150	35	260
Cod	7/11	0,78			3	25
Edda	2/7	0,83	7	44	9	68
Eldfisk	2/7	0,83	50	380	80	600
Albuskjell	2/4-1/6	0,78	12	97	25	201
SØ Tor	2/5	0,83			3	23
Øst Eldfisk	2/7	0,86			2	15
Statfjord dogger	33/9-33/12		Under vurd.		300	2270
Statfjord lias			Under vurd.		50	380
Sleipner	15/6		Under vurd.		Under vurd.	
SUM			over 264		over 707	

TABELL II
Gassreserver

Felt	Blokk	Lavere ramme		Høyere ramme	
		10 ⁹ Nm ³	10 ¹² SCF	10 ⁹ Nm ³	10 ¹² SCF
Ekofisk	2/4	120	4,6	140	5,2
Vest Ekofisk	2/4	50	1,9	60	2,2
Tor	2/4-2/5	15	0,56	25	0,9
Cod	7/11			20	0,75
Edda	2/7	6	0,22	15	0,6
Eldfisk	2/7	45	1,7	80	3,0
Albuskjell	2/4-1/6	40	1,5	80	3,0
SØ Tor	2/5			1	0,04
Øst Eldfisk	2/7			0	
Frigg	25/1-30/10	*	*	*	*
Øst Frigg	25/2			40	1,5
Nord-Øst Frigg	25/1			10	0,4
Sør-Øst Frigg	25/2			10	0,4
Odin	30/10			30	1,0
Heimdal	25/4			45	1,5
Statfjord dogger	33/9-33/12	Under vurd.		Under vurdering	
Statfjord lias		Under vurd.		Under vurdering	
Sleipner	15/6	Under vurd.		Under vurdering	
SUM		Over 276**		Over 556 Nm ³ **	

* Frigg inneholder av størrelsesorden 200 milliarder Nm³ (7,45×10¹² SCF) utvinnbar gass fordelt på norsk og britisk side.

** I tillegg kommer den norske andelen av Frigg.

Nord-øst Frigg ligger i blokk 25/1 og 30/10.
Sør-øst Frigg ligger i blokk 25/1 og 25/2.
Odin ligger i blokk 30/10.

Ingen av disse feltene er foreløpig erklært drivverdige. Gassreservenes størrelse er angitt i tabell I s. 17.

Statfjord-feltet

Det er påvist to reservoarer i Statfjord-feltet. De forekommer i to sandstensformasjoner av jura alder. Det øvre, Dogger reservoaret, er adskilt fra Lias reservoaret, ved et tett skiferlag. Det er sannsynlig at Statfjord-feltet strekker seg inn på britisk side. Conoco har boret hull 211/24-4 for å påvise feltets utstrekning her. Resultatene av boringen foreligger ennå ikke i oljedirektoratet.

Reservoarene i Statfjord-feltet består av porøse sandstener med meget gode permeabilitetsegenskaper.

I Brent-feltet på britisk side, inneholder de samme bergartene petroleum. Det er imidlertid ingen forbindelse mellom Brent-feltet og Statfjord-feltet. Oljen i begge reservoarer i Statfjordfeltet har en egenvekt på 0,83. Når oljen blir brakt under atmosfæriske forhold, vil det til å begynne med bli frigjort 260 Nm³ og 100 Nm³ gass pr. tonn olje fra henholdsvis Dogger og Lias reservoaret. Svovelinnholdet i oljen fra Dogger reservoaret er under 0,3 vektprosent.

Det er foreløpig boret 3 hull til Dogger reservoaret, og 1 hull primært til Lias reservoaret. Ett hull, 33/9-2, måtte oppgis på grunn av tekniske vanskeligheter.

Reservoaret ligger ca. 2600 m under havflaten, og vanddybden på stedet er ca. 100 m.

Dogger reservoaret ble erklært kommersielt i august 1974. Utbyggingen av feltet vil skje gradvis og vil begynne fra en betongplattform. Denne er under bygging, og det er ventet at produksjonen vil kunne starte i 1977. Reservoarene er foreløpig under vurdering. Oljereservene i Dogger reservoaret antas å være av størrelsesorden 300 mill. tonn. Størrelsen vil bli nærmere avklart når det senest innkomne materialet er vurdert. Lias reservoaret er betydelig mindre enn Dogger reservoaret.

Sleipner

Borehull 15/6-2 måtte plugges midlertidig i 1971 på grunn av tekniske vanskeligheter. Boringen ble gjenopptatt våren 1974, og det ble påvist gass i et sandstensreservoar.

Senere ble det også funnet gass i 15/6-3, på samme struktur, men skilt fra 15/6-2 ved en forkastning.

Reservene i Sleipner er fortsatt under vurdering. Det er Esso Exploration Norway Inc. som har utvinningstillatelse i blokk 15/6. Staten ved Statoil har sikret seg en «net profit» avtale med rett til 17,5%.

h) UTFORSKNING AV TIDLIGERE KJENTE FOREKOMSTER

Ekofisk-området Albuskjell

Det er boret et nytt hull (1/6-3) i den vestlige del av Albuskjell-strukturen. Dette hullet viste at reservoaret var bedre utviklet i den vestlige del enn først antatt, og har gitt grunnlag for å høyne anslagene over sannsynlige gass- og kondensatreserver til tallene som er angitt i Tabell I og II. Resultatene fra de tre brønnene som er boret i Albuskjell-strukturen viser at geologien ikke er enkel. Dette medfører en større grad av usikkerhet i reservetallene enn vanlig.

Øst Eldfisk

Da Øst Eldfisk strukturen muligens vil kunne bli produsert sammen med Eldfisk, er reservene av olje beregnet som vist i Tabell II. Feltet inneholder små mengder gass.

i) PRODUKSJONSPROGNOSE

De fleste funnene på norsk sokkel er foreløpig i en undersøkelsesfase hva angår kvantitative forhold om tilstedeværende petroleumsmengder og utvinningsmekanismer. Kvaliteten av produksjonsprognosene vil gradvis bli forbedret etter hvert som disse forhold blir klarlagt. I dag foreligger det kun sparsomme indikasjoner på hva produksjonen fra hvert enkelt funn vil kunne bli over lengre tid.

Ekofisk-området

Phillipsgruppen antydte i brev av 26. oktober 1973 og 14. mars 1974 hvilke maksimale mengder de ønsket tillatelse til å produsere feltene Ekofisk, West Ekofisk, Tor, Cod, Edda, Eldfisk og Albuskjell, med.

Mengdene var underbygget med de produksjonsprognoser som har vært lagt til grunn for dimensjoneringen av produksjons- og transportanleggene. De reserveanslagene som produksjonsprognosene for Fase IV er utarbeidet fra, bygger etter Statens oljedirektorats oppfatning på en optimistisk tolkning av de foreliggende opplysningene. Disse reservene er av samme størrelsesorden som den angitte høyere ramme.

Som tidligere nevnt er utvinningsgraden av olje ved den planlagte produksjonsmetoden lav. For å unngå at ressurser unødig går tapt, er Phillips Petroleum Company Norway, som svar på sin antydning om maksimale produksjonskvanta, blitt bedt om å legge frem en plan for å undersøke effekten av andre utvinningsmetoder.

Phillips Petroleum Company Norway la frem et foreløpig utkast til en slik plan i brev av 11. desember 1974. I hovedtrekk går planen ut på

å utrede mulighetene for å øke utvinningsgraden ved hjelp av vann og/eller gassinjeksjon i Ekofisk-feltet i 1975. De erfaringer som gjøres, vil bli lagt til grunn ved lignende vurderinger for de øvrige felt.

I hvilken grad produksjonsplanene, som er fremlagt, hittil kan følges i det lange løp, er avhengig av hvilken petroleumsmengde feltene viser seg å inneholde, og hvilken utvinningsgrad som kan oppnås.

Hva angår det tekniske utstyret, har det allerede oppstått vanskeligheter som har forstyrt produksjonsplanene betydelig (se side 45). Det er rimelig å vente at tekniske vanskeligheter kan oppstå også i fremtiden under de vanskelige forhold det arbeides under på kontinentalsokkelen.

Som understreket i Stortingsmelding nr. 30 (1973-74) er det hensiktsmessig å foreta en løpende vurdering av de foreliggende produksjonssøknader, slik at godkjenning av planene kan gis i overensstemmelse med de til enhver tid foreliggende opplysninger om de fysiske forhold m.v.

Frigg-området

I Stortingsmelding nr. 77 (1973-74) er det i detalj redegjort for produksjonsplanene for Frigg-området.

Når det gjelder plattformer og rørledninger, vises til det som er sagt på sidene 12 og 15 om disse ting.

Hovedpunktene i Stortingsmeldingen er at norske samfunnsinteresser er best tjent med at rettighetshaverne gis tillatelse til å ilandføre hovedstrømmen av gass fra blokkene 25/1 og 25/2 (dvs. Frigg-reservoaret) til St. Fergus, Skottland, men at det bl. a. som vilkår for denne tillatelse pålegges rettighetshaverne å stille til disposisjon en gassmengde ilandført i Norge som dekker det behov for naturgass som kan ventes å oppstå i Norge omkring 1978-80.

Rørledningen til St. Fergus, Skottland, skal eies, legges, drives og finansieres av rettighetshaverne. Statoil får en andel på 5% i denne rørledningen, tilsvarende selskapets andel i den norske del av Frigg-feltet. Årsaken til den lave statsdeltakelse er at man ut fra en økonomisk, kontrollmessig og styringsmessig vurdering er kommet til at en større statsdeltakelse i ledningen til St. Fergus i Skottland ikke er formålstjenlig, idet situasjonen for denne rørlednings vedkommende er en annen enn den som forelå da rørledningen fra Ekofisk ble planlagt.

Den 21. juni 1974 har Industridepartementet gitt Petronord-gruppen tillatelse til anlegg og drift av rørledning for gass fra den norske delen av Frigg-området til St. Fergus. Ved kgl. res. av samme dato har gruppen fått samtykke til ilandføring av gass fra Frigg-området (blokk 25/1 og 25/2) til Storbritannia. Ett av de vil-

kårene som norske myndigheter satte for dette samtykket, går ut på at rettighetshaverne forplikter seg til å stille ialt $34,25 \times 10^9$ Nm³ gass til disposisjon for staten på Karmøy eller et annet hensiktsmessig ilandføringssted i nærheten av Karmøy. (Jfr. for øvrig avsnittet om Rørledning Frigg-Karmøy, s. 15.)

Statfjord-området

Det er utarbeidet foreløpige overslag over produksjonen av olje fra Statfjordfeltets Dogger reservoar. Produksjonsratene er ennå ikke fastlagt, men er anslått hovedsakelig på bakgrunn av reservoarets størrelse og egenskaper. Reserver og produksjonsprognoser forutsetter at reservoartrykket opprettholdes på naturlig vis, eller ved injeksjon av vann og/eller gass.

Andre funn

Funn som kan ha betydning og som det ikke er utarbeidet produksjonsprognoser for, er Nord-øst Frigg, Sør-øst Frigg, Øst Frigg, Odin, gass fra Statfjord-feltets Dogger reservoar, olje og gass fra Statfjord-feltets Lias reservoar og Sleipner. De samlede reserver i disse funn kan ikke anslås enda.

Prognoser for samlet produksjon fra den norske kontinentalsokkel

Størrelsen av reservene og produksjonsprognosene er i dag svært usikre. Ingen reserver er foreløpig bekreftet av data fra jevnt fordelte produksjonsbrønner og observasjoner av trykkendringer som følge av produksjonen. Når slike data er innhentet, vil det være mulig å angi mengden av petroleum i reservoaret med noen grad av nøyaktighet. For de fleste felts vedkommende vil det ikke være mulig å avgjøre hvor stor del av denne petroleum som kan utvinnes, før et omfattende observasjons- og utredningsprogram er gjennomført. Når dette er gjort, vil det være teknisk grunnlag for å avgjøre hvorledes feltene skal produseres, og hvor stor topp-produksjonen kan tillates å bli. Da vil lønnsomheten av prosjektene også kunne fastlegges nærmere.

Produksjonsprognoser som er lagt frem her, gir en grov indikasjon på hvorledes produksjonen kan bli. Produksjonen av olje og gass fra de felt det foreligger prognoser fra, er vist som millioner tonn oljeekvivalenter i Figur 3.1. Det er regnet at 1000 Nm³ gass tilsvarer 1 tonn olje (hvilket er noe høyere enn det som er brukt i St. meld. 25 (1973-74)). Prognosen viser at et produksjonsnivå på ca. 80 millioner tonn oljeekvivalenter kan nås i 1980. Dette er noe mindre enn hva som kan oppnås dersom de nåværende utviklingsplaner blir fulgt uforsinket, og dersom det viser seg hensiktsmessig å produsere reservoarene som forutsatt på grunnlag

av de ufullstendige opplysningene som foreligger om dem nå. I så fall vil den høyeste produksjonen muligens nå opp mot ca. 90 millioner tonn oljeekvivalenter pr. år over en kortere periode omkring 1981.

På den annen side er det mulig at eventuelle utsettelse i utbyggingen av de enkelte felt, nærmere kartlegging av reservoarenes størrelser og egenskaper m.m. kan føre til forskyvninger i prognosen i fig. 3.1. Dette vil bl.a. gjøre at den høyeste produksjon blir lavere enn antatt. Utover de felt som det er tatt hensyn til i fig. 3.1 ligger nye muligheter i funn det ikke er utarbeidet prognoser for, i nye prospekter på gamle areal, i de blokkene som ble tildelt i 1974, og ved større kunnskaper om utvinningsmekanisme i de funn som er gjort, kan gjøre det mulig å opprettholde dette nivået et stykke inn i 1980-årene.

j) TILBAKELEVERING AV KONSESJONSOMRÅDER

De første utvinningstillatelser ble av Industridepartementet meddelt til åtte selskaper/grupper av selskaper pr. 1. september 1965. I alt er det gitt utvinningstillatelser som vist i tabell IV:

Meddelt med virkning fra	Totalt areal km ²	Antall blokker
1. sept. 1965	39 843	74
7. des. 1965	2 264	4
23. mai 1969	4 114	9
30. mai 1969	750	2
14. nov. 1969	1 024	2
11. juni 1971	524	1
10. aug. 1973	580	2
15. nov. 1974	2 331	8*
	51 430	102

I henhold til konsesjonsvilkårene skal selskapene levere tilbake deler av de opprinnelige konsesjonsområdene etter nærmere regler.

Reglene går i korthet ut på at selskapene etter utløpet av det 6. år skal tilbakelevere 25% av det opprinnelige konsesjonsareal. Konsesjonene fornyes i så fall for en 40 års periode, med den begrensning at selskapene etter utløpet av det 9. år etter tildelingen skal tilbakelevere ytterligere 25% av det opprinnelige areal. For konsesjoner gitt etter 1972

* Utvinningstillatelsene er meddelt, men endelige kontrakter er pr. dags dato ikke undertegnet.

er regelen at 50% av konsesjonsområdet skal tilbakeleveres etter 6 år.

Den første tilbakelevering ble således foretatt i 1971. Selskapene leverte da tilbake i alt 14 183 km² av de opprinnelige 42 107 km². Statens oljedirektorat foresto den annen tilbakelevering for 1965-konsesjonene i 1974.

I tabell nr. F side 00 finnes spesifikasjon over tilbakeleverte og beholdte områder for konsesjoner meddelt i 1965. Tilsammen er det pr. dags dato konsesjonsbelagt arealer på kontinentalsokkelen som spesifisert nedenfor i tabell V:

Konsesjoner meddelt	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal km ²	Konsesjonsbelagt areal	
			km ²	Fordelt på antall blokker
1965	42 107	22 927	19 180	67
1969	5 888	0	5 888	13
1971	524	0	524	1
1973	580	0	580	2
1974	2 331	0	2 331	8*
	51 430	22 927	28 503	91

De tilbakeleveringene som ble foretatt i 1974, medførte at i alt 22 927 km² er tilbakelevert, herav 14 182,6 km² i 1971 og 8 744,8 km² i 1974. Av det området som ble konsesjonsbelagt i 1965, er der nå totalt tilbakelevert 54,45%. Av de blokkene som opprinnelig ble utdelt i 1965, er nå i alt 11 blokker 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.

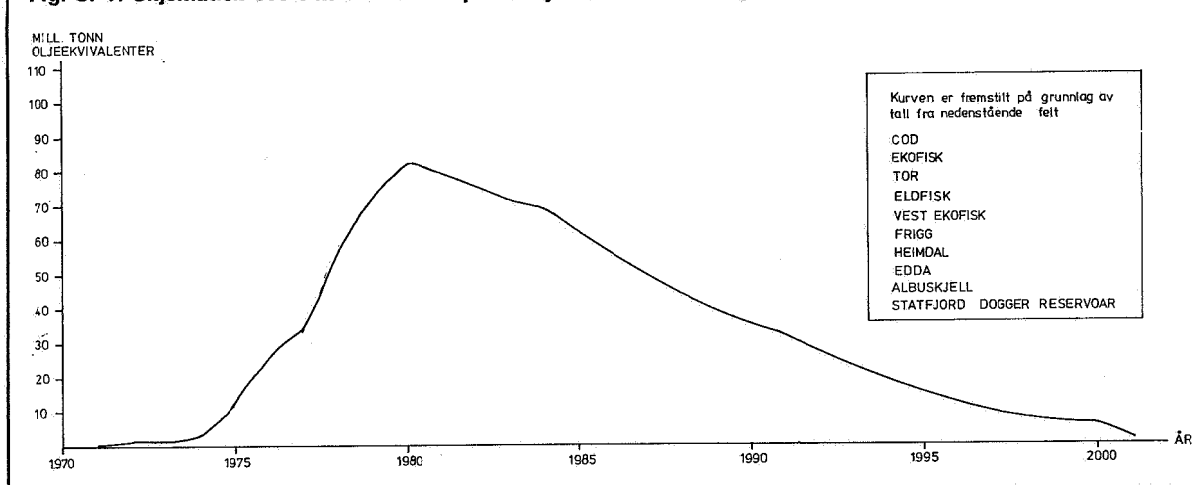
Spesifikasjon over arealdisponeringen for samtlige utvinningstillatelser er gitt i tabell G side 54. I forbindelse med konsesjonsbelagte og tilbakeleverte områder henvises forøvrig til vedlagte kart over kontinentalsokkelen.

k) TILDELING AV NYE KONSESJONER — EVALUERING AV SØKNADER

Den tredje blokktildelingsrunde ble kunnegjort 12. juli 1973. Det var imidlertid allerede 20. juli 1972 indikert i pressemelding fra Industridepartementet at en ny konsesjonsrunde var forestående. Hensikten med en slik forhåndsmeddelelse var å gi oljeselskapene tid til å innsamle data. Søknadsfristen var 17. september 1973, og ved fristens utløp var det kommet 47 søknader. Bak disse stod det 175 selskaper.

Under denne utlysingsrunden hadde selskapene anledning til å søke på 32 angitte blok-

Fig. 3. 1. Skjematisk oversikt over antatt produksjon fra en del felt på norsk kontinentalsokkel.



ker. Ved søknadsfristens utløp var det kommet søknad om tildeling for 26 av de 32 blokkene.

Forhandlingene med oljeselskapene ble ledet av Industridepartementets Olje- og bergverksavdeling. Statens oljedirektorat bistod imidlertid i de forskjellige faser av forhandlingene. Under de avsluttende forhandlinger var også Statoil representert.

Oljedirektoratets bistand var primært av geologisk/teknisk art. Før forhandlingene startet, ble undersøkelses-verdien av de forskjellige blokker analysert, og siden ble alt geologisk/geofysisk materiale som inngikk i forbindelse med søknadene, vurdert.

Den 15. november 1974 ble det tildelt 5 konsesjonsområder.

Disse er som følger:

Blokkene 15/11, 15/12, 6/3

Statoil	50%
Esso	50%

Blokk 24/9

Norsk Conoco A/S	40%
Norsk Hydro	10%
Statoil	50%

Blokkene 29/9, 30/7

Petronord gruppen	50%
Statoil	50%

Blokk 35/3

Chevron Petroleum Norge A/S	35%
Saga Petroleum A/S	15%
Statoil	50%

Blokk 36/1

Amoco gruppen	30%
Mobil Exploration Norway A/S	15%
Statoil	55%

Statoils andel i letefasen på 50—55% økes etter en avtalt skala om det gjøres funn.

Selskapene ble gitt en 30 dagers frist for undertegnelse av avtalen. Fristen er senere forlenget, og de endelige avtaler er således enda ikke undertegnet.

(Ref. for øvrig vedlagt kart over kontinentalsokkelen.)

4. Virksomheten nord for 62° N

a) KONTINENTALSOKKELEN NORD FOR 62° N

Fra 1969 er det i statlig regi utført regionale seismiske undersøkelser på sokkelområdene nord for 62° N. I årene 1969-72 ble undersøkelsene utført i regi av NTNFK, og fra 1973 i regi av Statens oljedirektorat. I Møre-Lofoten området er det skutt 9700 profilkilometer, mens det i Barentshavet er skutt 19 700 km.

Undersøkelsen hittil har hatt en klar målsetting om å kartlegge de regionale geologiske trekkene av kontinentalsokkelens oppbygging. Den seismiske dekning syd for 72° N må karakteriseres som god for vurderinger av denne art. Lengre nord i Barentshavet er den seismiske dekning svært sparsom.

Kontinentalsokkelbegrepet

I daglig omtale brukes kontinentalsokkelen som en generell betegnelse for sedimentområdene utenfor norskekysten. Geologisk har imidlertid begrepet kontinentalsokkel en klart definert mening. For å forstå dette må en ta utgangspunkt i det faktum at den geologiske oppbygning av havbunnen under oceanene og kontinentenes oppbygning er fundamentalt forskjellig. Den forståelse man har i dag er at oceanenes havbunn geologisk sett består av unge bergarter som tildels er under danning. Sentralt i de fleste ocean finnes langsgående topografiske rygger med sterke jordskorpeforstyrrelser og vulkansk aktivitet. Den modell som er formulert, innebærer at opptrenging av vulkansk masse skyver oceanskorpen på begge sider av ryggen fra hverandre.

Kontinentenes bergarter er eldre enn oceanenes bergarter og har også et mer komplekst dannelsesmønster enn oceanbergartene. Kontinentene kan betraktes som stive plater i relasjon til den nydannede oceanskorpe. Den nydannede oceanskorpe mellom kontinentplatene må enten føre til en økende separasjon mellom kontinentplatene eller skjære inn under dem. Begge deler er kjent og gir opphav til to struktureologisk forskjellige typer overgangssoner mellom kontinentplaten og oceanplaten. Der oceanplaten skjærer innunder, fås en kontinental margin av stillehavstype, og i det andre tilfellet av atlantehavstype. De sedimenter som avsettes i overgangssonen mellom kontinenter og oceaner bygger opp kontinentalsokkelen. Sedimentasjonen fører til danning av en bratt kontinentalskråning og en flat kontinentalhylle. Disse to elementene utgjør tilsammen det som forstås med begrepet kontinentalsokkel. Under-

laget for sedimenter som bygger opp sokkelen, kan være både oceaniske og kontinentale bergarter.

Overgangssonen mellom kontinent og ocean er ikke det eneste sted hvor sedimenter avsettes. Internt på kontinentene finnes der en rekke innsynkende sedimentasjonsområder som geologisk klassifiseres som intrakontinentale (-kratoniske) basseng. En rekke bassenger av denne type viser et karakteristisk dannelsesmønster. Kontinentplatene utsettes først for strekk som fører til innsynkning av en rekke blokker langs sprekkesoner. Denne fase kulminerer i dannelsen av en sentral innsynkningssone. Deretter starter en generell innsynkning av et større område uavhengig av sprekkesoner, og så heves omkringliggende landområder samtidig som innsynkningen fortsetter. Kontinentalsokkeltyper som klassifiseres som atlantiske, viser et intrakratonisk forstadium som har likheter med det skisserte.

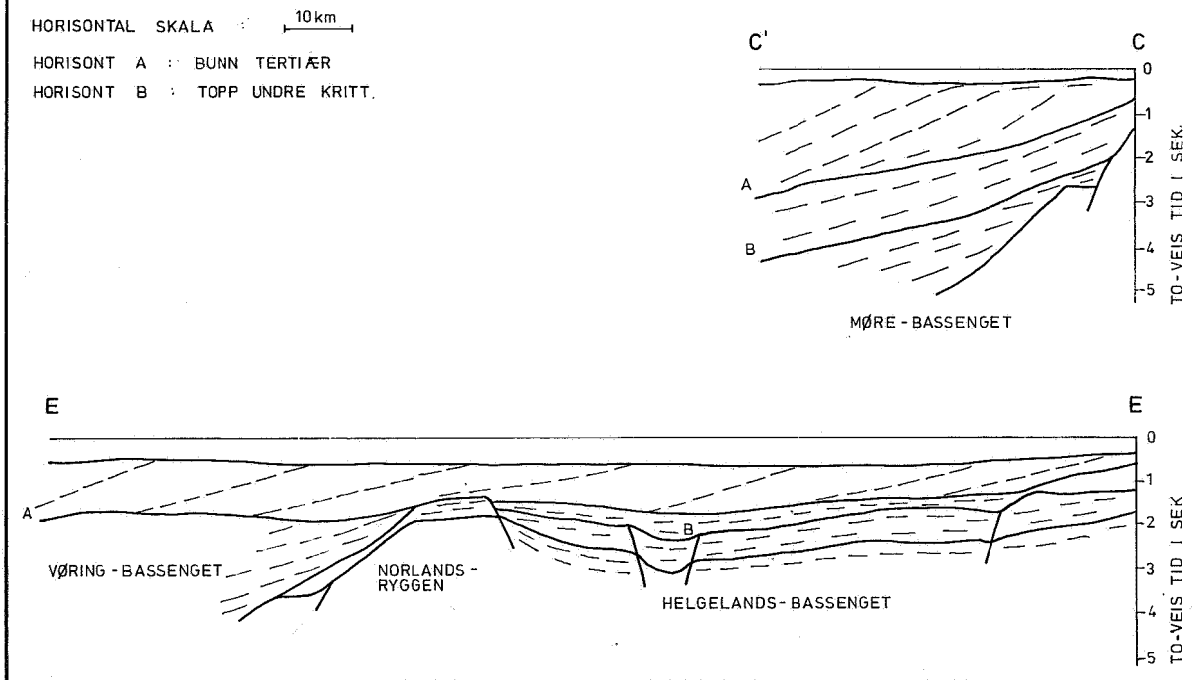
Sedimentområdene utenfor norskekysten kan deles inn i tre hovedområder; Nordsjøen, Møre-Lofoten og Barentshavet. Nordsjøbassenget og Barentshavbassenget er begge basseng av intrakontinental type, mens Møre-Lofoten området er et kontinentalsokkelområde av atlantisk type. Nordsjøområdet har gjennomløpet hele den sekvens som er indikert som typisk. Barentshavbassenget er imidlertid forskjellig. Vi vil i det følgende gå noe nærmere inn på områdene nord for 62° N.

Møre-Lofoten

Dannelsen av oceanskorpen i Norskehavet antas å ha startet for ca. 60 mill. år siden. Før den tid antas det grønlandske og eurasiske kontinent å ha vært sammenhengende. Definisjonsmessig er således sedimentbassengutviklinger eldre enn 60 mill. år av intrakontinental type, mens sedimentasjonen yngre enn 60 mill. år har bygd opp en kontinentalsokkel av atlantisk type.

De seismiske undersøkelser viser at sedimentene yngre enn 60 mill. år danner en kileformet lagpakke (fig. 4.1). Uttyningen av lagpakken følger hovedtrekkene i kystkonturen. Internt i denne lagpakken kan man følge tre karakteristiske reflektorelement; øverst flattliggende lag, så skrånende lag og deretter flattliggende lag igjen. Geologisk tolkes disse elementene som de topplag, skrålag og bunnlag som dannes når en sedimentlagpakke bygger seg ut hurtig. Skrålagene vil være analoge til kontinentalskråningen til enhver tid, mens

Fig. 4. 1. Tverrprofil fra Møre-Lofotområdet.



bunnlagene er avsatt ved foten av denne. Topp-lagene har utgjort kontinentalhylla til enhver tid.

Det er vanskelig å tenke seg en slik mektig sedimentasjon ut i et dyphavsområde uten at den norske landmasse samtidig har hevet seg. Bunnen av den kileformede lagpakke (lag A, fig. 4.1) har størst helning i syd. Dette gjelder også tildels skrålagene. Dette indikerer at den samlede landhevning i tertiær har vært størst i syd, og at kontinentalskråningen til enhver tid har hatt størst helning i syd.

Sedimentene under den kileformede lagpakke kan deles inn i tre delbasseng:

- Mørebassenget
- Vøringbassenget
- Helgelandsbassenget

Mellom Vøring- og Helgelandsbassenget finnes der et strukturelt høydedrag som er kalt Nordlandsryggen. Dette høydedrag inneholder sediment.

Mørebassenget kan mot syd følges over Viking-graben i Nordsjøbassenget. En gren fortsetter sannsynligvis også inn i Vest-Shetlandbassenget. I Mørebassenget er de dominerende strukturelle drag knyttet til NØ-SV forkastninger (sprekksoner). Dette er de samme retninger som dominerer i Vest-Shetlandbassenget. Begrensningen ut mot oceanbergartene markeres av en øst-hellende skrent med NØ-SV retning, slik at disse ligger strukturelt

høyere enn den kontinentale bunn for sedimentbassenget.

Vøringbassenget ligger i sin helhet på stort havdyp. Bassenget begrenses inn mot land av Nordlandsryggen og ut mot oceanskorpen av en skrent av samme type som i Mørebassenget. Vøring- og Møre-bassenget knyttes sammen med en strukturelogisk kompleks sone.

Helgelandsbassenget er et grunnere sedimentbasseng enn de to andre, men også her finnes det betydelige sedimentmektigheter.

Den pretertiære utvikling av bassengene viser stor likhet med utviklingsmønsteret i Nordsjøbassenget, og de kan sees som en direkte fortsettelse av dette intrakratoniske bassenget. Den tertiære lagpakke viser også likhet med sedimentasjonen i Nordsjøen. Den største forskjell ligger i dannelsen av oceanbassenget i vest, slik at sedimenttilførselen kun kommer fra et landområde.

De sedimentære bergarter på Øst-Grønland og i nordre del av Nordsjøen viser store likheter. I tiden før tertiær hadde Øst-Grønland en sentral posisjon overfor Møre-Lofoten-området. Man kan derfor forvente at sedimentene i Møre-Lofoten ikke vil skille seg radikalt fra nordre del av Nordsjøen.

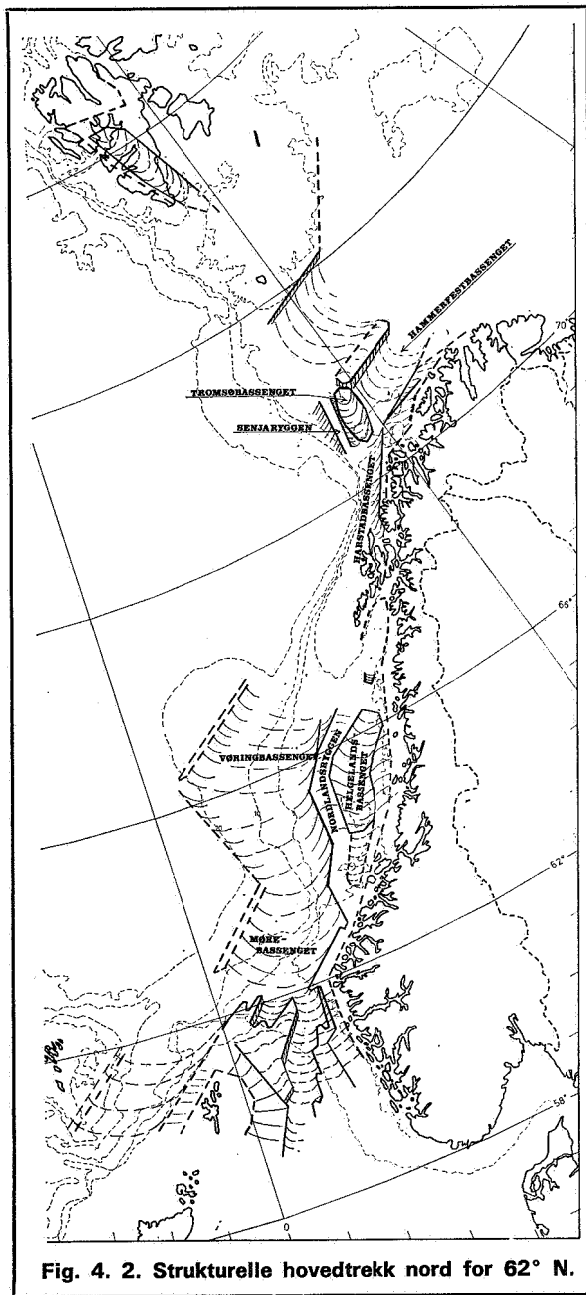


Fig. 4. 2. Strukturelle hovedtrekk nord for 62° N.

Barentshavet

Syd for 72° N er det hittil skilt ut følgende delbasseng (fig. 4.2):

- Hammerfestbassenget
- Tromsøbassenget
- Harstadbassenget

Tromsøbassenget grenser i vest mot et strukturelt høydedrag kalt Senjaryggen. Hammerfestbassenget grenser i nord mot et annet strukturelt høydedrag.

Fig. 4.3 viser et Ø-V snitt gjennom Senjaryggen, Tromsøbassenget og Hammerfestbas-

senget. Over Senjaryggen og Tromsøbassenget ligger det en uforstyrret sedimentkile som øker i tykkelse mot vest. Dette er antatt å være tertiære sedimenter. Dette innebærer således at største del av havbunnen i Barentshavet består av sedimenter eldre enn tertiær.

Senjaryggen inneholder sedimenter som til dels er sterkt forstyrret. Tromsøbassenget er et meget dypt basseng hvor diapirer («saltstokker») er observert.* Tromsøbassenget adskilles fra Hammerfestbassenget med en N-S orientert hengselsone, slik at lag som ligger dypt i Tromsøbassenget ligger grunnere i Hammerfestbassenget. Sedimentene i Harstadbassenget er noe forstyrret.

De foreliggende data indikerer at Barentshavet syd for 72° N kan deles i fire strukturgeologiske provinser. I vest finnes den sterkt forstyrrede Senjaryggen som er relatert til N-S forkastninger. Deretter det dype Tromsøbassenget som også er avgrenset av N-S svakhetsoner, men hvor forkastningsaktivitet i østre begrensning er eldre og mindre intens enn i vest. Hammerfestbassenget avgrenses i nord og syd av N-SV forkastningssystem. Disse forkastningene har sannsynligvis kun vært aktivert i en kortere periode. Forkastningene dør ut østover, og øst for Hammerfestbassenget har det i Barentshavet vært innsynkning uavhengig av markerte forkastninger.

Den strukturelle inndeling som er skissert, har med unntak av Hammerfestbassenget likhetspunkt med Ø-V profil over Svalbard. Det er derfor ikke unaturlig å tenke seg noe liknende oppbygning av Barentshavet også nord for 72° N. Høydedraget som er angitt nord for Hammerfestbassenget, kompliserer imidlertid bildet noe. Det antas at dette høydedraget er dannet under et geologisk sett kort intervall, og at det er en sammenheng mellom eksistensen av N-S forkastningene og høydedraget. Den intrakratiske utvikling man antar har fortsatt fra Nordsjøbassenget nordover til Møre-Lofoten området, har stoppet i vestre del av Barentshavet.

b) GEOFYSISKE UNDERSØKELSER

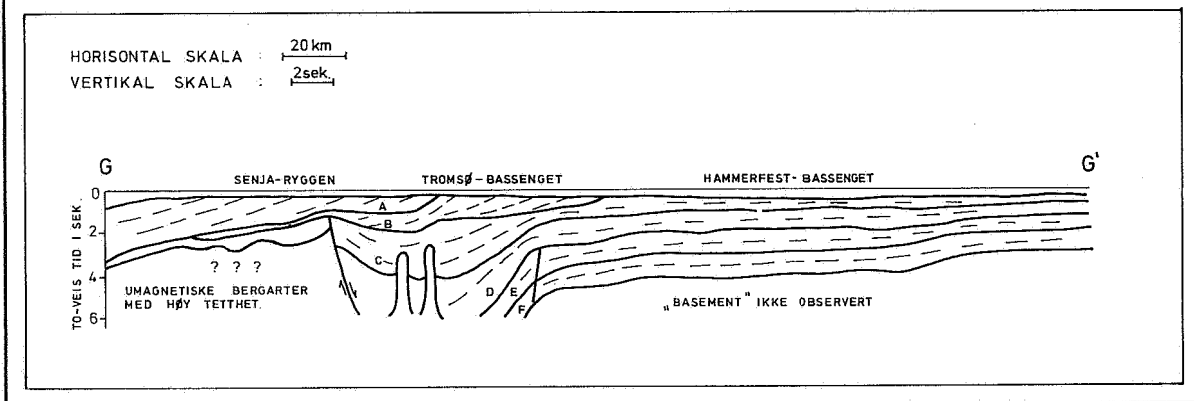
I 1974 fortsatte det statlige geofysiske undersøkelsesprogram i områdene nord for 62° N i et noe større tempo enn året før. Grunnen til dette var at Industridepartementet ønsket å få undersøkt i mer detalj de områder utenfor kysten av Troms som av oljedirektoratet er anbefalt åpnet for kommersielle undersøkelser etter petroleum.

Hovedvekten har fortsatt vært lagt på innsamling av seismiske data, men en har samtidig målt det gravimetriske og det magnetiske felt.

Geografisk fordeler de geofysiske undersøkelsene seg slik:

* Jfr. første omslagsside.

Fig. 4. 3. Strukturell tverrprofil i Barentshavet.



Møre-Lofoten	3 000 km
Troms	3 700 km
Finnmark	3 200 km
Barentshavet	3 200 km
Totalt 1974	13 100 km
Utført 1969-1973	18 800 km
Totalt	31 900 km

Kartskisse 4.4 og 4.5 gir en oversikt over seismiske profiler nord for 62° N i 1974.

Hensikten med undersøkelsene har dels vært å hente informasjon fra nye deler av kontinentalsokkelen, dels å få bedre kjennskap til geologien i mulige prospektive områder. Man har også forsøkt nye seismiske metoder i områder hvor det hittil har vært vanskelig å oppnå gode data.

Ved årets slutt var bare en liten del av data-mengden ferdig behandlet fra entreprenørens side, men kvaliteten av de seismiske data synes imidlertid å være god.

Møre-Lofoten undersøkelsene

Sokkelen fra 62° N til Lofoten er forholdsvis godt dekket ved tidligere års undersøkelser, men en del linjer ble også i år lagt til dette området. Hensikten var å klarlegge enkelte spørsmål så som sammenhengen i sør med Nordsjøen og de dypere deler av sokkelen (Vøring-plataet).

Statens oljedirektorat har nå avsluttet tolkningen av de seismiske linjene fram til og med 1973, og en foreløpig tolkningsrapport er utarbeidet. Det vil være naturlig å ta med også årets undersøkelser i den endelige tolkningsrapporten, slik at denne ventes å foreligge tidlig i 1975. Industriministeren er blitt orientert om de resultater som til nå er fremkommet.

Fra Møre-bassenget kan enkelte seismiske horisonter følges syd for 62° N og inn i deler av Nordsjøen hvor geologien er kjent fra boring.

Det er derfor mulig å tidfeste noen av horisontene i Møre-bassenget. Fig. 4.2 viser de geologiske hovedtrekkene i området.

I hovedtrekkene ligger den strukturelle og sedimentologiske utviklingen nær opp til den som er funnet lenger syd. Det finnes imidlertid også klare ulikhetspunkter, idet en del av de strukturtyper som har vist seg mest prospektive i den nordlige del av Nordsjøen, ikke er påvist utenfor Møre-Lofoten. Selv om området grenser opp til Nordsjøen, kan man ikke uten videre anta at suksessen herfra kan forfølges videre nordover.

Tromsundersøkelsene

De seismiske linjene fra Tromsundersøkelsene 1973 ble tolket av Statens oljedirektorat frem til i mai 1974. Kort tid etter ble tolkningsrapporten overlevert Industriministeren.

Datakvaliteten er for det meste god, men man har fremdeles problem i et mindre område nordover mot 71° N.

De geofysiske undersøkelsene viser at det umiddelbart utenfor kysten av Troms finnes mektige sedimentavleiringer. Mektigheten på sedimentene overskrider 10 000 m i store deler av området. Området utgjør videre en del av et større sedimentasjonsbasseng i Barentshavet.

Det seismiske nett fra 1973-undersøkelsene er for grovt til å kunne definere borelokaliteter. Det gir imidlertid en god regional oversikt slik at de geologiske hovedtrekk er blitt klarlagt. Rapporten konkluderer med at mer utfyllende undersøkelser bør utføres i et par mindre områder utenfor Troms. Ved valg av områder er det lagt stor vekt på å få maksimal geologisk informasjon for derved å få best mulig grunnlag for evaluering av mulighetene for funn av hydrokarboner utenfor Troms—Vest-Finnmark.

Undersøkelsene i 1974 ble konsentrert i et område utenfor Andøya-Senja og et område mellom 71° N og 72° N og mellom 13° Ø og 21° Ø. For å få klarlagt geologien i området bedre ble det benyttet en profilavstand på 2-9 km. Datainnsamlingen ble først avsluttet i november, og dataene er fortsatt til prosessering.

Ved årets utgang var fremdeles ikke den endelige avgjørelse tatt om hvilke område(r) som skal åpnes for videre undersøkelser.

Finnmark-undersøkelsene

I området mellom 70° 30' N og 72° N og mellom 25° Ø og 32° Ø ble det skutt 3200 km seismiske profiler i 1974.

Denne undersøkelsen er en utvidelse østover av den undersøkelsen som i 1973 ble foretatt utenfor Troms. Det er benyttet samme seismiske nett som i 1973.

En del av de seismiske linjene er ferdigprosessert, og resten ventes å foreligge tidlig i 1975. Det man til nå har sett, tyder på at området utenfor Finnmark har hatt omtrent samme geologiske utvikling som områdene lenger vest. Også årets undersøkelse har vist betydelige sedimentmektigheter like utenfor kysten. Kartleggingen av de regionale hovedtrekk i området vil imidlertid ikke kunne foretas før resten av linjene er ferdigprosessert.

Barentshavet-undersøkelsene

Det ble i 1974 også foretatt regionale undersøkelser østover i Barentshavet og nordover mot Svalbard. I alt 3200 km seismiske profiler ble skutt langs nord-sør og øst-vest linjer (Fig. 4.5). For å oppnå gunstigst mulige isforhold ble feltarbeidet igangsatt først i slutten av september. Isforholdene viste seg da å være meget gode, og man fikk skutt samtlige linjer som planlagt.

Feltarbeidet ble avsluttet i slutten av oktober, og prosesseringsarbeidet startet så snart datamaterialet forelå. Prosesserings- og tolkningsarbeidet fra denne undersøkelsen er gitt høy prioritet, og foreløpige seksjoner foreligger allerede av en del av linjene.

c) FORHANDLINGER OM GRENSEFORHOLD I BARENTSHAVET

Statens oljedirektorat var representert i forhandlingene om fastsettelse av grenselinjen mellom den norske og sovjetiske kontinental-sokkel i Barentshavet som pågikk i Moskva i perioden 25.—30. november 1974.

Forhandlingene var en fortsettelse av de drøftelser som ble påbegynt i Oslo 23. september — 5. oktober 1970.

d) BOREAKTIVITETEN PÅ SVALBARD

Det har vært drevet petroleumsrettede undersøkelser på Svalbard siden begynnelsen av 1960-årene, men med mindre intensitet enn i Nordsjøen. Den første boring fant sted i 1965, og til nå er det boret 7 brønner.

Det er boret to brønner på Hopen og to på Edgeøya, alle i relativt gamle bergarter, fra Karbon, Perm og Trias. På Spitsbergen er det også boret i yngre Mesozoiske og Cenozoiske bergarter. Det er til nå ikke gjort funn av hydrokarboner av betydning.

I 1974 er det Norsk Polarnavigasjon som har stått for den vesentligste del av boreaktiviteten, ett hull på Sarstangen er avsluttet mens ett på Kvadehuken skal gjenopptas våren 1975. Det Sovjetrussiske selskapet Trust Arktikugol påbegynte et borehull i Colesbukta ved Isfjorden i desember.

Oljedirektoratet utøver sikkerhetsmessig kontroll med borevirksomheten på Svalbard. I 1974 har det vært to inspeksjoner til Trust Arktikugols boreprosjekt i Colesbukta. Representanter fra oljedirektoratet var også i Moskva for å diskutere dette boreprosjektet.

Før Norsk Polarnavigasjon startet sin boring på Sarstangen, ble Terratests borerigg inspirert i bruk på Andøya for Norminol. I begge tilfeller er boreprogram gjennomgått og godkjent før boring har startet.

Oversikt over tillatelser til boring på Svalbard finnes: tab. H s. 59.

Fig. 4.4.

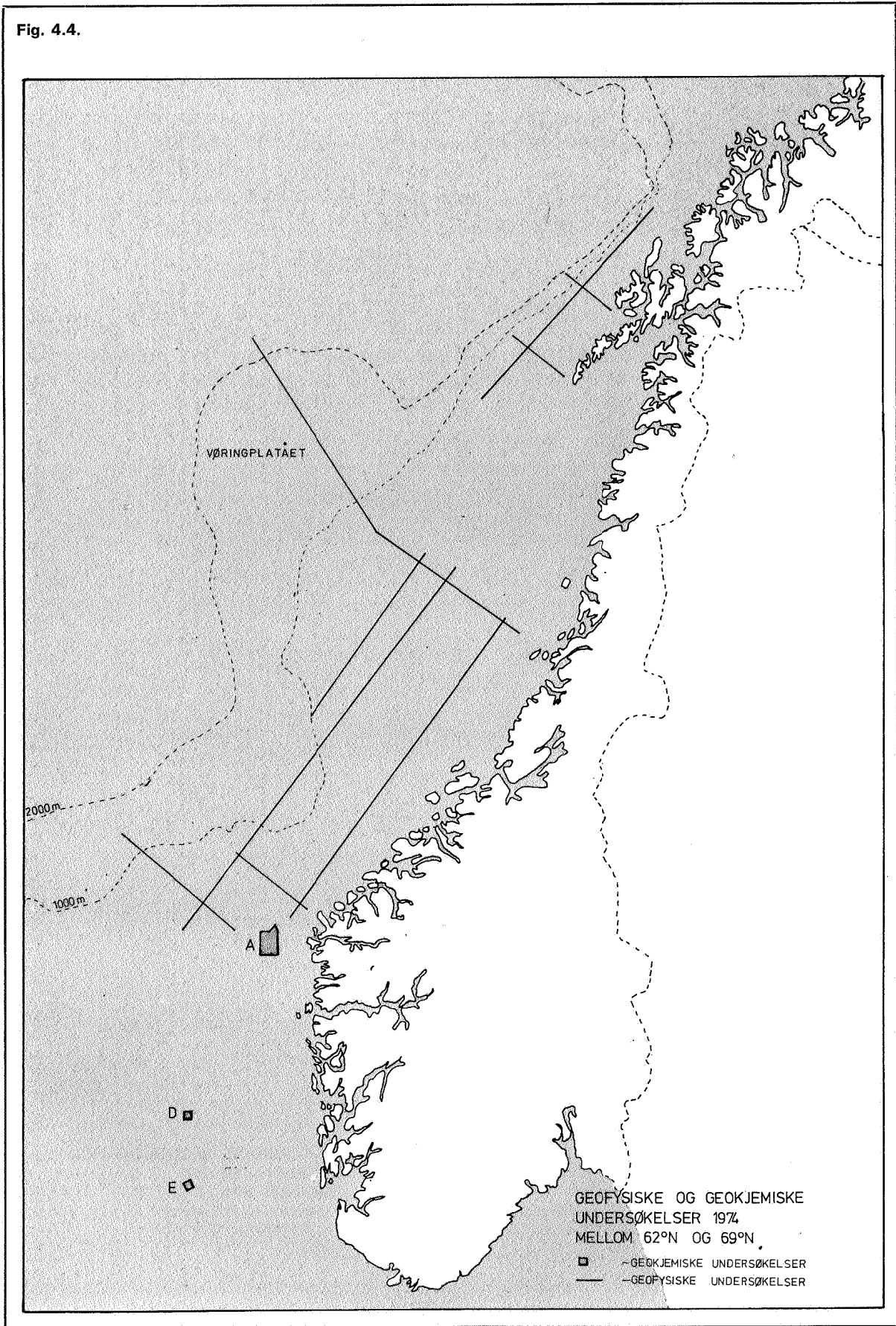
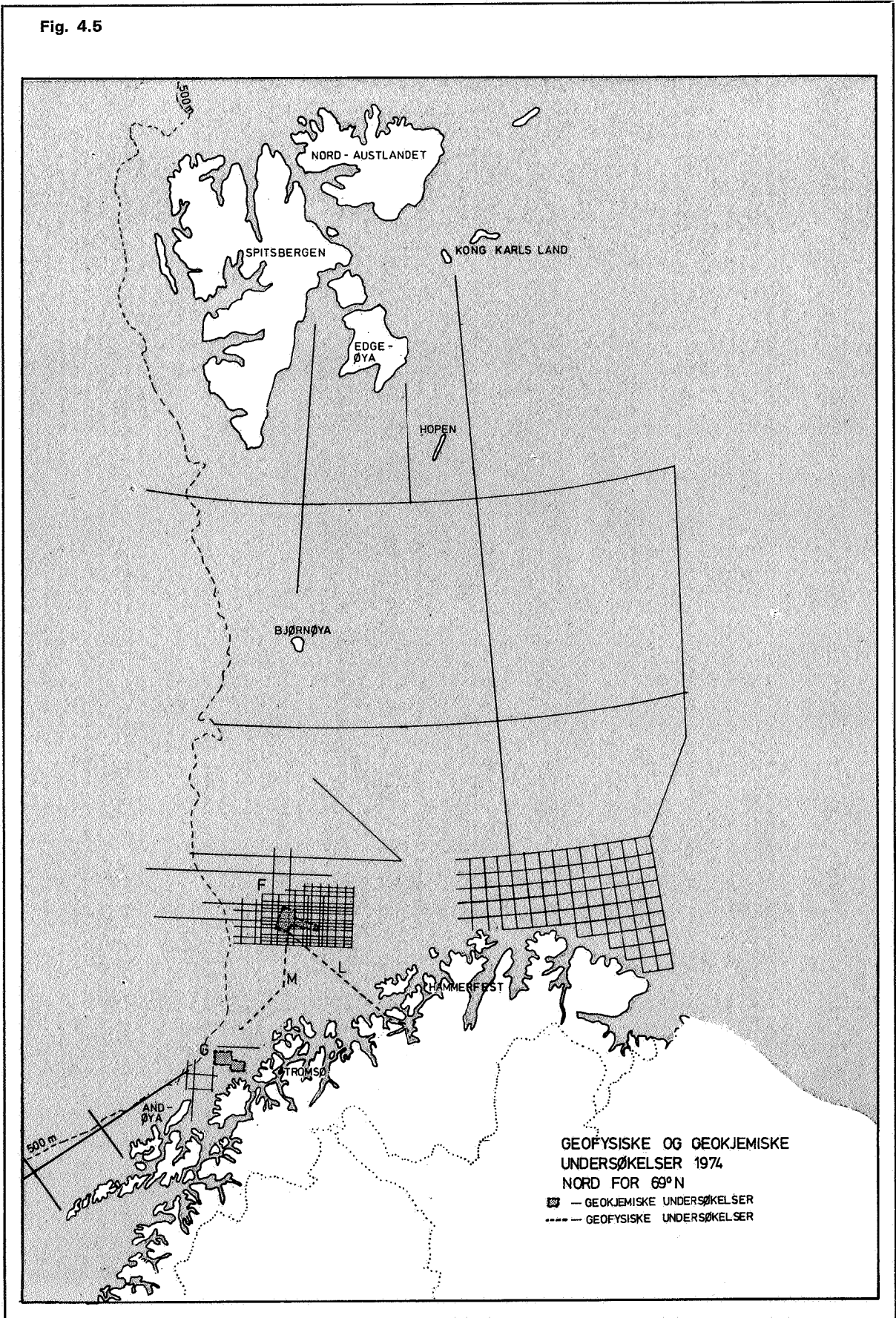


Fig. 4.5



5. Avgifter innbetalt til Statens oljedirektorat

a) AVGIFT FOR UNDERSØKELSESTILLATELSE

Statens oljedirektorat meddeler undersøkelsestillatelse i henhold til reglene i kapittel 2 i kgl. res. av 8. desember 1972. Undersøkelsestillatelser meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og for tillatelsen skal det forskuddsvis betales en avgift på kr. 20.000,— pr. kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevingen av denne avgift. I 1974 ble innbetalt i alt kr. 340.011,—.

b) AREALAVGIFT AV KONSESJONSOMRÅDER

Oljedirektoratet beregner og innkrever arealavgift i henhold til § 25 i kgl. res. av 8. desember 1972 (for konsesjoner gitt før 8. desember 1972 i henhold til § 25 i kgl. res. av 9. april 1965). Arealavgiften betales forskuddsvis for 6 år ved tildelingen, deretter forfaller den forskuddsvis hvert år inntil konsesjonen frafalles eller utgår. I 1974 var arealavgiften for konsesjoner tildelt i 1965 kr. 2.000,— pr. km². Det totale beløp utgjorde kr. 36.895.666,67. Dette er lavere enn beløpet for 1973 selv om avgiften har steget fra kr. 1.500,— til kr. 2.000,— pr. km², noe som skyldes at det i 1974 ble tilbakelevert ca. 8745 km² ved 2. gangs tilbakelevering av blokker tildelt i 1965. (Se pkt. 3.j).

c) PRODUKSJONSAVGIFT

Statens oljedirektorat står i likhet med beregning og innkassering av arealavgift også for beregning og innkassering av produksjonsavgift (royalty). Frem til nå er det bare oljeproduksjonen på Ekofisk som har vært avgiftsbelagt. Til og med 1973 tok Staten sin andel (10%) av verdien av produksjonen ut i form av penger. Prisforhandlingsutvalget i Industridepartementet forhandlet seg frem til en referansepris, mens direktoratet da foresto beregningen av beløpet og inkassasjonen. For året 1974 har Staten valgt i henhold til kgl. res. av 8. desember 1972 § 26, 10. ledd å ta ut sin produksjonsavgift i form av olje. Denne oljen er så stilt til disposisjon for Statoil for raffinering, salg og distribusjon. Oppgjørsformen overfor Staten v/ oljedirektoratet har vært gjenstand for flere forhandlinger og baserer seg på et kommisjonæropplegg hvor Statoil overfører til oljedirektoratet nettoinntekten av salget. Oljedirektoratet foretar så revisjon av Statoils regnskaper hva royaltyoljen angår.

Netto innbetalt i 1974 ble kr. 83.864.043,93 hvorav kr. 13.707.884,93 angikk sluttoppgjør for 1973.

Ordningen med uttak av royalty i form av olje vil fortsette også i 1975.

d) MALING

I forbindelse med produksjon av petroleum fra den norske kontinentalsokkel er det av stor viktighet for beregning av produksjonsavgift (royalty), produksjonsbonuser og skatter at den produserte petroleum bestemmes så nøyaktig som mulig både hva mengde, sammensetning og kvalitet angår. Mengden har direkte innflytelse på det offentliges inntekter, mens sammensetning og kvalitet har indirekte innflytelse gjennom verdiansettelsen på totalverdien av den petroleum som produseres på den norske kontinentalsokkel.

Som nevnt i oljedirektoratets forrige årsmelding er måleproblematikken gitt høy prioritet. I løpet av året har det vært avholdt møter med så vel Phillips som Amoco og Shell når det gjelder Ekofiskområdet og problemene i forbindelse med at olje og gass fra forskjellige felter og forskjellige eiere blir blandet på Ekofisk Center under produksjonsprosessen. Likeså har direktoratet vært i kontakt med produsenten av måleutstyret og med konsulentfirmaer for eventuelt engasjement i forbindelse med totalanalyser av systemenes godhet og nøyaktighet.

Representanter for oljedirektoratet har videre vært på rutinemessige kontroller av måleutstyret på Ekofiskfeltet, både den mekaniske og den elektroniske del av målestasjonen. Ved hver ankomst av royaltyolje til raffineriet på Sola har representanter fra direktoratet vært tilstede og foretatt kontrollpeiling av tankbåten for sammenligning med de data som er fremkommet på Ekofiskfeltet.

6. Vitenskapelige undersøkelsestillatelser

I henhold til kgl. res. av 31. januar 1969 er det i dag gitt 54 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. En oversikt over de tillatelsene som er meddelt i 1974, er gitt i tabell C side 51.

I 1974 ble det gjort en del vitenskapelige undersøkelser av større omfang på norsk kontinentalsokkel. Bl. a. gjorde det tyske Bundesanstalt für Bodenforschung vel 6 000 km reflek-sjonsseismikk i Barentshavet og på overgangen

mellom kontinentalsokkelen og dyphavet. Disse undersøkelserne var en del av et større prosjekt som ble utført i Norskehavet og ved Grønland nordover mot 80° N.

En søknad fremlagt av en gruppe norske vitenskapsmenn på vegne av en amerikansk forskningsinstitusjon ble avslått. Undersøkelsen ble likevel foretatt ved at «Glomar Challenger» bl. a. boret tre hull på Vøringplatået.

7. Geokjemiske undersøkelser

Statens oljedirektorat bestemte tidlig i 1974 å prøve om geokjemisk prospektering* kunne anvendes på den norske kontinentalsokkelen. Prosjektet hadde i første rekke 3 hovedmålset-tinger:

- 1) Å avgjøre om målbare mengder hydrokarboner har lekket ut fra reservoarene og opp i de øvre lag av bunnsedimen-tene.
- 2) Å teste hvilke typer prøvetakere som kan benyttes på forskjellige bunntyper, og hvordan såvel redskap som bunntype kan influere på resultatene.
- 3) Å finne ut om det er hensiktsmessig og nødvendig å benytte alle de 3 aktuelle typer målinger** og hvorvidt de — ut fra økonomiske vurderinger — gunstigste analysefirma også utfører til-fredsstillende arbeid.

For disse formål ble det tatt prøver fra 3 kjente områder i Nordsjøen. (Jfr. fig. 4.4 side 27.) Et felt med oljeregistreringer, E, et med produserbare gassfunn, D, og et med lovende strukturer, A. Fra disse 3 områdene er det til-sammen hentet og analysert 404 prøver. I til-legg til disse er 3 prøver hentet fra et fjord-område. Disse prøvene fungerte som «null» referanse.

Prøvetakingen foregikk i tidsrommet 20. mai til 13. juni med skipet M/S «Kleppe Senior».

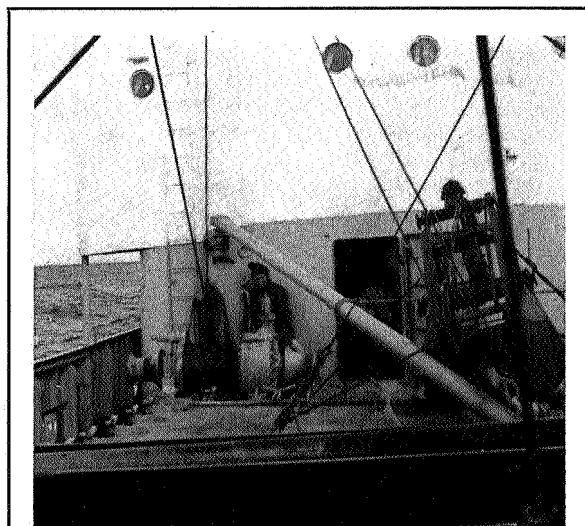
* For utfyllende lesing jfr. fagartikkel «Geokjemisk Prospektering, side 34.

** Jfr. Fagartikkel, side 34.

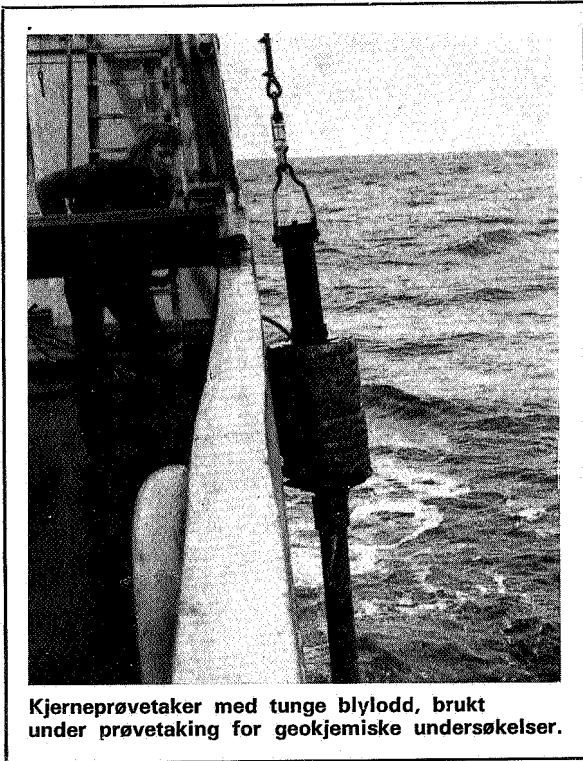
Dette er en 170 fot stor kraftbloksnurper som for anledningen var utstyrt med laboratorium og arbeidsrom fra NTNf's Kontinentalsokkel-kontor. Fra oljedirektoratet deltok toktleder samt en person på hvert skift. Til å forestå den tekniske del av innsamlingsarbeidet, prøve-taking og posisjonering, hadde direktoratet en-gasjert Kontinentalsokkelkontoret. Prøvene ble tatt med kjerneprøvetaker av 3 meter lengde og med stor sandgrabb.

Analysearbeidet ble utført ved 3 firma i USA.

De 3 firmaene har spesialisert seg innen fag-områdene geokjemisk prospektering. De har



Sandgrabb brukt under prøvetaking for geokjemiske undersøkelser.



Kjerneprøvetaker med tunge blylodd, brukt under prøvetaking for geokjemiske undersøkelser.

derfor nødvendige instrumenter, analysemetoder og erfaring i tolking av resultatene.

For oljedirektoratet er det viktig at firmaene også kan være behjelpelige med tolkingen av materialet, da det er denne som mer enn noe annet krever erfaring.

Prøvemateriale ble etter henstilling også sendt til en norsk institusjon som ønsket å bygge opp ekspertise på området.

Resultatene fra et av feltene er presentert i fig. 7.1. Figuren viser en ringformet anomali i den sentrale del av feltet. Alle tre sett maksimal-verdier synes å gi indikasjoner på at et olje/gass reservoar kan finnes innenfor den ringformede anomalien. Ved boring tidligere viser dette seg også å være tilfelle. Tolkingen av data ble foretatt uten kjennskap til oljefunnet.

Prøvene i feltet var svært sandige og måtte tas med stor sandgrabb. I noen grad var det mulig å få kjerneprøver fra området. Dette ble gjort for sammenligningens skyld. Datamengden er imidlertid for liten til å dra noen sikker konklusjon om hvorvidt kjerneprøvetakeren ville gitt bedre resultater enn storgrabben i dette tilfellet. Foreløpig ser det ut til at prøvene bør hentes minst 0,5 m under bunnen og helst dypere enn dette.

Resultatene fra denne undersøkelsen var såpass klare og oppmuntrende at det ble planlagt en ny undersøkelse allerede i 1974. Målsettingen for denne var å utvide område A samt prøve om metoden kunne anvendes også på de helt nordlige deler av kontinentalsokkelen, for

i så tilfelle å benytte geokjemisk prospektering i evalueringen av områder for åpning.

Undersøkelsesfeltene nord for 62° N ble valgt ut fra seismisk kartlegging, bunntyper og havdyp. Områdene er merket F og G i fig 4.5. Ettersom det i disse feltene ikke er foretatt noen dypere høringer, var det et sterkt behov for referansemateriale. Det ble derfor tatt prøver langs en linje, L, fra Altafjord til felt F, Tromsøflaket, og en linje, M, mellom Tromsøflaket og Malanggrunnen, jfr. fig. 4.5.

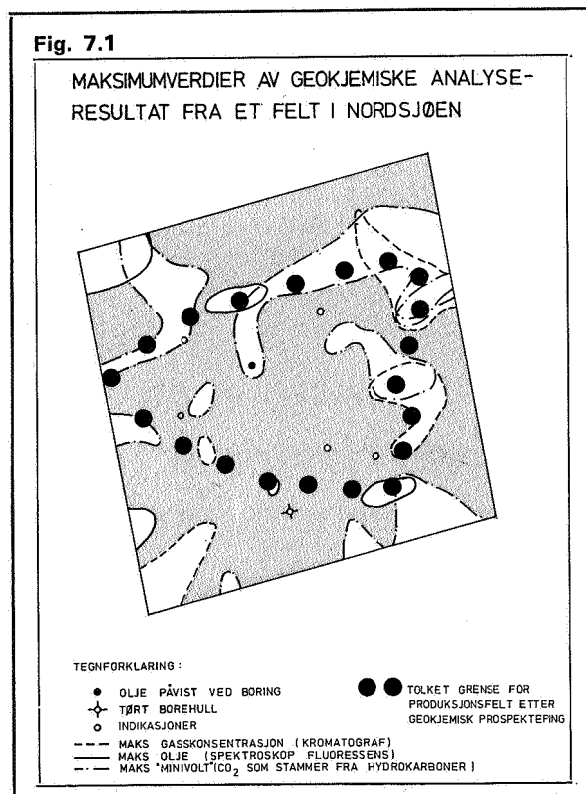
Toktet startet 9. september og ble avsluttet 14. oktober. Selfangstskuta M/S «Nordvarg» av Tromsø var engasjert for oppdraget. Brødrene Jacobsens Rederi hadde i tillegg til ordinært mannskap hyret personell som skulle være behjelpelig med prøvetakingen. Utstyret var leiet fra Kontinentalsokkelkontoret, og oljedirektoratet hadde toktleder samt 3 skiftledere ombord.

På dette toktet ble det tatt 555 prøver for analyse. Av disse er 337 hentet i den nordlige delen av kontinentalsokkelen. De øvrige 218 er tatt i tilknytning til felt A. (Jfr. fig. 4.4.)

Resultatene fra denne undersøkelsen foreligger bare delvis ved årets utgang.

Tilsammen er det i 1974 geokjemisk analysert 860 prøver fra 5 felt i Nordsjøen på den norske kontinentalsokkelen og 102 fra referanseområder.

Tilsammen har dette kostet 1.8 mill. kr. fordelt med ca. 1/3 på analysearbeidet og 2/3 på skipsleie, personell og utstyr i forbindelse med innsamling av materiale.



8. Conservation

§ 38 bokstav f i kgl. res. av 8. desember 1972 gir Industridepartementet hjemmel til å utarbeide nærmere bestemmelser for en forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation). Under Utvalget for sikkerhetsforskrifter som har fått i oppgave å utarbeide slike, ble det i oktober 1974 opprettet en egen

arbeidsgruppe til å fremme forslag til slikt regelverk. Gruppen består av fem medlemmer med representanter fra Industridepartementet og Statens oljedirektorat.

Gruppen tar sikte på å være ferdig med arbeidet i løpet av sommeren 1975.

9. Nye forskrifter

Statens oljedirektorat har i 1974 utarbeidet og sendt til uttalelse utkast til forskrifter for boring etter petroleumforekomster på den norske kontinentalsokkel. Svarfrist for uttalelse til utkast II var 10. oktober 1974. Forskriftene vil på flere punkter erstatte og utvide gjeldende sikkerhetsforskrifter fastsatt ved kgl. res. av 25. august 1967, særlig kapitlene IV, V og VI.

Statens oljedirektorat har forøvrig 8. november 1974 sendt til uttalelse utkast til midlertidige forskrifter for instrumentering av faste konstruksjoner. Slik instrumentering er nødvendig for å skaffe bedre kjennskap til miljøkrefte i de aktuelle farvann og konstruksjonenes reaksjon på disse sammenholdt med konstruksjonsforutsetningene. Det vil således bli fastsatt krav til instrumentering for registrering av miljødata (E-data) og belastningsdata (P-data). For gjennomføring av instrumentering, databe-

handling og vurdering av analyseresultater tar oljedirektoratet sikte på, i tillegg til egen ekspertise, å gjøre bruk av fagekspertise tilknyttet et bredt teknisk forskningsmiljø.

Ved kgl. res. av 22. mai 1970 ble det oppnevnt et utvalg med det mandat å fremlegge utkast til sikkerhetsforskrifter for produksjonsanlegg og utstyr, rørledninger og lagringsanlegg på havbunnen og regler for utnyttelse av petroleumforekomster. I mai 1974 overtok tjenestemenn ved Statens oljedirektorat så vel formannsvervet som sekretariatet i utvalget. Siden da er det i utvalget i løpet av 1974 avholdt 3 møter. Arbeidsgrupper under utvalget er blitt reorganisert. Flere tjenestemenn ved Statens oljedirektorat deltar nå i disse arbeidsgrupper som har holdt en rekke møter. Det antas at et utkast fra utvalget vil foreligge i løpet av første halvår 1975.

10. Internasjonal harmonisering av sikkerhetsforskrifter

I mars 1973 ble avviklet en nordvest-europeisk konferanse i London om «safety and pollution safeguards in the development of north-west european mineral resources». Følgende land var representert: Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland.

Delegasjonene anbefalte enstemmig:

1. Det skal være fri utveksling mellom deltagerlandene vedrørende alle eksisterende og foreslåtte sikkerhetsbestemmelser og antiforurensningsbestemmelser i forbindelse med offshore operasjoner.

2. At det skal opprettes tre arbeidsgrupper som hver igjen kan opprette undergrupper. I tillegg anbefales opprettet en begrenset arbeidsgruppe for ansvarsregler.
3. At deltagerlandene skal holde en ny konferanse, forslagsvis i 1975 for å vurdere hvilke fremskritt som er gjort i arbeidet med harmonisering av reglene og overveie videre skritt.

Arbeidsgruppe I ledes av Storbritannia og arbeider med spørsmål vedrørende innsamling, analyse og rubrisering av bl. a. bølge- og strømdata for å møte behovet for slike data for fastlegging av designkriterier. Konstituerende møte fant sted i London 3.—5. april 1974. Statens oljedirektorat og Sjøfartsdirektoratet er representert i arbeidsgruppen. En undergruppe av fagspesialister med representanter fra Storbritannia, Frankrike og Norge ble på møte i London 3.—5. april 1974 besluttet opprettet for å utrede visse spesifikt faglige spørsmål.

Arbeidsgruppe II ledes av Norge og arbeider primært med harmonisering av sikkerhetsforskrifter for flyttbare boreplattformer. Formanns- og sekretariatfunksjon for arbeidsgruppen ivaretas av Statens oljedirektorat. Arbeids-

gruppen hadde sitt konstituerende møte i Statens oljedirektorats lokaler 26. og 27. februar 1974.

Det er opprettet 4 undergrupper med representanter for 3 land i hver gruppe. Undergruppene rapporterer til Statens oljedirektorat om fremdriften i arbeidet. Avsluttende rapport ble avgitt 1. november 1974 av den undergruppe som har behandlet spørsmål vedrørende klassifikasjon av områder og krav til elektrisk utstyr i slike områder. De øvrige 3 undergrupper har som oppgave å utarbeide harmoniseringsforslag hva angår bl. a. krav til konstruksjon og styrke, stabilitet, redningsutstyr, brannslukning, brannsikring samt radioinstallasjoner.

Arbeidsgruppe III ledes av Forbundsrepublikken Tyskland. Konstituerende møte fant sted i Hannover 5. og 6. november 1974 hvor Statens oljedirektorat var representert. Arbeidsgruppen skal behandle spørsmål vedrørende sikkerhet, helse og velferd for personell, herunder sikkerhetsregler for dykking. Det ble på møtet i Hannover 5. og 6. november 1974 besluttet opprettet 3 undergrupper med representanter fra 3 land i hver gruppe. Statens oljedirektorat deltar i arbeidet i 2 av undergruppene under Arbeidsgruppe III. Første møte i hver av undergruppene ble avviklet i desember 1974.

11. Geokjemisk prospektering

I de fleste petroleumsprovinser kan geokjemiske undersøkelser brukes i utforskningen og kartleggingen av provinsen. Undersøkelsene utfyller og kompletterer de geofysiske, og kan på ingen som helst måte erstatte disse. F. eks. kan geokjemisk prospektering ikke fortelle noe om mektigheten av reservoaret eller dybden til dette. Undersøkelsene gir imidlertid direkte indikasjoner på forekomster av hydrokarboner i undergrunnen, og med tilstrekkelig antall prøver kan metoden gi antydninger om reservoarets utstrekning, og i noen grad også om forekomstene er dominert av gass eller olje. Geokjemisk prospektering kan derfor være et svært nyttig og relativt rimelig redskap i letingen etter gass og olje, og ikke minst i prioriteringen av områder for mer detaljerte undersøkelser. De geokjemiske undersøkelsene finner mest naturlig sted etter en grovskisjet geofysisk undersøkelse, men før boring. Foruten kartlegging av nye områder er geokjemiske studier også benyttet i gjenvinningen av tidligere utnyttede olje/gassfelt. Prinsippene i geokjemisk prospektering bygger på den eldste form for gass/olje leting. Denne var basert på registrering av gass/olje lekkasjer fra underliggende forekomster. Utviklingen av avanserte apparater har i dag gjort det mulig å måle hydrokarbonkonsentrasjoner av størrelsesorden milliarddeler (10^{-9}) med forholdsvis stor nøyaktighet. Lekkasjene registreres i prøver av såvel luft, vannmasser som jordarter. Ved undersøkelser av luft- og vannmasser er feilkildene ved lokalisering av målingene store på grunn av variasjoner i vind/strømforhold. Best kan metoden anvendes på jordarter som er dekket av vann, da disse i regelen er mindre utsatt for vitring, vegetasjon, grunnvannsstrømmer og forurensninger enn de løsmassene som ikke ligger under vann.

Metodikk, anvendelse og tolkning

Det finnes flere måter å registrere hydrokarboner i løsmassene på. Den vanligste formen går ut på å måle gassene fra metan til pentan. Målingene utføres ved hjelp av gasskromatograf. Gjennom de siste 30 år er det også utviklet en prosess som termisk separerer og måler den CO_2 som stammer fra hydrokarboner. I den senere tid har man utviklet et spektroskop med fluoreserende lys for å kvantifisere de tyngre fraksjoner av hydrokarbonene, fra kondensat, lette oljer og til asfalt.

I det følgende vil disse 3 metodene og noen av de resultater som er oppnådd, bli beskrevet. De fleste publiserte resultatene er gamle da analysefirmaene opererer på konsulentbasis, og følgelig er avhengig av godkjennelse fra oppdragsgiver før resultatene kan offentliggjøres.

For analyse med gasskromatograf blir prøvene dispergert, og finmaterialet blir skilt fra sanden og de grovere komponentene. 50-100 g av dette finmateriale, behandles med koppersulfat og fosforsyre dels for å hindre dannelsen av metan og dels for å fjerne de karbonater som måtte være til stede. Prøven blir deretter varmet under vakuum til 100°C for å drive ut absorberte og adsorberte hydrokarboner. Blandingen av luft og hydrokarbongasser samles i et kalibrert system for volumbestemmelse. Gassene overføres til kromatografen ved nitrogen og presses gjennom en kolonne i rekkefølge etter sin molekylvekt. Gassene passerer en hydrogenflamme med konstant strøm. Ioniseringsgraden måles elektronisk, og resultatet sammenlignes med standardmålinger for kvantitative gassberegninger.

Horvitz Research Laboratory, Houston, Texas, har benyttet denne type analyser i letingen etter olje og gass både på land og til sjøs i mer enn 30 år. Best kjent er undersøkelsene av flere oljefelt i Brazoria, Texas (Horvitz, 1954), og undersøkelsene utenfor kysten av Texas (Horvitz, 1957). Metoden er også anvendt i Sovjet-Samveldet med stor suksess, bl. a. på Apsheron halvøya ved Det Kaspiske Hav (Sokolov, 1970). Det er også kjent at flere større oljeselskaper med vekslende hell har benyttet geokjemisk prospektering av denne karakter. Arbeidet i de senere år har i det vesentlige vært konsentrert i den Mexikanske Gulften utenfor kysten av Louisiana og Texas.

Geokjemiske analyser med fluoresens spektroskop er en relativt ny metode og har i første rekke vært brukt i kartleggingen av oljeforurensninger. Flytende hydrokarboner avgir ved ultrafiolett belysning karakteristiske fluoresens. Denne kan registreres elektronisk og blir vanligvis kalt fingeravtrykk på grunn av registreringens form. Fin-partiklene i prøven skilles også her fra og settes i vann. Deretter tilsettes en væske som fanger opp hydrokarboner, vanligvis brukes syklohexan. Det hele rystes og settes bort. Hydrokarbonene er akkumulert i hexanvæsken som ligger på toppen. Under denne finnes et vannlag og nederst selve jord-

arten. Et representativt utvalg av hexanløsningen overføres til en ml stor kvarts tube. Tuben plasseres i fluorometer som mål for en ultrafiolett stråle. Et monokrometer blir brukt for å finne maksimal utstråling. Ved maksimal utstråling prøves kvarts cellen og løsningen i et spektrum mellom 250 og 550 NM ($10^{\pm 9}$ m). Fluorogrammet blir deretter sammenlignet med standardstørrelser for kvantitativ og kvalitativ bestemmelse av hydrokarbonene i løsningen. Den første og i regelen største toppen på fluorogrammet representerer kvarts cellen. Ettersom metoden er relativt ny, er det enda ikke publisert resultater fra undersøkte områder. Fluoreserende spektroskopi i letingen etter petroleum er imidlertid akseptert av den amerikanske geologiske undersøkelse.

Termisk separasjon av CO₂ gass i geokjemisk prospektering har bare vært benyttet av Geochemical Surveys, Dallas, Texas. Eierne har vært involvert i leting etter gass og oljeforekomster med denne metoden i nærmere 35 år. Helt nylig har firmaet tatt konsulentoppdrag uten selv å ta del i utvinningen av feltet. Av denne grunn har metoden til nå vært holdt strengt hemmelig. Metoden består i å bestemme CO₂ utviklet fra organiske leirkompleks ved temperaturer høyere enn de som trengs for å destruere fritt organisk materiale, men lavere enn de temperaturer som skal til for å frigjøre CO₂ fra karbonatmineralene. Dette organiske leirkomplekset blir sannsynligvis dannet ved at hydrokarboner migrerer fra underliggende reservoar og reagerer med kalsittiske leirer og danner karbonylgrupper og protokalsitt.

Prøvene blir tørket i ovn i 24 timer ved 117° C. Materialet blir pulverisert, slemmet og overført til sikt, maskevidde 40 micron. 3 g materiale settes i små prøvekar (skip) som igjen plasseres i forbrenningsovn. Prøven forbrennes ved at oksygen ledes over skipet i 15 minutter, temperatur 500° C. Her fordampes CO₂ gass som stammer fra humus, kull, lignitt o. l. Temperaturen kontrolleres ved kontinuerlig plotting under forbrenningsprosessen. Etter denne forbrenningen overføres prøven til en annen rekke i ovnen og varmes til 600° C ved flytende nitrogen. Den utviklede CO₂ gass registreres på glødetråd i millivolt (mv). Temperaturområde 510°—580° C brukes for analyse. Mv tilsvarer erfaringsmessig 10.000 deler CO₂. Selv om metoden i detalj ikke har vært publisert har firmaet gitt opplysninger om resultatene fra noen oljefelt, blant annet Sojourner, Haskell, Texas, (Ransone 1958), Hardy-feltet, Jones, Texas (Ransone 1947) og Sixto-feltet, Starr, Texas (Ransone 1968).

Selv om de 3 metodene er forskjellige finnes visse felles trekk. Alle analysene bygger på at det finnes materiale i prøven som er finere enn 63 micron. I ensartede grovkornige jordarter gir geokjemisk prospektering ingen mening.

Videre bygger tolkningen stort sett på kvadratiske prøvenett med tetthet av størrelsesorden 1/2 til 1 km. Letingen etter avslørende trekk ved registreringene er også stort sett lik. De mange faktorer som kan influere på mengden hydrokarbonindikatorer i den nære overflate, gjør bl. a. at variasjoner innenfor mindre områder og formen av anomalier er av større betydning enn den absolutte mengde hydrokarboner som observeres. Den beste indikasjon på et underliggende hydrokarbonreservoar gis ved en ringformet anomali. Da petroleumsreservoarenes geometri bare sjelden har en vakker symmetrisk form, er de fleste anomalier også uregelmessige i formen. En kvart-måne eller halv-måne form kan imidlertid indikere et forkastningskontrollert reservoar eller olje/vannkontakten i en stratigrafisk felle. Enkelte steder vil seismiske undersøkelser avsløre årsaken til anomalier og deres form, i andre tilfeller kan disse bare bestemmes ved boring. Amøbeliggende sentrerte høyregistreringer i et område med gjennomgående relativt lave hydrokarbonmålinger kan indikere mindre reservoar, men også et større reservoar med svært uregelmessig geometri. Vanligvis kreves det både seismiske undersøkelser og boringer for å gi en fullgod karakteristikk av reservoaret.

Tolkningskombinasjoner av flere geokjemiske metoder gir langt bedre resultater enn om man bare har en analyseform å holde seg til. F. eks. vil gassreservoar ikke registreres ved fluoresens målinger, og oljereservoarer med lavt gass/oljeforhold vil ikke gi klare og gode indikasjoner ved hjelp av gaskromatografanalyser. Videre kan analyseverdiene ved termisk separasjon av CO₂ gass være forstyrret av oksydasjon og mikroorganismer. Dersom alle 3 metodene indikerer en anomali kan de seismiske undersøkelsene konsentreres om å kartlegge den underliggende forekomsts geometri. Dersom bare en av de geokjemiske analysemetodene klart viser en anomali, bør den seismiske tolkningen konsentreres om å finne grenseoverganger mellom olje og vann likesåvel som reservoarets geometri. Sammenfallende gode indikasjoner både ved seismikk og geokjemi øker mulighetene for et underliggende produserbart reservoar og bringer risikoen for mislykket boring ned til langt under gjennomsnittet. Risikoen for mislykket boring øker tilsvarende dersom ingen av de geokjemiske anomalier faller sammen med resultatene fra de geofysiske undersøkelsene.

Den samlede erfaring representert i laboratorier og oljeselskaper som har drevet med lignende undersøkelser, tilsier at geokjemisk prospektering kan være vellykket både i letingen etter nye felt og i gjenvinningen av eldre.

For større regionale undersøkelser er det nødvendig å samle og sammenfatte all mulig informasjon som kan brukes i kartleggingen og

registreringen av petroleumforekomster. Det synes å være enighet innenfor de fleste firma om at geokjemisk prospektering i så måte er et verdifullt og relativt rimelig redskap.

Prøvetaking og begrensning av områder

Registreringer i størrelsesorden milliarddeler er ømfintlige. Små forurensninger kan gi store utslag. Dette krever at såvel prøvetakere som omgivelsene må rengjøres godt fra prøve til prøve. Det er mulig å legge inn rutiner som neglisjerer hydrokarboner fra ferdige petroleumprodukt. Slike rutiner fordyrer og forlenger analyseprosedyren og er derfor lite ønskelige. Rensligheten og vaskeprosedyrene skiller følgelig prøvetaking for geokjemisk prospektering fra prøveinnsamling for vanlige litologiske og geotekniske studier.

Forurensninger finnes også i selve jordarten. Det er derfor nødvendig å hente materiale fra lag som er relativt stabile. I marine miljø vil dette si under mulig forurensningsgrense fra skip og lignende, mikrobiologisk storstilet aktivitet og under aktivitetssonen for vesentlige kjemiske reaksjoner mellom sjøvannet og bunnen. Optimal dybde for prøvetakingen er ca. 3-6 m. Flere typer prøvetakere kan benyttes. For å komme tilstrekkelig langt ned i bunnen er det imidlertid nødvendig med kjerneprøvetakere. Skrapetrekke og forskjellige typer grabb tar i første rekke prøver fra de øvre 10-60 cm. I tillegg til den forurensning som her kan forekomme, er disse prøvene sannsynligvis også utsatt for en sterk utvasking av eventuelle fin-kornige hydrokarbonbærende partikler. Kjerneprøvetakerne er på den annen side svært avhengige av jordartstypen. Det finnes roterende og vibrerende kjerneprøvetakere som kan ta prøver i stort sett alle jordartstyper. Disse prøvetakere er imidlertid avhengig av svært stabile værforhold. Man er følgelig henvist til enklere stempelprøvetakere og vanlige kjernebor som drives ned ved sin egen tyngde. Kjerneboret er robust og enkelt å operere, og i leirige jordarter gir det meget gode prøver. Stor grabb kan i noen grad benyttes, da denne har større evne til å trenge ned i sedimentet enn de skrapetrekke som vanligvis brukes for innsamling av marine prøver.

Utvelgelsen av undersøkelsesområder for en større regional kartlegging, f. eks. av den norske kontinentalsokkelen begrenser seg følgelig til de områder hvor det er mulig å ta meningsfylte prøver. Dette er i det alt vesentlige avhengig av jordartstypen.

Som det fremgår av analysemetodene utføres disse i det alt vesentlige på de mer fin-kornige partiklene. I områder hvor materialet består utelukkende av grovsand, grus og stein, er det derfor svært vanskelig å utføre geokjemisk prospektering, med mindre man trenger

igjennom dette laget og kommer ned i fin-kornige jordarter.

Bruk av vibrerende eller roterende kjerneprøvetakere er sterkt begrenset av værforholdene og følgelig er det vanskelig å dekke et større område med disse innenfor en rimelig tidsmessig og økonomisk ramme. Større sandgrabb tar prøver i alle typer sediment. Det gjenstår til fulle å utprøve hvorvidt denne form for prøvetaking kan gi verdifull informasjon også for geokjemisk prospektering.

Dersom det er mulig å bruke prøver tatt med stor sandgrabb i prospekteringen, så betyr dette at prøver til petroleumrettede, geokjemiske undersøkelser bare er ubrukbare i områder med ensartede, grovkornige jordarter. På den norske kontinentalsokkel betyr dette visse mindre begrensede områder i de grunnere deler av bankene.

Litteraturreferanser:

Horvitz, Leo, 1954:

Near Surface Hydrocarbons and Petroleum Accumulations at Depth.
MINING ENGINEERING, DECEMBER 1954.

Horvitz, Leo, 1957:

How Geochemical Analysis Helps the Geologist Find Oil.
OIL AND GAS JOURNAL NOV. 11, 1957.

Ransone, W. R., 1947:

Geochemical History of the Hardy Oil Field, Jones County, Texas.
GEOPHYSICS, VOL 12, NO 3, P 384-392.

Ransone, W. R., 1958:

Case history of the Sojourner Oil Field, Haskell County, Texas,
GEOPHYSICS, VOL 23, P 574-578.

Ransone, W. R., 1968:

Case History of the Sixto Oil Field, Starr County, Texas, A Geochemical Discovery. in "UNCONVENTIONAL METHODS IN EXPLORATION FOR PETROLEUM AND NATURAL GAS".
Southern Methodist University, Dallas, Texas.

Sokolov, V. A. et al. 1971:

The New Methods of Gas Surveys, Gas Investigations of Wells, and some Practical Results, Geochemical Prospecting.
CAN. INST. MINING MET.,
Special vol 11, p. 538-543.

12. Seismiske undersøkelser

Innledning

I prospektering etter hydrokarboner, det være seg olje eller gass, er de geofysiske undersøkelsesmetoder svært viktige. Spesielt i dag da man har gått ut på kontinentalsokkelen for å utforske mulighetene, er disse ofte de eneste hjelpemidler man har før et borehull er satt.

På land kan geologene ved direkte studier av bergartene i et område, mer eller mindre sikkert fastslå geologien i undergrunnen. Ute på kontinentalsokkelen derimot har man fått et vannlag som skiller geologen fra geologien. Da er det at en må basere sin viten om geologien på indirekte geofysiske metoder.

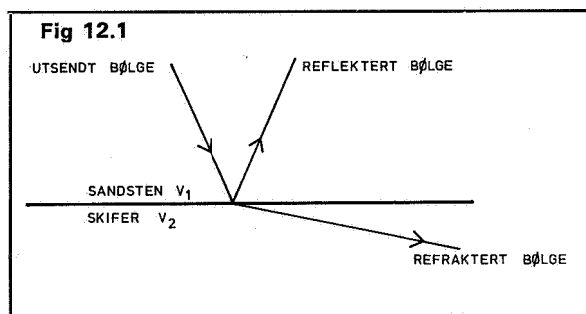
De geofysiske metodene som anvendes i oljeprospektering, er først og fremst de seismiske, men til en viss grad blir også gravimetrisk og magnetometriske metoder benyttet. Andre fysiske egenskaper til bergartene så som elektriske og radioaktive kan også måles.

Teori

I seismologien generelt og i seismisk prospektering spesielt benytter man seg av det faktum at elastiske eller seismiske bølger forplanter seg med ulik hastighet (v) i ulike bergartstyper. Forplantningshastigheten er avhengig av de elastiske konstantene i og tettheten av materialet.

Når en seismisk bølge brer seg i undergrunnen som vanligvis er sammensatt av ulike bergartslag, vil spesielle bølgetyper oppstå ved overgang fra et lag (f. eks. sandsten) til et annet (f. eks. skifer).

Som figur 12.1 viser vil det i prinsippet oppstå to nye bølger ved en slik overgang.



Utsendt bølge: Bølgen som treffer grenseflaten mellom to lag (forplantningsretningen er i pilens retning).

Reflektert bølge: En del av den utsendte bølgen blir reflektert tilbake i det samme laget, fra grenseflaten.

Refrakert bølge: Den delen av den utsendte bølgen som går gjennom grenseflaten.

Under visse betingelser så som $v_2 > v_1$, vil den refrakterte bølgen gå i toppen av det underliggende lag (skiferen på figuren) langs grenseflaten. Denne bølgen blir kalt den kritisk refrakterte bølge, og det er den som blir registrert i refraksjonsseismikken (f. eks. sonarbøyer).

Ved refleksjonsmålinger som er langt den viktigste metoden, er det den reflekterte bølgen som blir registrert.

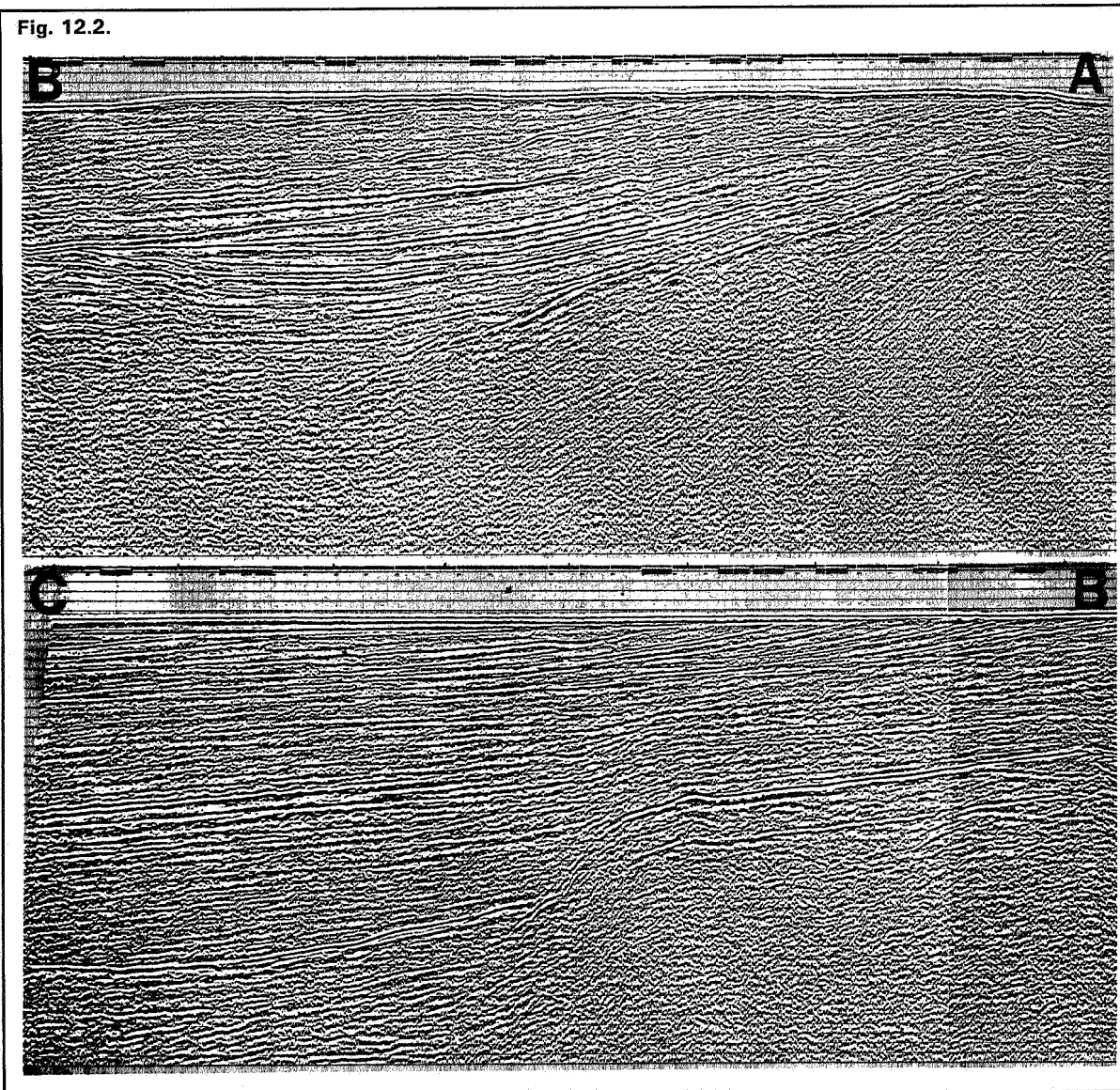
Når man kjenner forplantningshastigheten, kan man ved å måle tiden som går fra en bølge er sendt ut, reflektert og returnert til overflaten, beregne dypet til den reflekterende grenseflate. I praksis vil det si at en måler gangtiden til bølgene. Ved hjelp av spesielle metoder finner en forplantningshastighetene og kan dermed beregne dypene til de reflekterende flater.

Feltopplegg

Det vil være naturlig å dele et moderne refleksjonsseismisk opplegg i tre komponenter:

1. For å generere seismiske bølger må man ha en kilde (energikilde). Tidligere ble utelukkende dynamitt benyttet, mens det i dag vanligvis anvendes trykkluft.
2. Registreringsutstyr er nødvendig for å omforme de reflekterte seismiske bølgene (signalene) til elektriske impulser. Til dette benyttes hydrofoner (på land geofon) som er en slags mikrofon og som er fordelt over en lang kabel (2400 m).
3. For å lagre og fremstille denne informasjon i form av reflekterte bølger, benyttes digitale instrumenter. Disse instrumenter omdanner det elektriske signal fra hydrofonene til tallverdier som avleses et visst antall ganger i sekundet (f. eks. 250), og registreres på magnetbånd.

Fig. 12.2.



Databehandling

Når arbeidet i felten er avsluttet, blir magnetbåndene som inneholder alle nødvendige data sendt til et databehandlingssenter. Her blir en lang rekke ulike prosesser anvendt for å utføre korrelasjoner, sammenstillinger og forbedringer i datakvaliteten. Det endelige produkt foreligger så i form av seismiske seksjoner (profiler) som fig. 12.2 er et eksempel på.

Den vertikale skala på en seismisk seksjon er i gangtid (sekunder), det vil si den tid en bølge bruker på å gå fra overflaten og bli reflektert tilbake til overflaten igjen (toveis gangtid).

Den horisontale utstrekning beskriver den linje eller profil som det er målt langs. Sjøbunnen er den første refleksjon, etter den ser vi refleksjoner fra dypere geologiske horisonter (lag). Da den seismiske hastighet varierer med

de ulike geologiske lag, men vanligvis øker med dypet, vil dybdeskalaen i meter ikke være lineær. Det vil si i løpet av det første sekundet på seksjonen tilbakelegger en seismisk bølge et forholdsvis lite veistykke (f. eks. 1000 m). Dypere i seksjonen er kanskje den seismiske hastighet økt så mye at i løpet av et sekund har hele 2500 m blitt tilbakelagt.

Eksempler på hastigheter i ulike stoffer og tilsvarende dybde i meter for 1 sekunds toveisgangtid er gitt i tabellen nedenfor:

Stoff	Hastighet	Dybde i m
Vann	1500 m/s	750 m
Unge sedimenter	1500-2500 m/s	750-1250 m
Sedimenter	2500-4000 m/s	1250-2000 m
Grunnfjell	5000 m/s	2500 m

13. Oljeboring — litt om prinsipper, metoder og utstyr

Historikk

Den første dypboring som er beskrevet i historien daterer seg til år 221 f. Kr. Dette skjedde i China hvor man boret vannbrønner til et dyp på hele 1000 m med forbausende primitivt utstyr.

Vår tids petroleumsindustri startet i 1859 da Colonel Drake boret sin berømte brønn i Titusville i Pennsylvania. Dette er den første kjente brønn som ble boret med den klare hensikt å lete etter olje.

Oljeboring offshore startet etter 2. verdenskrig. Utviklingen har vært stor siden den første spe begynnelse da man forlot det faste land og boret fra lektene på meget grunt vann så og si i strandkanten og frem til vår tids mest moderne flytende plattformer som er konstruert for å bore på vanddyb på opptil 500 m i de mest værharde omgivelser.

Til tross for den revolusjonerende utviklingen m.h.t. i hvilke omgivelser oljeboring kan foregå, er selve boreutstyret i sin prinsipielle oppbygging forbausende lite forandret de siste 50 år. Det er med det omkringliggende utstyr, og da i første rekke den mobile plattformen og kommunikasjonen mellom denne og havbunnen det har foregått en utvikling av ny og dels revolusjonerende teknologi. At boreutstyret også er forbedret gjennom tiden kan best beskrives ved at i 1919 var de maksimale hulldyp ca. 1000 m mens tallene for 1957 og i dag er henholdsvis 7000 m og over 10000 m. Dette vel og merke fra landoperasjoner. Offshore er dypest hull til nå 8000 m, mens det dypest hullet på norsk sokkel er 5000 m.

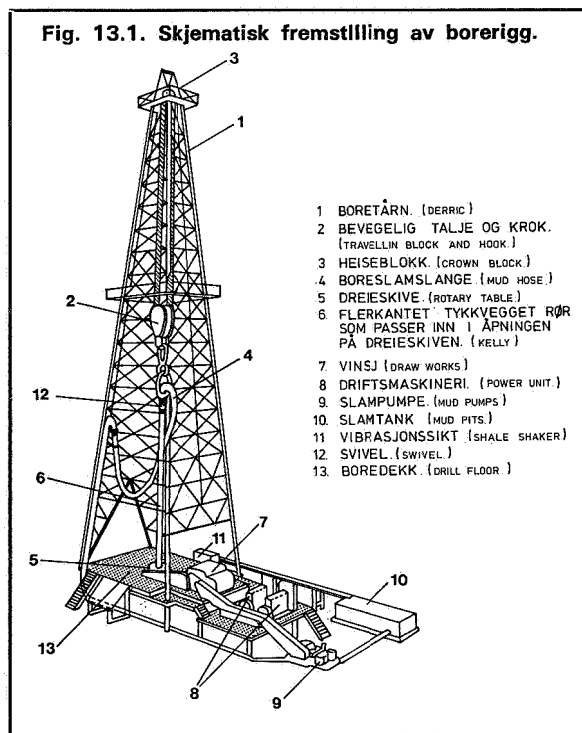
Boreutstyr

En borerigg er satt sammen av følgende hovedelementer: (Fig. 13.1).

1. Boretårn (derrick)
2. Heisespill eller vinsj (draw works)
3. Rotasjonsbordet (rotary table)
4. Pumper for boreslam (mud pumps)
5. Driftsmaskineri (power unit)
6. Borestrengen (drillstring)

I boretårnet henger et taljesystem med en heiseblokk (crown block) fast montert i toppen av boretårnet og en bevegelig blokk (travelling block) som henger under denne. Under travelling block henger en solid krok. Dette heisesystemet drives via en stålwire av en vinsj som står på boredekket (drillfloor).

Fig. 13.1. Skjematisk fremstilling av borerigg.



- 1 BORETÅRN. (DERRICK)
- 2 BEVEGLIG TALJE OG KROK. (TRAVELLIN BLOCK AND HOOK)
- 3 HEISEBLOKK. (CROWN BLOCK)
- 4 BORESLAMSLANGE. (MUD HOSE)
- 5 DREIESKIVE. (ROTARY TABLE)
- 6 FLERKANTET TYKKVEGGET RØR SOM PASSER INN I ÅPNINGEN PÅ DREIESKIVEN. (KELLY)
- 7 VINSJ (DRAW WORKS)
- 8 DRIFTSMASKINERI. (POWER UNIT)
- 9 SLAMPUMPE. (MUD PUMPS)
- 10 SLAMTANK (MUD PITS)
- 11 VIBRASJONSSIKT (SHALE SHAKER)
- 12 SVIVEL. (SWIVEL)
- 13 BOREDEKK. (DRILL FLOOR)

Heisemekanismen i boretårnet er nødvendig for håndtering av en rekke tunge ting i forbindelse med boreoperasjonen.

Viktigst er:

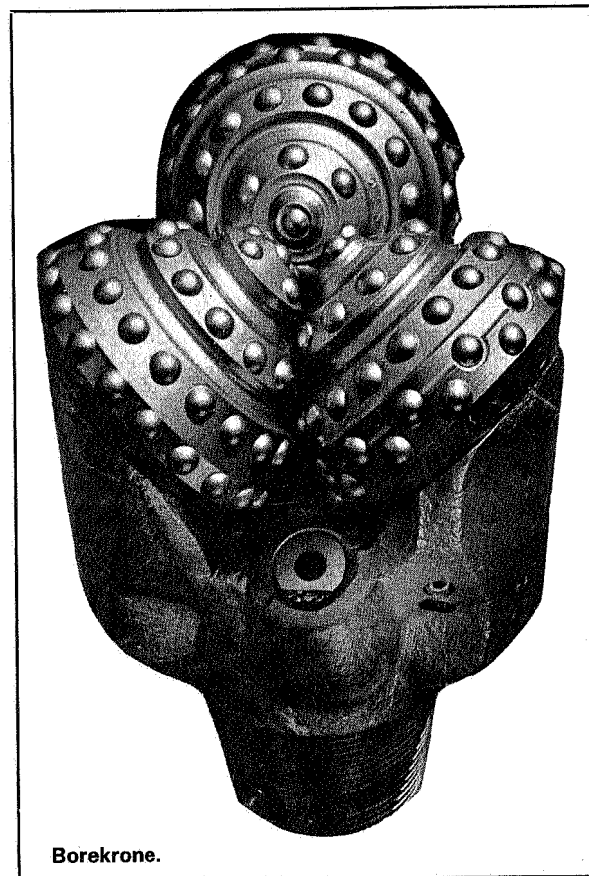
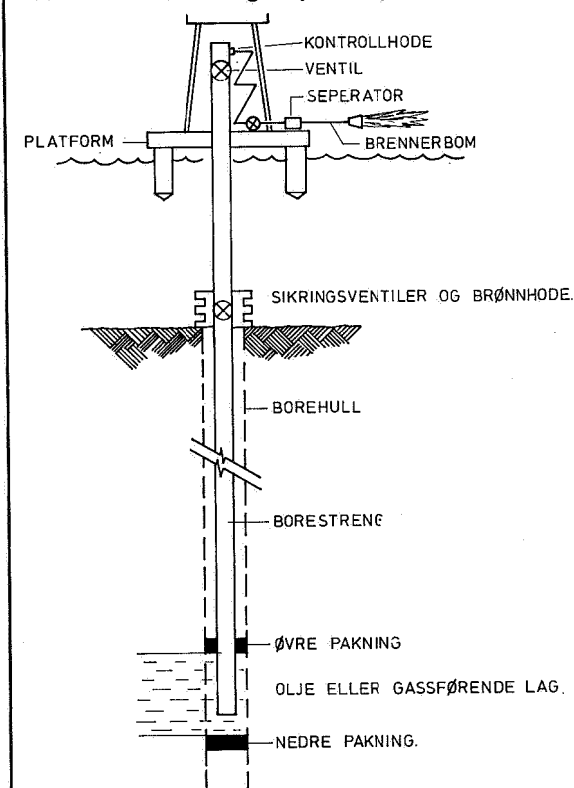
- borestrengen
- foringsrør
- marin returledning
- sikringsventiler.

Et moderne boretårn med tilhørende utstyr er vanligvis konstruert for å kunne løfte opptil 500-600 tonn. Høyden på tårnet er ca. 45 m.

Rotasjonsboring (Rotary drilling)

Praktisk talt all oljeboring i dag foregår ved rotasjonsboring. Prinsippet er at en spesielt utformet borekrone (drill bit) i enden av borestrengen (fig. 13.2) ved hjelp av trykk og rotasjon borer eller gnager ut hullet. Trykket mot bunnen av hullet oppnås ved å montere spesielle vektlegemer (drill collars) nederst i borestrengen like over borekronen. I øverste ende av borestrengen, på overflaten, er montert et mangekantet rør (kelly). På boredekket ligger rotasjonsbordet som i sentrum har en utsparring eller et hull (kellybushing) med samme form som kelly. Rotasjonen overføres fra rotasjons-

Fig. 13.2.
Forenklet fremstilling av produksjonstest.



Borekrone.

bordet til borestrengen ved at kelly står i dette hullet. Etterhvert som borehullet avanserer nedover glir kelly ned gjennom kellybushing.

Mellom kelly og vektlegemene på bunnen består borestrengen av borerør (drillpipe). Disse finnes vanligvis i lengder på ca. 9 m. Borerørene skjøtes inn under kelly etterhvert som hullet blir dypere. Rørene skrues sammen med spesielt utformede gjenger (tool joints).

Når borestrengen trekkes ut av hullet for f. eks å skifte borekrone blir borerørene lagret stående i boretårnet, oftest i 3 sammenskrudde lengder (stands).

Boreslam (Mud)

Boreslammet eller borevæsken har 4 hovedfunksjoner:

1. Øyeblikkelig fjerne utboret materiale fra borekronens underside slik at tennene på kronen hele tiden ligger an mot fast fjell.
2. Bringe utboret materiale opp til overflaten.
3. Gi hydrostatisk trykk i borehullet. På denne måten hindres hullet fra å rase sammen. Likeledes hindres væske eller gass som står under trykk i porene i bergarten fra å trenge inn i borehullet.
4. Smøring og kjøling av borekronen.

Under boring pumpes boreslammet ned gjennom borestrengen som er hul. I borekronen finnes fra en til tre dyser. Hullbunnen renses ved at boreslam spruter ut av dysene med stor fart. Boreslammet returnerer til overflaten i ringvolumet mellom hullveggen og borestrengen (annulus). Her fraktes utboret materiale opp. På overflaten må slammet passere et vibrasjons-sikt (shale shaker) før det renner ned i store tanker (mud pits). På siktet fjernes utboret materiale (cuttings). Fra lagertankene starter en ny sirkulasjonsrunde: Boreslammet pumpes av store høytrykkspumper (mud pumps) (fig. 13.1) til et fast rør som løper et stykke oppover langs boretårnet (stand pipe). Fra standpipe går slammet over i en gummislange (mud hose) som er koblet til en roterende sammenkobling (svivel) som står på toppen av kelly. Svivelen har den unike funksjon at den bringer boreslammet fra riggens faste del til den roterende borestrengen uten lekkasjer.

Boreslammet har spesielle egenskaper som væske. De viktigste er varierende egenvekt. (1-2 kg/dm³) og høy viskositet (tykflytende).

Foringsrør (casing) og sikringsventiler (blow out preventers)

De sedimentære bergarter som oljeboring foregår i, har varierende og dårlig holdfasthet eller mekanisk styrke. For å hindre at hull-

veggen i visse tilfeller skal rase inn og i andre tilfeller at trykket fra boreslammet skal sprengte hullveggen, må hullet stives av med foringsrør. Dette er sylindriske rør som føres ned i hullet fra overflaten. Rørlengder på ca. 12 m skrues sammen med gjenger og muffe og danner et sammenhengende rør som går fra overflaten til et gitt dyp. Rørene har noe mindre diameter enn det hullet de settes i. I mellomrommet mellom hullvegg og rør presses inn sement som etter størkningen danner en god forankring for røret. Til dette formål benyttes spesielle sementkvaliteter.

Ett foringsrør er ikke nok. Avhengig av hulllets dyp og rekkefølgen på de sedimentære lag som gjennomtrenges anvendes varierende antall foringsrør (fig. 13.3). Prosedyren er at når et foringsrør er satt og sementert fortsetter boringen med en borekrone som har en noe mindre diameter enn det satte foringsrør. Når det åpne hullet har nådd et dyp som gjør at hullet må fores, trekkes borestrengen ut. Deretter settes et nytt foringsrør fra overflaten og ned i bunnen av åpent hull. Dette røret har så liten diameter at det passer i det åpne hullet. På denne måten blir foringsrørene satt inn i hverandre.

Det ytterste og øverste foringsrøret (vanligvis 30") settes gjennom løsmassene som ligger over selve bergartsformasjonene. På overflaten (på flytende plattformer ligger dette på hav-

bunnen) danner det ytre foringsrøret feste for brønnehodet (wellhead). Inne i brønnehodet forankres de neste foringsrørene i spesielle flenser (casing hangers).

Når boringen har nådd et visst dyp opptrer faren for at hullet kan gjennomtrengte soner som har unormalt høyt poretrykk (abnormal pressure). Under normale, kontrollerte forhold vil man sørge for å balansere det økede poretrykket ved å øke egenvekten på boreslammet slik at det hydrostatiske trykket fra boreslammet er høyere enn trykket i porene. Hvis boreslammets egenvekt er for lav til å holde tilbake f. eks. gass under høyt trykk foreligger betingelsen for at det kan oppstå en ukontrollert utblåsning (blow out). For å hindre at man i et slikt tilfelle skal miste kontrollen over brønnen anvendes sikringsventiler (BOP eller blow out preventers) som kan stenge brønnen på overflaten og derved stoppe utblåsningen (fig. 13.4). Disse ventilene monteres like over feste-punktet for foringsrørene ved en spesiell sammenføyning (wellhead connector). Når ventilene er lukket foregår kommunikasjon mellom overflaten og brønnen gjennom borestrengen og/eller spesielle rør (choke og kill line) som er koblet til brønnehodet under den lukkede ventilen. Den vanligste måten å bringe en begynnende utblåsning under kontroll på er først å lukke sikringsventilene og deretter å pumpe ned boreslam med en egenvekt som er høy nok

Fig. 13.3.

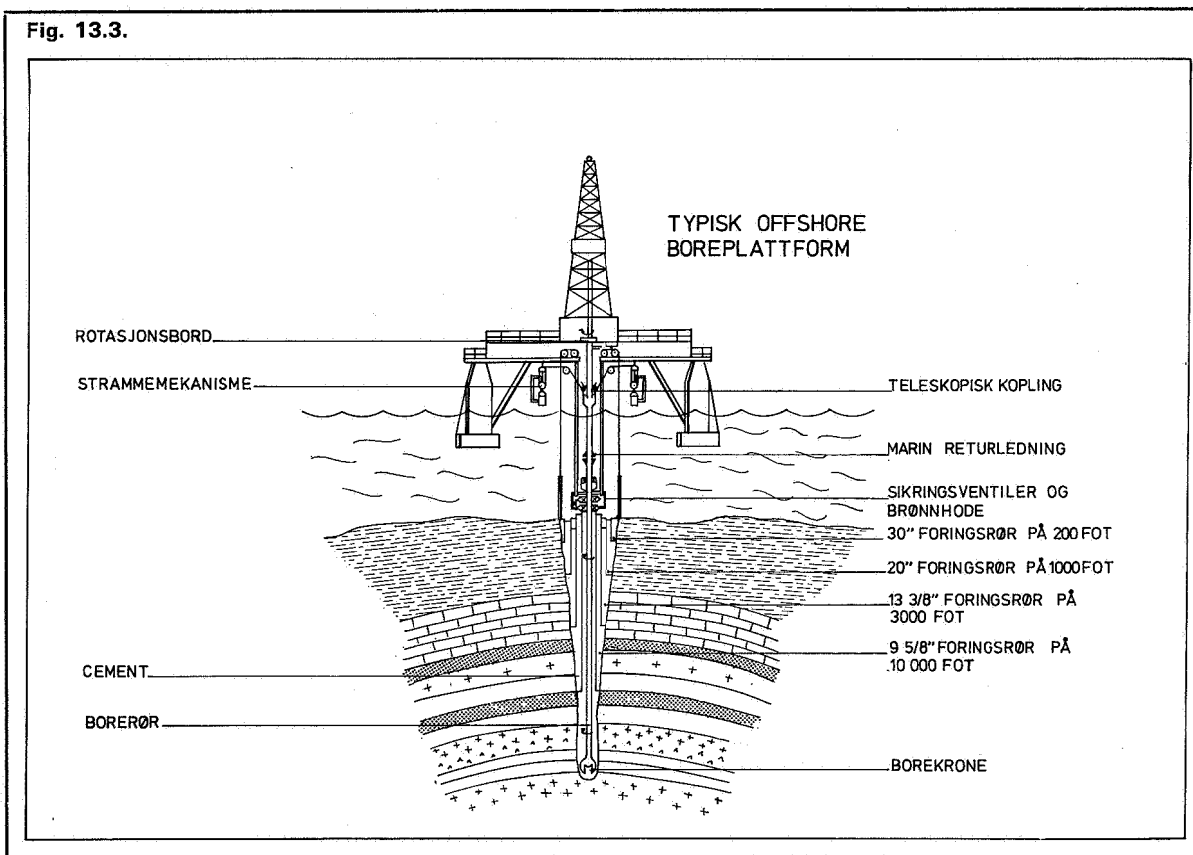
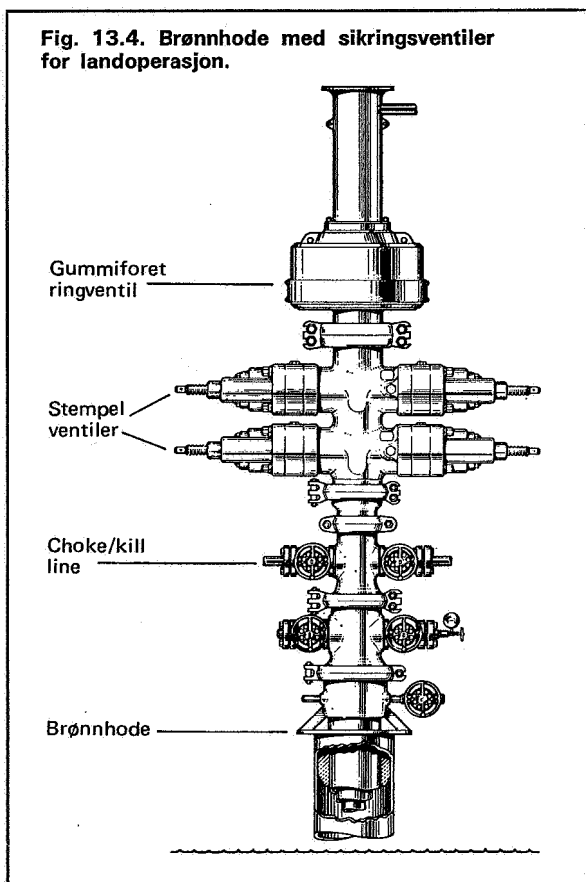


Fig. 13.4. Brønnhode med sikringsventiler for landoperasjon.



til å hindre videre innbrudd av væske eller gass. Samtidig som tungt boreslam pumpes ned blir det gass- eller væskevolum som allerede er trengt inn i brønnen sluppet ut under kontrollerte forhold gjennom choke line.

Sikringsventilene er konstruert for å motstå meget høyt trykk. Vanligst i dag er 10.000 psi eller omkring 700 kg/cm². Ventilene er hydraulisk operert og finnes i 3 hovedtyper:

1. Rørstempel (piperam) stenger brønnen når borestrengen er i hullet.
2. Blindstempel (blind ram eller shear ram) stenger brønnen når borestrengen er ute. Hvis borestrengen er nede kan blindstampelet stenge brønnen, men det vil da samtidig kutte av borestrengen.
3. Ringventil med gummipakning (annular preventer). Denne gjør det mulig å bevege borestrengen opp og ned i hullet samtidig som brønnen er stengt.

Et moderne arrangement av sikringsventiler (BOP stack) for offshorebruk består av en eller flere av hver av de ovennevnte ventiltyper. Inklusive ramme veier et slikt system opptil 180 tonn.

Sikringsventilen monteres vanligvis første gang etter at 20" foringsrør er satt. I Nordsjøen vil det si når hullet har nådd et dyp på 300 til 500 m.

Følgende er et eksempel på et program for foringsrør i et tenkt hull i Nordsjøen:

Diameter på boret hull	Foringsrør Diameter	Settedyp*	Klassifisering
36"	30"	50 m	Ytre lederør (Outer conductor)
26"	20"	300 m	Indre lederør (Inner conductor)
17½"	13¾"	1500 m	Forandningsrør (Surface casing)
12¼"	9⅝"	3000 m	Beskyttelsesrør (Intermediate/Protective casing)
8½"	7"	3500 m	Produksjonsrør (Production casing)

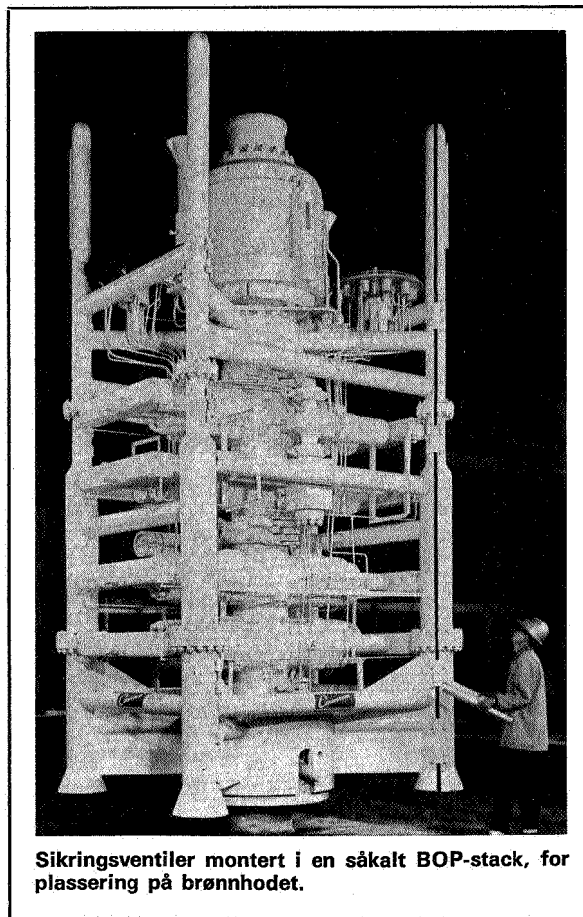
* Total lengde av foringsrøret.

Marin returledning (Marine riser)

(Fig. 13.5)

Det som er spesielt for offshore-boring er kommunikasjonen mellom den flytende plattformen og sjøbunnen.

På sjøbunnen står brønnhodet og sikringsventilene. Plattformen holdes vanligvis i posisjon av ankere. Varierende vind og strøm samt bølger og tidevann gjør at forbindelsen



Sikringsventiler montert i en såkalt BOP-stack, for plassering på brønnhodet.

mellom plattformen og brønnhodet må ha en viss elastisitet, både i vertikal og horisontal retning.

Den marine returledning er et rør som strekker seg fra brønnhodet og opp til plattformen. Den er satt sammen av elementer på 12-15 m og har en diameter på 16"-24". Den marine returledning har fire hovedfunksjoner:

1. Danne en føring for borestrengen slik at denne alltid treffer hullet.
2. Sørge for at utgående boreslam sirkuleres opp til plattformen.
3. Danne støtte for hydraulikkledningene (hosebunde) i styringssystemet for sikringsventilene.
4. Danne støtte for andre kontrollforbindelser (choke og kill line).

Den marine returledning er nederst festet like over sikringsventilene. Her er en fleksibel skjørt (flex joint) som tillater at returledningen bøyes av opptil 10°. Denne tar seg av plattformens horisontale bevegelser.

På plattformen er returledningen hengt opp i strammeanordninger (riser tensioners) som holder konstant strekk i ledningen uavhengig av plattformens vertikale bevegelse. Øverst har man en teleskopisk sammenkobling (slip joint) mellom returledningen og et rør som er fastmontert til plattformen. Denne sørger for at boreslammet kan sirkulere inn på plattformen uten nevneverdig søl.

Elektrisk logging

Når hullet har trengt gjennom bergartslag av spesiell interesse blir hullet logget. Spesielle instrumenter senkes ned i brønnen ved hjelp av en tynn wire. Disse opptar kontinuerlig informasjon om de bergarter de senkes ned igjennom. Denne informasjonen overføres til skrivere på overflaten. En rekke fysisk-kjemiske egenskaper ved bergarten og porevæsken blir undersøkt. Eksempel er elektrisk ledningsevne, selvpotensial og lydshastighet. Ved hjelp av spesielle fortolkningsmetoder (log interpretation) kan loggene gi verdifull informasjon om bergartene, bl. a. om muligheten for å finne hydrokarboner.

Kjerneprøver (Cores)

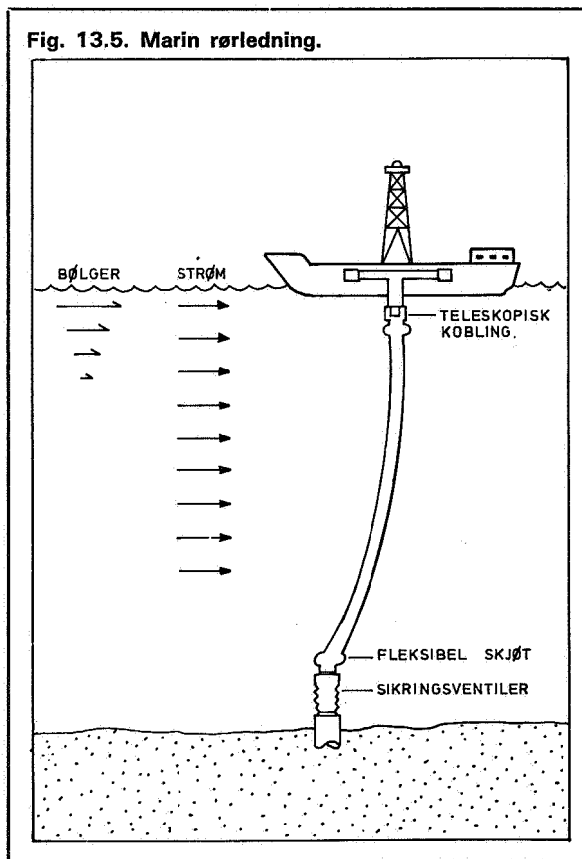
Kjerneprøver blir tatt når geologene ønsker en hel prøve av bergartene hullet gjennomtrenger. Dette foregår ved at en hul og sirkulær borekrone i enden av et rør (core barrel) borer ut et sylindrisk stykke av fjellet. Denne prøven holdes på plass i det hole røret og blir brakt til overflaten med borestrengen.

Testing (Drill stem test)

(Fig. 13.2)

Når hydrokarbonførende bergartslag blir påtruffet i en undersøkelsesbrønn (wild cat) vil man ofte foreta en test for å finne ut hvor stor

Fig. 13.5. Marin rørledning.



produksjonsrate brønnen kan prestere. En slik test er vanligvis en kombinert trykk- og strømningstest. Bergartslag av interesse isoleres fra overliggende og underliggende lag ved spesielle pakninger. Selve utstrømningen av væske eller gass skjer gjennom borestrengen som er ført ned gjennom øvre pakning. Utstrømningen kan kontrolleres med ventiler på overflaten. En test av denne type foregår ofte etter en standardprosedyre hvor brønnen åpnes og lukkes et visst antall ganger i en bestemt rekkefølge.

Avviksboring (Deviation drilling)

De fleste brønner ved undersøkelsesboring er vertikale. Ved produksjonsboring ønsker man ofte å tappe et stort reservoar gjennom et stort antall hull. P.g.a. omkostningene vil det ofte være ønskelig å bore alle hullene fra en plattform. For å få dette til, brukes avviksboring. Dette går ut på at hullet starter vertikalt, men under boringen styres det ut til siden slik at det danner en vinkel med vertikalen. Denne vinkel kan kontrolleres og kan komme opp i mer enn 45°. På denne måten kan man nå et vidstrakt reservoar fra en boreplattform.

Dette systemet er overveiende brukt offshore. Eksempel på avviksboring har vi på Ekofisk hvor reservoarets største utstrekning er ca. 8 km × 6 km. Dette skal tappes gjennom til sammen 32 hull som er retningsboret fra bare 3 plattformer.

14. Hvor meget har boreaktiviteten kostet?

Basert på data fra 104 hull som er boret på den norske kontinentalsokkel, har Statens oljedirektorat gjort en kostnadsstudie.

I noen tilfelle hvor det er foretatt en oppsplitting etter årstid, riggtype eller en kombinasjon av begge, er gjennomsnittstallene beregnet på grunnlag av et lite antall hull. Tallene som presenteres, må derfor tolkes med dette for øye. Alle beløp er i løpende kroner.

Denne viser at oljeselskapene i alt har brukt 1.8 milliarder kroner til undersøkelsesboring i tidsrommet 1966-1974. Det har vært boret ca. 336 km på totalt 8000 dager. Over tid fordeler hullene seg slik:

året. Disse er boret dypere enn gjennomsnittet, men har tatt kortere tid slik at det er boret 46,5 m pr. dag i gjennomsnitt. Vinterhullene har tatt 20% lenger tid slik at effektiviteten synker til 36,5 m pr. dag. Grovt sett har det kostet 10% mer å bore et hull i vinterhalvåret.

Fig. 14.1 viser tidsfordelingen på de forskjellige aktiviteter.

Dødtid inkluderer venting p.g.a. dårlig vær, mekaniske problemer og fising etter borestreng.

Riggtype

De forskjellige riggtypene har ulik anvendelse. Ved beslutning om hvilken type som skal

TABELL 14.A

Ar	1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974	
Sommer/ Vinter	S	V	S	V	S	V	S	V	S	V	S	V	S	V	S	V
Borehull	3	3	8	4	10	2	10	6	8	8	11	5	10	10	4	2

Gjennomsnittstall for hele perioden

Gjennomsnittshullet har tatt 74 dager fra boreplattformen ble transportert til borestedet til hullet var pluggert og forlatt. Det ligger på 87 m vanddyb og er boret ned til 3140 m under vannflaten. Man har altså klart 42,5 m pr. dag.

Bare tredjedelen av tiden har gått med til effektiv boring. En femtepart av tiden har man vært opptatt med selve innsamlingen av informasjon fra hullet (kjerneprøver, logging og testing). Omtrent like lang tid har vært ineffektiv med hensyn til boringen på grunn av dårlig vær, mekaniske problemer, «fising» etter borestreng o. l. Resten av tiden har gått til transport av plattform, sementering av foringsrør og avsluttende arbeid.

Kostnaden har vært 17,2 millioner kroner. Variasjonene er store idet det billigste hull ned til gjennomsnittsdybde kostet 6 millioner kroner mens det dyreste kostet over 50 millioner.

Tilnærmet kan man si at dårlig vær alene har kostet selskapene 2 millioner kroner pr. hull. Nærmere halvparten av kostnaden har gått til leie av boreplattformen (inkludert forsikring).

Sesongvariasjoner

En oppdeling av hullene etter sesong viser at 60% av hullene ble påbegynt i sommerhalv-

brukes i et bestemt tilfelle, vil bl. a. vanddyb, boredyp og klimatiske forhold være bestemmende ved siden av leiekostnader og tilgjengelighet av de ulike typer. Over halvparten av hullene har vært boret med halvt nedsenkbare boreplattformer mens en tredjedel er utført av jackups og resten av boreskip. I gjennomsnitt har et hull boret med halvt nedsenkbar boreplattform kostet i underkant av 19 millioner kroner, mens et jackup-hull har kommet på vel 15 millioner kroner. Boreskipene har vært billigst idet tallet ligger på 14 millioner kroner. Disse hullene er imidlertid ca. 700 m grunnere enn gjennomsnittshullet.

Effektiviteten (målt i antall meter boret pr. dag) har vært som i tabell 14.B fordelt på plattformtype og årstid:

TABELL 14.B

Plattformtype	Årstid	
	Sommer	Vinter
Halvt nedsenkbar	47.5	33.0
Jackup	48.1	45.8
Boreskip	39.1	31.4

Fig. 14.1. Tid medgått på de forskjellige aktiviteter.

%	Dager	Vinter
26.5	22	BORING
25.3	21	DØDTID
19.3	16	INFORMASJONS- INNSAMLING
24.1	20	SEMENTERING OL.
4.8	4	TRANSPORT
100 / 83 / Totalt		

%	Dager	Sommer
38.6	27	BORING
12.9	9	DØDTID
20.0	14	INFORMASJONS- INNSAMLING
25.7	18	SEMENTERING O.L.
2.9	2	TRANSPORT
100 / 70 / Totalt		

Dersom vi kombinerer denne tabellen med kostnad pr. dag, får vi pris pr. m boret som følger (i kroner pr. m):

TABELL 14.C

Plattformtype	Årstid	
	Sommer	Vinter
Halvt nedsenkbar	5.305	7.338
Jackup	4.445	4.593
Boreskip	5.811	5.786

Jackup-hullene har vært omtrent like dyre sommer som vinter, mens hull boret av halvt nedsenkbare plattformer i gjennomsnitt har kostet 6 millioner kroner mer om vinteren enn om sommeren. Boreskipene har vært dyrere om sommeren enn om vinteren.

Tallene bygger i dette tilfellet på et lite antall hull.

Boreskipene har gjennomsnittlig boret på 120 m vandyp mens tallet for jackups ligger på 68 m. Dybden har ligget midt mellom disse tallene for de halv nedsenkbare plattformers vedkommende.

Utvikling i perioden

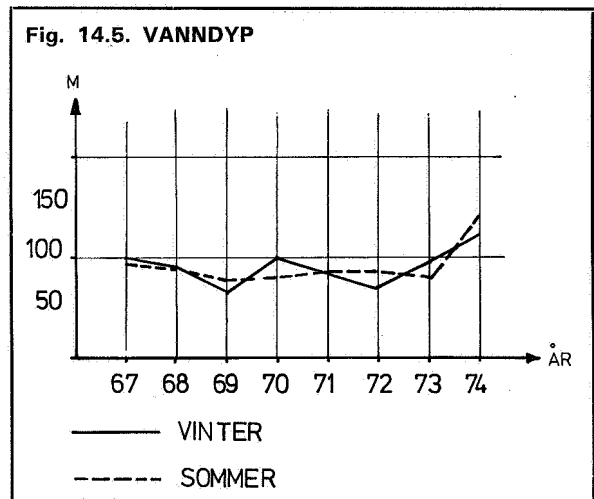
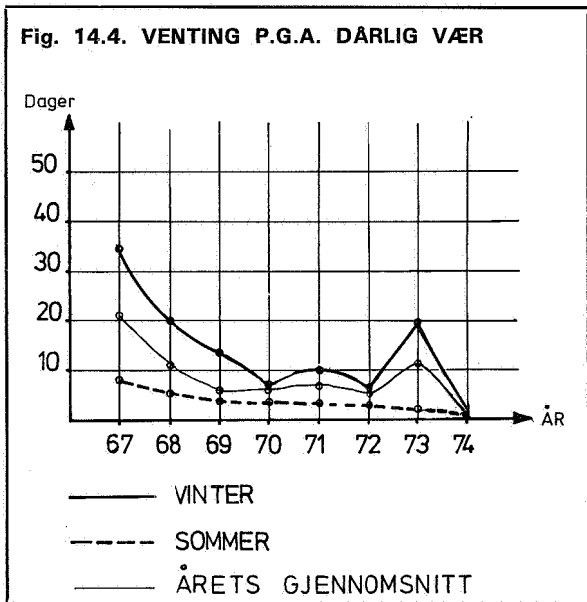
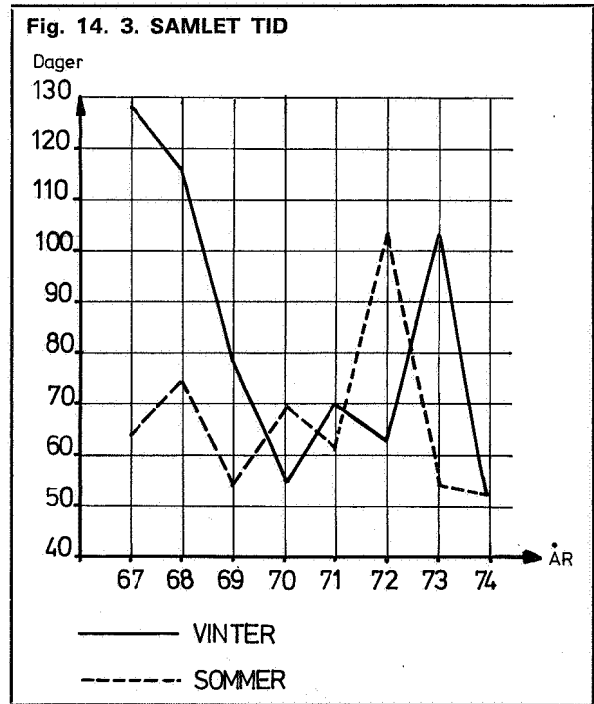
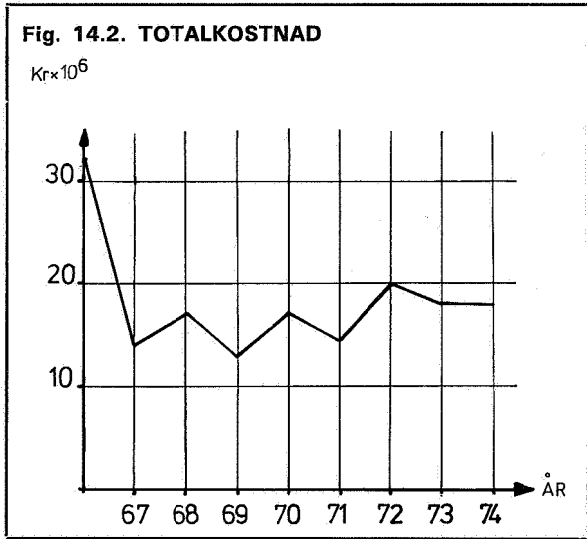
Totalkostnaden viser gjennomsnittlig en ganske svak stigning fra 1967 til i dag. (Fig. 14.2.)

Ser vi bort fra tallene for sommeren 1972 (da boreddybden lå 700 m over gjennomsnittet) og vinteren 1973 (mye venting), så viser bildet en sterk nedgang i antall dager som er gått med — særlig gjelder dette hull som er boret i vinterhalvåret (se fig. 14.3).

Som det fremgår av tabell 14.A blir data-grunnlaget forholdsvis lite når man ser på hvert halvår. Det følgende må vurderes på denne bakgrunn.

På grunn av været har plattformene gjennomsnittlig vært ute av aktivitet 10 dager mer om vinteren enn om sommeren (14 og 4 dager). Tallene for hvert enkelt år viser en gradvis nedgang. (Fig. 14.4). Særlig har ventingen om vinteren gått betydelig ned i forhold til i begynnelsen av perioden.

Største vandyp er 159 m, og det minste er 57 m. Tallet for hvert år har variert etter hvor på sokkelen aktiviteten har vært konsentrert. (Fig. 14.5.)



DEL III. STATISTIKK OG OVERSIKTER

A. MEDARBEIDERE VED STATENS OLJEDIREKTORAT

Aga, Lasse, konsulent.
Al-Kasim, Farouk, avdelingssjef.
Askvik, Nic. B., konsulent.
Austenå, Kari, bibliotekar.
Bergsager, Egil, seksjonssjef.
Berstad, Einar, petroleumsingeniør.
Bjørnestad, Harald, betjent/bud.
Bratbak, Bjørn, kontorsjef.
Buvik, Alex, petroleumsingeniør.
Danielsen, Harald Bergmann, petroleumstekn.
Flikke, Arne J., avdelingssjef.
Fredriksen, Synnøve, kontorassistent.
Frodesen, Svein, petroleumsgeolog.
Hagan, Knut, konsulent.
Hagemann, Fredrik, direktør.
Hansen, Anne-Margrethe, kontorassistent.
Haug, Erling, petroleumsingeniør.
Heiberg, Sigurd, petroleumsingeniør.
Helgevold, Anne, geofysisk tekniker.
Helgøy, Terje Sigurd, petroleumstekniker.
Hoelstad, Reidun, kontorfullmektig.
Houge-Thiis, Thomas, regnskapsfører.
Huge, Aase, geologisk tekniker.
Kloumann, Petter, petroleumsgeolog.
Kolderup, Sverre, petroleumsingeniør.
Kvant, Bjørn, kontorfullmektig.
Larsen, Arne, betjent.
Leidland, Johannes Skadberg, petroleumsing.
Lund, Tor Bjørnulf, petroleumsgeofysiker.
Lunde, Otto, petroleumstekniker.
Lye, Hans, petroleumsingeniør.
Meier-Hansen, Dag, avdelingssjef.
Møling, Brit Eli, arkivassistent.
Meltveit, Brynhild, kontorfullmektig.
Moe, Arne, petroleumsgeofysiker.
Myhre, Aud, laborant.
Myhre, Lars Anders, petroleumsgeolog.
Myrland, Rolf, petroleumsgeolog.
Navrestad, Torstein, petroleumsgeofysiker.
Nese, Kyrre, petroleumsingeniør.
Nilsson, Kjell Leif, petroleumsingeniør.
Njå, Steinar, petroleumsingeniør.
Nonstad, Randi, tegner.
Normann, Eyvind, petroleumsingeniør.
Næss, Ole Edvard, petroleumsgeofysiker.
Ognedal, Magne, petroleumsingeniør.
Osmundsen, Per, arkivleder.
Ottosen, Tor Inge, hustrykker.
Reigstad, Rigmor, kontorfullmektig.
Rønnevik, Hans Chr., petroleumsgeolog.
Røsseth, Asbjørn, konsulent.
Samstad, Geir Bjørn, petroleumsingeniør.
Schølberg, Ottar Roald, petroleumsingeniør.
Scull, Berton James, geologisk rådgiver.
Setsaas, Erik, konsulent.
Skjølingstad, Laurits, petroleumsingeniør.
Skrettingland, Torill, tegner.
Smith, Torunn, resepsjonsdame.
Stangenes, John Olav, petroleumsgeofysiker.
Stavland, Arne, juridisk konsulent.
Steenstrup, Carl Johan, petroleumsingeniør.
Steenstrup, Fiona Elspeth, arkivassistent.
Strand, Øyvind, tegner.
Svendsen, Øivind, ingeniør.
Sæbø, Terje, geofysisk tekniker.
Sægrov, Edith, kasserer.
Sæland, Gunnar, petroleumsgeofysiker.
Talleraas, Erik Olav, petroleumsgeolog.
Thime, Aud, kontorassistent.
Tronslin, Peter Jacob, juridisk konsulent.
Tønnessen, Helene, kontorassistent.
Ulleberg, Kaare, petroleumsgeolog.
Vogt, Nils, avdelingssjef.
Williams, Alan John, rådgiver i reservoar
teknologi.
Wyller Christensen, Arne, petroleumsingeniør.
Waage, Unni, tegner.
Ynnesdal, Harald, petroleumsingeniør.
Øvrebø, Ove Kristian, petroleumsgeofysiker.
Agedal, Jarl A., seksjonssjef.
Am, Knut, petroleumsgeofysiker.
Aarseth, Ivar, petroleumsgeofysiker.

B. SPESIFIKASJONER OVER UTVALG/KOMITEER/ ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET ER REPRESENTERT

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. Petr.ingeniør Steinar Njaa, tekn.sekr.
Arbeidsgruppe for utarbeidelse av forslag til regler for utnyttelse av petroleumsforekomster (Conservationutvalget — arbeidsgruppe under ovennevnte utvalg).	24. oktober 1974.	Avd.sjef Farouk Al-Kasim, formann. Seksjonssjef Jarl A. Agedal, medlem. Petr.ingeniør Sigurd Heiberg, medlem. Konsulent Knut Hagan, medlem og sekr.
Utvalg for vurdering av m�leproblematikken forbundet med petroleumsproduksjon. (Metering-utvalget).	Oppnevnt av OD i forståelse med Industridep. 17. september 1973	Petr.ingeniør Geir Samstad, formann. Petr.ingeniør Steinar Njaa, medlem. Konsulent Erik Setsaas, sekretær.
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. Petr.ingeniør 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. Petr.ingeniør Carl J. Steenstrup.
Utvalg for vurdering av behovet for forskning og utredning av permafrostproblemer. (Permafrostutvalget).	Av NTNf's komité bygg- og anleggsteknisk forskning 5. juli 1974.	Petr.ingeniør Laurits Skjølingstad.
Oljevernr�det.	I henhold til lov om vern mot oljeskader, kgl. res. av 20. november 1970.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Petr.ingeniør Geir Samstad, varamann.
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. Petr.geolog Rolf Myrland, sekretær.

Utvalg/komité/arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt Dato	Representert ved
Utvalg til utredning av eventuelt behov for anskaffelse av nytt forskningsfartoy til Universitetet i Tromsø.	Regjeringsbeslutning 23. september 1974.	Seksjonssjef Jarl A. Agedal.
Rådgivende utvalg for DWP-prosjekt — påvirkninger mellom fiskeredska- per og rørledninger.		Seksjonssjef Jarl A. Agedal.
Utvalg for navigasjon og posisjonering på kontinentalsokkelen.	Industri- departementet 5. juli 1974.	Petr.geofysiker Ivar Aarseth. Petr.ingeniør Sverre Kolderup.
Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritannia om traktat vedr. unifi- sering av Frigg-feltet.	Kgl. res. av 11. januar 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Utvalg for finansiering av bølge- renne, Trondheim.	Vassdrags- og hav- nelaboratoriet, Norges Skipsforsk- ningsinstitutt, 21. mars 1974.	Avd.sjef Nils Vogt.
Polarr�det.	ID 5. desember 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Utvalg for etterutdannelse av statlig petroleumspersonell (Utdannelses- utvalget).	Samordningsrådet for den statlige or- ganisasjon for kon- tinentalsokkelsaker, 11. april 1973.	Avd.sjef Farouk Al-Kasim, formann.
Det norske Veritas, Rådgivende ut- valg for offshore teknologi.		Avd.sjef Dag Meier-Hansen, medlem. Petr.ingeniør Laurits Skj�lvingstad, varamann.
Utvalg for utarbeidelse av forslag til utdannelse av de ulike typer perso- nell på boreplattformer (Leiro utval- get).	Kirke- og Undervis- ningsdeparte- mentet.	Petr.ingeniør Carl Johan Steenstrup.
Arbeidsgruppe for utarbeidelse av forskrifter for bemanning av norske, mobile boreplattformer.		Petr.ingeniør Carl Johan Steenstrup. Juridisk konsulent Arne Stavland.
Rådet for Vassdrags- og havnelabo- ratoriet.	1974	Direktør Fredrik Hagemann.
Den norske Nasjonalkomit� for geo- logi.	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 naturfore- komster enn petroleum (Tønseth- utvalget).	Kronprinsregentens res. av 22. mai 1970	Direktør Fredrik Hagemann.

Utvalg/komité/arbeidsgruppe Navn	Oppnevnt Dato	Representert ved
Prosjektkomitéen for NTNf's Kontinentalsokkelkontor.	NTNF 8. juni 1973.	Direktør Fredrik Hagemann.
Kommisjon for overvåking vedr. overholdelse av norsk/britisk overenskomst om rørledningen Ekofisk-Teesside.	I henhold til traktat fastsatt ved kgl. res. 6. april 1973. St.prp. 110 (1972-73).	Avd.sjef Dag Meier-Hansen.
Forhandlingsdelegasjon for forhandling med britiske, tyske og danske myndigheter i forb. med legging av rørledning fra Ekofisk til henholdsvis Teesside og Emden.	Kgl. res. 7. april 1972 og kgl. res. 2. mars 1973.	Avd.sjef Dag Meier-Hansen.

C. Tillatelse til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster, meddelt i henhold til kgl. res. av 31. januar 1969. (Tillatelse meddelt i 1974).

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt				Område
		Geofys.	Geologi	Biologi	Andre	
044/74	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen.	x				Norsk kontinentalsokkel i Nordsjøen og i Norskehavet.
045/74	NTNF's Kontinentalsokkelkontor.	x	x			Norske undersjøiske områder utenfor Møre, Trøndelag og Troms.
046/74	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee.	x	x			Nordsjøen.
047/74	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen.	x				Nordsjøen.
048/74	Die Bundesanstalt für Bodenforschung.	x				Norsk kontinentalsokkel og norsk territorialfarvann i Norskehavet.
049/74	Norges Geologiske Undersøkelse.	x				Norsk kontinentalsokkel mellom 58° N og 62° N.
050/74	Centre National pour l'Exploitation des Oceans.		x	x		Norsk kontinentalsokkel og norsk territorialfarvann i Nordsjøen og Norskehavet.
051/74	Nederlands Instituut voor Onderzoek der Zee.	x	x			Norsk k.sokkel i Nordsjøen, Norskehavet og Skagerak.
052/74	Centre National pour l'Exploitation des Oceans.	x				Norsk k.sokkel mellom 60° N og 75° N.
053/74	Universitetet i Bergen, Jordskjelvstasjonen.	x				En bukt på vestsiden av Årsundøya øst for Kristiansund i posisjon 63° 05' 65" N og 7° 58' 00" Ø.
054/74	National Environment Research Council.				x	Den norske kontinentalsokkel, og norsk territorialfarvann inntil 0.5 n. mil utenfor indre farvann i Nordsjøen.

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

År	Møre-Lofoten	Troms*	Finnmark*	Barentshavet*	Sum
1969	600				600
1970	850	950			1 800
1971	1 400	700		400	2 500
1972	3 800	675		425	4 900
1973	3 000	5 650		350	9 000
1974	3 000	3 700	3 200	3 200	13 100
	12 650	11 675	3 200	4 375**	31 900**

* 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 6400 km refleksjonsseismikk av vitenskapelige institusjoner i Barentshavet.

E. Spesifikasjon over flymagnetiske målinger foretatt på norsk kontinentalsokkel (profilkm).

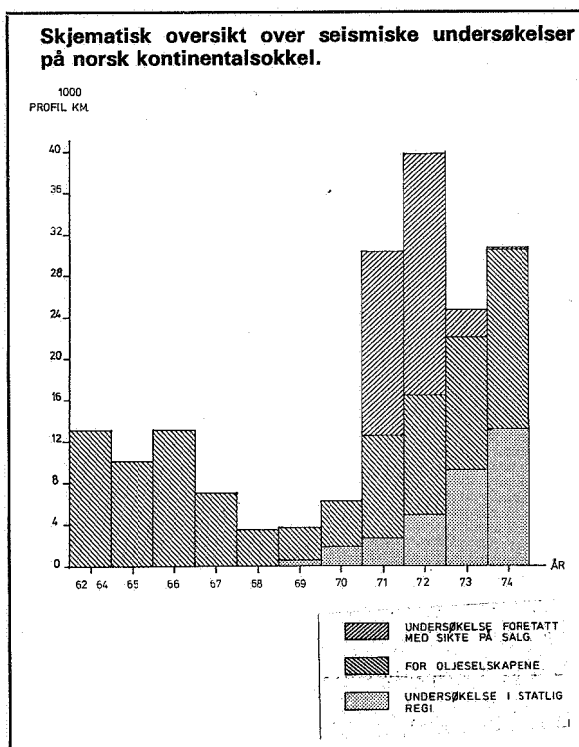
År	Antall profilkm
1962	1 000
1963	8 000
1964	3 000
1965	13 000
1966	22 000
1967	10 000
1968	7 000
1969	40 000
1970	37 000
1971	7 000
1972	0
1973	35 000
1974	23 000
	Sum 206 000 km

Det skutte antall profilkilometer fordeler seg på kontinentalsokkelen som følger:

- 9 000 km Skagerak.
- 14 000 km Svalbard-området.
- 23 000 km Nordsjøen sør for 62° N.
- 160 000 km Norsk kontinentalsokkel nord for 62° N.

Sum 206 000 km

Skjematisk oversikt over seismiske undersøkelser på norsk kontinentalsokkel.



F. Oversikt over disponeringen av konsesjonsområder for konsesjoner meddelt i 1965.

Rettighets- haver	Tillatelse nr.	Opprinnelig areal km ²	Oppgitt areal (km ²)			Opp- gitt %	Konsesjons- belagt areal pr.1.9.1974
			Pr. 1.9 1971	Pr. 1.9 1974	Totalt		
Esso	001	2 147	543,00	547,65	1 090,65	50,80	1 056,35
Exploration	002	2 172	1 086,00	0	1 086,00	50,00	1 086,00
Norway Inc.	003	2 218	1 409,87	0	1 409,87	63,56	808,13
	Sum	6 537	3 038,87	547,65	3 586,52	54,86	2 950,48
Amoco/ Noco- gruppen	004	967	288,51	257,14	545,65	56,43	421,35
	005	1 661	437,60	415,53	853,13	51,36	807,87
	006	2 279	571,75	574,35	1 146,10	50,29	1 132,90
	Sum	4 907	1 297,86	1 247,02	2 544,88	51,86	2 362,12
A/S Petronord	007	2 153	752,81	327,57	1 080,38	50,18	1 072,62
	008	2 215	633,11	485,80	1 118,91	50,52	1 096,09
	009	2 233	733,63	383,30	1 116,93	50,02	1 116,07
	Sum	6 601	2 119,55	1 196,67	3 316,22	50,24	3 284,78
A/S Norske Shell	010	2 173	547,00	540,10	1 087,10	50,03	1 085,90
	011	1 681	421,96	423,19	845,15	50,28	835,85
	012	1 678	1 678,00	0	1 678,00	100,00	0
	Sum	5 532	2 646,96	963,29	3 610,25	65,28	1 921,75
Conoco/ Texaco/ Socal/ Pelican- gruppen	013	1 668	421,80	413,68	835,48	50,09	832,52
	014	2 256	934,52	194,33	1 128,85	50,04	1 127,15
	015	2 237	561,75	557,52	1 119,27	50,03	1 117,73
	Sum	6 161	1 918,07	1 165,53	3 083,60	50,05	3 077,40
Phillips- gruppen	016	2 203	552,34	550,94	1 103,28	50,08	1 099,72
	017	1 682	421,89	421,91	843,80	50,17	838,20
	018	1 758	442,27	437,40	879,67	50,04	878,33
	Sum	5 643	1 416,50	1 410,25	2 826,75	50,09	2 816,25
Conoco/ Gulf/ Pelican- gruppen	019	1 686	435,24	409,10	844,34	50,08	841,66
	020	1 656	416,25	413,84	830,09	50,13	825,91
	Sum	3 342	851,49	822,94	1 674,43	50,10	1 667,57
Syracuse- gruppen	021	1 120	297,60	822,40*	1 120,00	100,00	0
A/S Norske Murphy	022	2 264	595,71	569,06	1 164,77	51,45	1 099,23
	Sum	42 107	14 182,61	8 744,81	22 927,42	54,45	19 179,58

* Utvinningstillatelse nr. 021 utløp pr. 1.9.1973 da det resterende areal ble oppgitt.

G. Arealdisponeringen for meddelte utvinningstillatelser.

Rettighetshaver	Tillatelse nr.	Opprinnelig areal (km ²)	Tilbakelevert km ²	Konsesjonsbelagt pr. 1.1.1975 km ²
Esso Exploration Norway Inc.	001	2 147	1 091	1 056
	002	2 172	1 086	1 086
	003	2 218	1 410	808
Amoco/Noco-gruppen	004	967	546	421
	005	1 661	853	808
	006	2 279	1 146	1 133
A/S Petronord	007	2 153	1 080	1 073
	008	2 215	1 119	1 096
	009	2 233	1 117	1 116
A/S Norske Shell	010	2 173	1 087	1 086
	011	1 681	845	836
	012	1 678	1 678	0
Conoco/Texaco/Socal/Pelican-gruppen	013	1 668	835	833
	014	2 256	1 129	1 127
	015	2 237	1 119	1 118
Phillips-gruppen	016	2 203	1 103	1 100
	017	1 682	844	838
	018	1 758	880	878
Conoco/Gulf/Pelican-gruppen	019	1 686	844	842
	020	1 656	830	826
Syracuse-gruppen	021	1 120	1 120	0
A/S Norske Murphy	022	2 264	1 165	1 099
*A/S Petronord	023	352	0	352
	024	448	0	448
	025	536	0	536
	026	520	0	520
	027	528	0	528
*Esso Exploration Norway Inc.	028	532	0	532
	029	539	0	539
	030	455	0	455
*Phillips-gruppen	031	204	0	204
*Amoco/Noco-gruppen	032	542	0	542
	033	208	0	208
*A/S Norske Shell	034	508	0	508
	035	516	0	516
*Pan Ocean/Petronord-gruppen	036	524	0	524
*Statoil/Mobil-gruppen	037	580	0	580
*Statoil/Esso-gruppen	038	438	0	438
*Statoil/Conoco/Norsk Hydro-gruppen	039	375	0	375
*Statoil/Petronord-gruppen	040	540	0	540
*Statoil/Chevron/Saga-gruppen	041	489	0	489
*Statoil/Mobil/Amoco-gruppen	042	489	0	489
Sum		51 430	22 927	28 503

* For disse konsesjoner er ennå ikke foretatt noen tilbakelevering da det er mindre enn 6 år siden de ble meddelt.

H. Boretillatelser gitt på den norske kontinentalsokkel og på Svalbard.

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon		Boring på-begynt	Boring av-sluttet	Boretid dager	Rettighets-haver	Plattform
		Nord	Øst					
1	8/3-1	57°59'13,3"	03°40'13,3"	19.7.66	10.10.66	84	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
*2	25/11-1	59°10'53"	02°24'49"	18.10.66	9.7.67	265	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
3	16/2-1	58°53'34"	02°21'55"	11.7.67	9.8.67	30	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
4	16/11-1	50°04'04"	02°34'08"	14.7.67	31.10.67	110	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
5	9/8-1	57°20'34"	04°20'13"	23.5.68	29.6.68	38	Esso Exploration Norway Inc.	ENDEAVOUR
6	16/7-1	58°20'22,5"	02°18'50"	11.8.67	24.9.67	45	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
*7	2/8-1	56°17'47,2"	03°26'59,7"	28.11.67	2.7.68	218	Amoco/Noco-gruppen	DRILLSHIP
8	16/1-1	58°59'18,4"	02°02'03"	26.9.67	10.12.67	76	Esso Exploration Norway Inc.	OCEAN TRAVELER
9	16/6-1	58°42'06"	02°54'44"	9.11.67	19.1.68	72	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
10	7/11-1	57°04'16,6"	02°26'24,4"	26.2.68	15.6.68	111	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
11	9/4-1	57°35'02"	04°01'13"	31.3.68	19.5.68	50	Texaco/Socal-gruppen	ENDEAVOUR
12	16/9/-1	58°22'41,5"	02°48'17"	8.5.68	12.7.68	66	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
13	17/11-1	58°12'36"	03°20'34,9"	24.5.68	30.6.68	38	A/S Norske Shell	ORION
14	17/4-1	58°35'54"	03°16'05"	15.6.68	30.8.68	77	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
15	1/3-1	56°51'21"	02°51'21"	6.7.68	11.11.68	129	A/S Norske Shell	ORION
16	2/8-2	56°29'52,9"	03°28'39,6"	27.6.70	30.7.70	34	Amoco/Noco-gruppen	ORION
17	7/11-2	57°04'15,2"	02°24'26,5"	21.7.68	14.10.68	86	Phillips-gruppen	OCEAN TRAVELER
18	7/12-1	57°06'00"	02°50'57"	31.8.68	18.10.68	49	Norwegian Gulf Oil Production Company	GULFTIDE
19	7/8-1	57°19'20,6"	02°28'28,8"	31.8.68	5.2.69	159	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
20	7/11-3	57°02'58,8"	02°28'18,8"	17.10.68	7.1.69	82	Phillips-gruppen	OCEAN TRAVELER
21	2/6-1	56°35'50,3"	03°54'54,7"	21.4.69	30.5.69	39	Petronord-gruppen	OCEAN VIKING
22	17/10-1	58°01'54"	03°09'58"	30.12.68	24.3.69	85	A/S Norske Shell	SEDNETH I
23	2/3-1	56°53'09,5"	03°51'38,3"	10.2.69	3.4.69	53	Murphy-gruppen	OCEAN TRAVELER

*) Ca. 4 mndr. dødtid p.g.a. uhell og dårlig vær.

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon		Boring på-begynt	Boring av-sluttet	Boretid dager	Rettighets-haver	Plattform
		Nord	Øst					
24	9/12-1	57°11'40"	04°57'21"	28.3.69	6.5.69	40	A/S Norske Shell	SEDNETH I
25	7/3-1	57°50'35,25"	02°44'55,91"	7.4.69	10.6.69	67	Amoco/Noco-gruppen	ORION
26	1/3-2	56°56'10"	02°45'00"	14.5.69	27.7.69	75	A/S Norske Shell	SEDNETH I
27	8/10-1	57°08'01"	03°03'55,1"	30.5.69	1.7.69	32	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
28	7/11-4	57°07'30,21"	02°29'20,96"	2.7.69	30.7.69	29	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
29	2/11-1	56°14'16,98"	03°27'07,05"	14.7.69	3.10.69	82	Amoco/Noco-gruppen	ORION
30	2/3-2	56°54'53,7"	03°49'02,3"	26.7.69	14.8.69	20	Murphy-gruppen	OCEAN TRAVELER
31	11/10-1	57°00'47,6"	06°10'00,5"	2.8.69	19.8.69	18	Syracuse Oils Norge A/S	OCEAN VIKING
32	25/10-1	59°11'22" Boring gjenopptatt	02°19'44,4"	4.8.69 7.7.70	16.10.69 4.8.70	75 29	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
33	2/4-1	56°32'40,23"	03°11'54,22"	21.8.69	15.9.69	26	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
34	2/4-2	56°32'08,85"	03°11'55,22"	18.9.69	23.12.69	97	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
35	2/4-3	56°32'42,12"	03°14'55,48"	26.1.70	1.6.70	126	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
36	25/8-1	59°15'02,24"	02°29'38,21"	28.4.70	3.7.70	66	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
37	2/4-4	56°30'47,9"	03°12'39,48"	2.6.70	1.8.70	60	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
38	10/8-1	57°25'00,01"	05°34'21,71"	12.12.70	17.1.71	37	Petronord-gruppen	NEPTUNE 7
39	9/4-2	57°41'11"	04°02'35,4"	19.7.70	28.8.70	40	Texaco/Socal-gruppen	GULFTIDE
40	2/4-5	56°34'27,25"	03°12'11,82"	15.6.70	27.8.70	74	Phillips-gruppen	NEPTUNE 7
41	2/5-1	56°38'19,95"	03°20'07,94"	1.8.70	25.11.70	117	Amoco/Noco-gruppen	ORION
42	2/7-1	56°25'45,03"	03°12'13,36"	2.8.70	10.12.70	131	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
43	25/10-2	59°09'38,4" Boring gjenopptatt	02°11'38,2"	5.8.70 6.5.72	25.8.70 8.7.72	21 63	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
44	2/4-6	56°34'00,15"	03°05'06,32"	28.8.70	10.12.70	105	Phillipsgruppen	NEPTUNE 7
45	25/10-3	59°12'58,99"	02°19'41,96"	27.8.70	13.9.70	18	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
46	9/10-1	57°00'04,02"	04°00'33,52"	31.8.70	18.9.70	19	Murphy-gruppen	GULFTIDE
47	25/11-2	59°13'01,55"	02°24'35,1"	14.9.70	24.9.70	11	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
48	25/11-3	59°10'36,19"	02°26'19,07"	25.9.70	14.10.70	10	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
49	25/11-4	59°09'38,79"	02°23'25,07"	15.10.70	19.11.70	36	Eso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
50	2/7-2	56°16'00,85"	03°09'09,04"	13.12.70	2.3.71	80	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
51	2/5-2	56°38'44,67"	03°22'20,37"	14.1.71	20.4.71	97	Amoco/Noco-gruppen	MAERSK EXPLORER

Till. nr.	Beteg- nelse	Posisjon		Boring på- begynt	Boring av- sluttet	Bore- tid dager	Rettighets- haver	Plattform
		Nord	Øst					
52	16/5-1	58°38'53,66"	02°29'39,69"	22.1.71	8.2.71	18	Petronord- gruppen	NEPTUNE 7
53	25/1-1	59°53'17,09"	02°04'42,77"	2.4.71	22.7.71	112	Petronord- gruppen	NEPTUNE 7
54	7/9-1	57°20'37,12"	02°51'21,43"	24.4.71	26.5.71	33	Conoco-gruppen	MAERSK EXPLORER
55	7/1-1 7/1-1a	57°48'01,2" 57°48'01,3"	02°10'06,9" 02°10'08,8"	19.6.71 2.7.71	2.7.71 5.8.71	14 35	Amoco/Noco- gruppen	SEDCO 135 F
56	8/12-1	57°13'18,7"	03°46'45,9"	31.5.71	22.7.71	53	Conoco/Texaco/ Socal-gruppen	MAERSK EXPLORER
57	9/11-1	57°00'40,90"	04°31'37,60"	3.7.71	19.8.71	48	Conoco/Texaco/ Socal-gruppen	TRANSWORLD RIG 61
58	25/1-2	59°56'08"	02°04'54,6"	23.7.71	25.8.71	33	Petronord- gruppen	NEPTUNE 7
59	2/4-7	56°38'5,4"	03°16'45,3"	24.7.71	27.10.71	96	Phillips-gruppen	MAERSK EXPLORER
60	15/6-1	58°32'48,3"	01°41'32,8"	7.8.71	8.9.71	33	Esso Expl. Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
61	2/3-3	56°48'18,9"	03°58'11,8"	5.10.71	29.11.71	55	Murphy-gruppen	OCEAN TIDE
62	15/6-2	58°32'47,6"	01°41'54,1"	9.9.71	26.10.71	48	Esso Expl. Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
63	2/4-8	56°33'15,6"	03°18'48,0"	27.10.71	1.4.72	156	Phillips-gruppen	MAERSK EXPLORER
64	17/12-1	58°11'17,3"	03°56'28,0"	28.10.71	1.11.71	4	Phillips-gruppen	MAERSK EXPLORER
		Boring gjenopptatt		14.3.72	21.6.72	96	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
65	25/1-3	59°54'05"	02°10'08,0"	30.10.71	30.1.73	92	Petronord- gruppen	NEPTUNE 7
66	8/1-1	57°51'45,4"	03°12'26,6"	2.12.71	18.2.72	51	Phillips-gruppen	OCEAN TIDE
67	2/5-3	56°35'50,8"	03°26'58,8"	2.4.72	15.6.72	75	Amoco/ Noco-gruppen	ZAPATA EXPLORER
68	2/7-3	56°21'01,7"	03°14'44,6"	14.4.72	11.10.72	180	Phillips-gruppen	ORION
69	25/4-1	59°34'27,3"	02°13'23"	2.7.72	9.12.72	161	Pan Ocean Oil Norge A/S	NEPTUNE 7
70	30/5-1	60°31'49,6"	02°22'11,7"	17.5.72	31.7.72	75	A/S Norske Shell	TRANSWORLD B 1661
71	2/7-4	56°27'53"	03°06'16"	23.6.72	3.9.72	73	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
72	2/8-3	56°18'31,0"	03°26'54,1"	16.6.72	2.9.72	78	Amoco/ Noco-gruppen	ZAPATA EXPLORER
73	2/1-1	56°45'26,2"	03°12'18,8"	28.8.72	26.11.72	91	Conoco/Gulf	OCEAN TIDE
74	9/4-3	57°36'54,5"	04°18'57,7"	14.7.72	27.8.72	45	Conoco/Texaco/ Socal-gruppen	OCEAN TIDE
75	1/6-1	56°38'02,4"	02°59'50,3"	10.7.72	26.11.72	139	A/S Norske Shell	ZAPATA NORDIC
76	2/5-4	56°33'54,5"	03°36'56,8"	3.9.72	17.10.72	45	Amoco/ Noco-gruppen	ZAPATA EXPLORER

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon		Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Rettighets-haver	Plattform
		Nord	Øst					
77	2/7-5	56°28'43"	03°09'28"	3.9.72	2.1.73	122	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
78	1/6-2	56°33'50,3"	02°51'53,2"	26.11.72	15.1.73	52	A/S Norske Shell	ZAPATA NORDIC
79	2/9-1	56°22'11,88"	03°39'59,77"	1.11.72	7.12.72	37	Amoco/ Noco-gruppen	ZAPATA EXPLORER
80	2/7-6	56°25'05"	03°14'40,6"	31.3.73	7.6.73	69	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
81	2/5-5	56°34'53,92"	03°25'51,3"	10.12.72	19.2.73	81	Amoco/Noco- gruppen	ZAPATA EXPLORER
82	2/7-7	56°22'02"	03°15'27"	2.1.73	30.3.73	87	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
83	2/8-4	56°17'54"	03°21'38"	28.4.73	11.6.73	45	Amoco/ Noco-gruppen	ZAPATA EXPLORER
84	30/10-1	60°00'20"	02°04'07"	5.5.73	17.7.73	74	Esso Exploration Norway Inc.	SAIPEM II
85	2/7-8	56°23'09"	03°19'07"	6.6.73	12.8.73	68	Phillips-gruppen	ZAPATA EXPLORER
86	16/11-2	58°11'07"	02°28'10"	13.6.73	23.7.73	41	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
87	2/7-9	56°19'50,6"	03°14'29,1"	25.12.73			Phillips-gruppen	ZAPATA NORDIC
88	7/8-2	57°23'39,5"	02°35'30,2"	24.7.73	28.8.73	35	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
89	3/7-1	56°27'43,5"	04°00'07,8"	2.8.73	10.9.73	39	Petronord- gruppen	OCEAN TIDE
90	25/2-1	59°55'30,2"	02°23'02"	9.8.73	20.9.73	42	Petronord- gruppen	NEPTUNE 7
91	2/4-9	56°36'25,2"	03°05'1,8"	13.8.73	12.10.73	60	Phillips-gruppen	ZAPATA EXPLORER
92	17/12-2	58°08'18"	03°42'10"	31.8.73	10.10.73	40	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
93	17/9-1	58°26'45"	03°51'09"	16.9.73	23.12.73	98	Esso Exploration Norway Inc.	GLOMAR GRAND ISLE
94	2/4-10	56°40'44"	03°13'24"	13.10.73	19.12.73	67	Phillips-gruppen	ZAPATA EXPLORER
95	25/12-1	59°01'47"	02°49'27"	3.10.73	19.12.73	77	A/S Norske Shell	SEDCO 135 G
96	2/7-10	56°28'33,6"	03°05'05,8"	7.10.73	6.12.73	60	Phillips-gruppen	ZAPATA NORDIC
97	2/7-11						Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
98	25/4-2	59°35'46,5"	02°18'51,4"	21.10.73	6.12.73	46	Pan Ocean Oil Norge A/S	NEPTUNE 7
99	1/5-1	56°34'41"	02°38'31,7"	12.10.73	19.10.73	7	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
100	1/5-2	56°34'42"	02°38'32"	19.10.73	16.4.74	179	Phillips-gruppen	OCEAN VIKING
101	33/12-1	61°12'15,1"	01°49'43,3"	1.12.73	17.4.74	138	Statoil-Mobil- gruppen	WAAGE DRILL I
102	30/10-2	60°04'58,9"	02°09'42,8"	24.12.73	28.3.74	94	Esso Exploration Norway Inc.	DRILLMASTER
103	2/4-11	56°44'46,1"	03°13'21,7"	24.12.73	6.4.74	105	Phillips-gruppen	ZAPATA EXPLORER
104	18/11-1	58°04'32,5"	04°32'11,7"	19.2.74	31.3.74	41	Petronord- gruppen	DEEP SEA DRILLER
105	1/6-3	56°38'36,4"	02°55'49,7"	12.4.74	10.10.74	182	A/S Norske Shell	ZAPATA NORDIC

Till. nr.	Betegnelse	Posisjon		Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid dager	Rettighetshaver	Plattform
		Nord	Øst					
106	25/11-5	59°12'10,2"	02°21'51,9"	3.4.74	8.5.74	36	Esso	DRILL MASTER
107	2/8-5	56°29'58,7"	03°27'19,7"	11.4.74	24.5.74	44	Amoco	ZAPATA EXPLORER
108	25/1-4	59°59'52,4"	02°15'55"	3.4.74	30.5.74	57	Petronord	DEEP SEA DRILLER
109	33/9-1	61°15'07,5"	01°50'25,8"	2.4.74	5.6.74	65	Mobil	NORSKALD
110	25/2-2	59°53'34,8"	02°20'15,0"	1.6.74	12.7.74	42	Petronord	DEEP SEA DRILLER
111	33/12-2	61°13'31,2"	01°51'26,0"	6.6.74	25.8.74	81	Mobil	NORSKALD
112	30/10-3	60°03'12,3"	02°10'02,2"	6.8.74	31.8.74	26	Esso	DRILL MASTER
113	33/9-2	61°17'53,8"	01°53'41,4"	25.8.74	14.9.74	20	Mobil	NORSKALD
114	15/6-3	58°30'15,9"	01°42'39,5"	4.9.74			Esso	DRILL MASTER
115	25/2-3	59°49'09,4"	02°21'24,7"	2.9.74	10.10.74	39	Petronord	DEEP SEA DRILLER
116	30/10-4	60°00'25,1"	02°04'06,2"	14.9.74	24.9.74	11	Esso	NEPTUNE 7
117	33/9-3	61°17'55,1"	01°53'39,9"	15.9.74			Mobil	NORSKALD
118	30/10-5	60°00'25,9"	02°04'07,0"	25.9.74			Esso	NEPTUNE 7
119	25/4-3	59°30'42,2"	02°05'28,9"	16.10.74			Petronord	DEEP SEA DRILLER
120	2/11-2	56°10'51,2"	03°25'26,4"	6.11.74			Amoco	ZAPATA EXPLORER
121	15/3-1	58°50'57,0"	01°43'13,2"	17.11.74			Petronord	DEEP SEA DRILLER

Boretillatelser gitt på Svalbard.

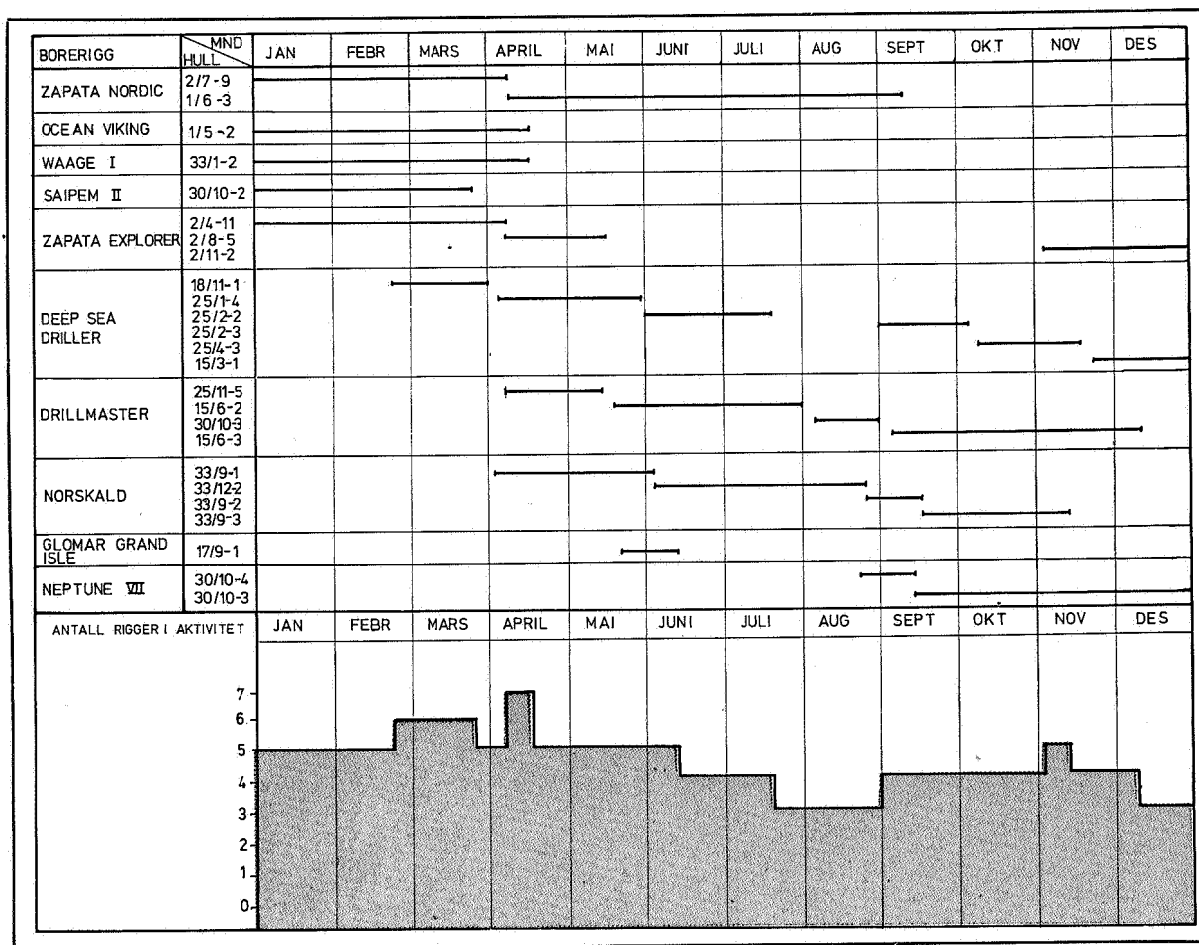
	Posisjon		Boring påbegynt	Boring avsluttet	Boretid, dager	Rettighetshaver
	Nord	Øst				
Ishøgda Spitsbergen	77° 50' 22"	15° 38' 00"	1.8.65	15.3.66	227	Caltexgruppen
Hopen 1	76° 26' 55"	25° 01' 45"	11.8.71	29.9.71	50	Finagruppen
Raddedalen Edgeøya	77° 54' 30"	22° 41' 30"	2.4.72	10.7.72	100	Caltexgruppen
Plurdalen Edgeøya	77° 44' 33"	21° 50' 00"	29.6.72	12.10.72	106	Finagruppen
Kvadehuken 1 Spitsbergen	78° 57' 03"	11° 23' 33"	21.4.73	10.8.73	112	Norsk Polar Navigasj.
Hopen 2	76° 41' 15"	25° 28' 00"	20.6.73	20.10.73	123	Finagruppen
Kvadehuken 2 Spitsbergen	78° 55' 32"	11° 33' 11"	13.8.73 22.3.74	19.11.73 16.6.74	186*	Norsk Polar Navigasj.
Sarstangen Spitsbergen	78° 43' 36"	11° 28' 40"	15.8.74	1.12.74	109	Norsk Polar Navigasj.
Colesbukta Spitsbergen	78° 07'	15° 02'	Mnds- skift. nov/des -74	Boring pågår		Trust Arktikugol

* Boringen ikke endelig avsluttet.

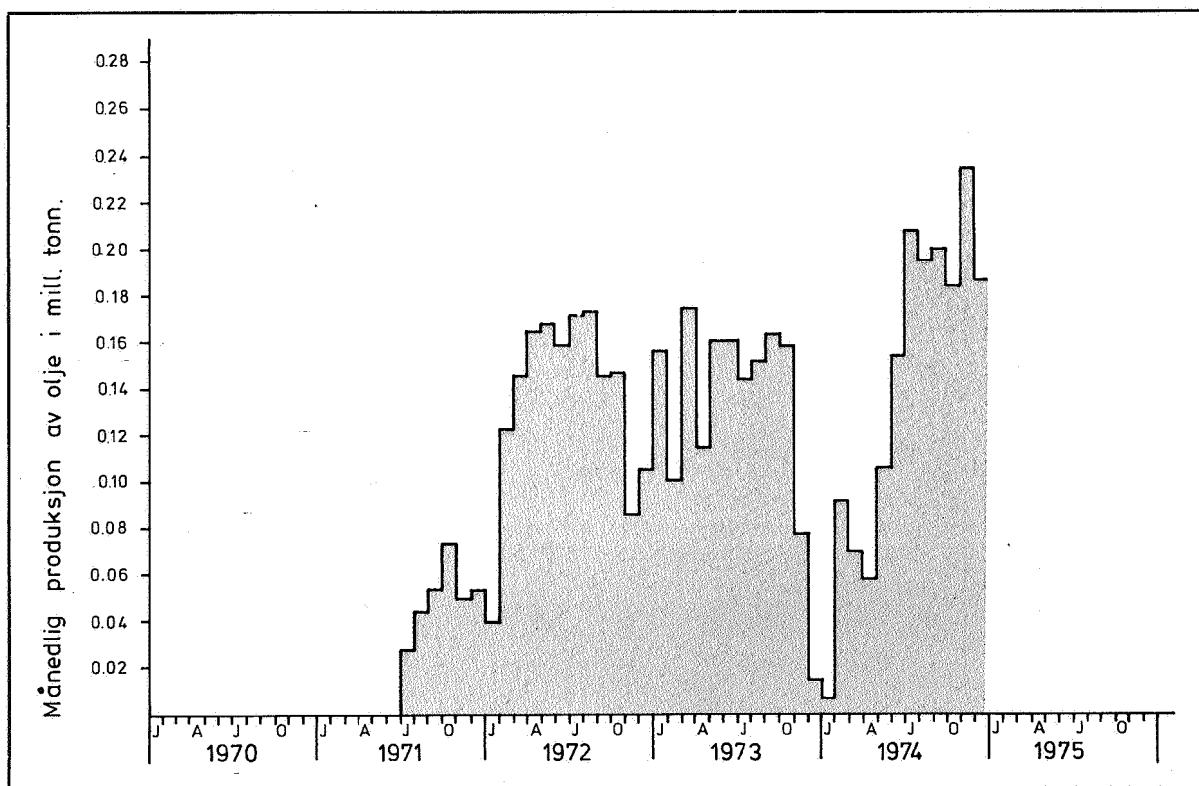
I. ORDLISTE

- Diskordans**, tilstøtende bergartslag som ikke er parallelle.
- Drivmekanisme**, den mekanisme som gjør at petroleum naturlig blir produsert (drevet ut) fra et reservoar.
- Ekstrapolere**, det at en benytter kjennsgjerninger fra et område til å forutsi hva en vil finne i et nærliggende, ukjent område.
- Evaluering**, beregning av hydrokarbonmengden i et reservoar.
- Felt**, betegner et areal hvorunder det forekommer eller antas å forekomme et eller flere reservoar som blir, eller antas å bli produsert gjennom samme produksjonsopplegg.
- Hydrokarboner**, organiske komponenter som vesentlig består av hydrogen og karbon, og som til sammen utgjør oljer og (petroleums)-gass.
- Injeksjon**, tilbakepumping av vann, gass, andre hydrokarbonkomponenter og/eller kjemikalier i, over eller under et reservoar.
- Kondensat**, de gasskomponenter som lett lar seg overføre til væskeform ved å øke trykket, eller senke temperaturen eller ved en kombinasjon av de to faktorene.
- Korrelasjon**, det at to eller flere faktorer er innbyrdes avhengig av hverandre.
- Lithologi**, beskrivelse av sedimenters fysiske sammensetning.
- Permeabilitet**, fysisk størrelse som forteller hvor lett petroleum kan transporteres fra reservoar til borehull.
- Petrofysisk egenskap**, egenskap i en bergart i forhold til oppsamlet petroleum, f. eks. strømningsmulighet, vannmettetthet, oljemettetthet.
- Petroleumsprovins**, område med petroleumsførende bergartslag.
- Prospektivitet**, muligheten for at et område eller et oljefelt har petroleum i økonomisk utvinnbare mengder.
- Prosessering**, (her) EDB-metoder til behandling av f. eks. seismiske data: fremstilling og uttegning av data i oversiktlige diagram.
- Reservoar**, betegner en naturlig ansamling av petroleum som er adskilt, eller antas å være adskilt fra enhver annen slik ansamling.
- Reservoarmodellering**, skape en matematisk modell av reservoaret for bruk i (datamaskin)-simulering av reservoaret.
- Reservoarmodellering**, matematisk gjenskaping av de fysiske prosesser som finner sted i et reservoar under produksjon.
- Standard korrelasjon**, bruk av standard (gjennomsnittlige) verdier fra egenskaper istedenfor verdier målt i det spesielle tilfelle.
- Stratigrafi**, klassifisering av de enkelte bergartslag eller fysisk sammensetning, biologiske egenskaper eller alder.
- Source rock**, skifer med høyt innhold av organisk materiale som kan omdannes til petroleum.
- Step-out brønn**, brønn som blir boret for å påvise utstrekningen av en petroleumskomst.
- Tektonikk**, studiet av jordskorpens oppbygning og de bevegelser og deformasjoner bergarten har gjennomgått etter sin dannelse.
- Transgresjon**, det at hav brer seg inn over tørt land.

J. Aktivitet på den norske del av kontinentalsokkelen, undersøkelsesbrønner.



K. Månedlig produksjon av olje fra Ekofiskfeltet.



L. Samlet produksjon av olje fra Ekofiskfeltet.

