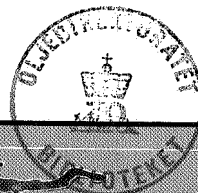


Statens oljedirektorat

ÅRSBERETNING 1973



Innhold

● Forord	5
● Bakgrunnen for opprettelsen av Statens oljedirektorat	6
● Virksomheten i beretningsperioden	9
Styret og administrasjonen	9
Kontrollvirksomheten	13
● Aktiviteten på kontinentalsokkelen	18
● Undersøkelse på kontinentalsokkelen	33
● Evaluering av funn	37
● Geologien på kontinentalsokkelen	39
● Ordliste	41
● Medarbeidere ved Statens oljedirektorat i 1973	42

Forord

I henhold til § 4 pkt. e i Instruks for Statens oljedirektorat skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret for Statens oljedirektorat legger herved frem sin første årsberetning, som dekker etableringen og virksomheten fra 1. april 1973 til 31. desember 1973.

På grunn av den store interesse som oljevirkosmheten omfattes med, har styret valgt å utforme årsmeldingen slik at den har et bredere faglig innhold enn hva som er vanlig i årsmeldinger. Dette vil man også søke å gjøre med fremtidige meldinger. Hensikten er at det av direktoratets årsmeldinger skal være mulig å skaffe seg en viss oversikt over virksomheten på kontinentalsokkelen i det forløpne år.

Gjentakelser av stoff som tidligere er fremkommet bl. a. i stortingsmeldinger, er da ikke til å unngå.

Stavanger, den 7. august 1974.

I styret for Statens oljedirektorat,

Gunnar Hellesten.

Andreas Lønning.

Charles Philipson.

Aksel Olsen.

Arne Moe.

Bakgrunnen for opprettelsen av Statens oljedirektorat

Med St.prp. nr. 113 (1971-72) ble Stortinget innbudt til å gi sitt samtykke til at det ble opprettet «et statens oljedirektorat og et statlig oljeselskap m.m. i det vesentlige i samsvar med Industridepartementets tilråding av 17. mars 1972».

Stortinget bifalt proposisjonen 14. juni 1972 og bevilget samtidig midler til opprettelsen av direktoratet. Beslutningen var enstemmig, men i spørsmålet om lokalisering av den nye institusjon var det dissens. Flertallet gikk inn for Stavanger i samsvar med regjeringens innstilling, men både Bergen og Trondheim var inne i bildet.

Til grunn for regjeringens framlegg lå en utredning fra et organisasjonsutvalg med dr. techn. Knud-Endre Knudsen som formann. Utvalget ble oppnevnt ved kgl. res. av 18. september 1970 og avga sin innstilling 24. mars 1971.

Allerede i St.meld. nr. 95 (1969-70) var det imidlertid uttalt at det kunne bli aktuelt å opprette et eget direktorat for kontinentalsokkelsaker, eventuelt også et eget statselskap til å forestå statens forretningsmessige interesser i utvinning av petroleum hvis det ble gjort kommersielt drivverdige funn på blokker hvor staten hadde opsjon på deltakerrett.

Uttalelsen må sees på bakgrunn av den sterkt økende arbeidsmengde petroleumssakene medførte i Industridepartementet, som her var fagdepartement. Videre hadde man det forhold at fra 1969 ble det operert med utvinningstillatelser som ga staten adgang til å tre inn som partner når det ble gjort kommersielle funn.

Fra 1963, da Norge proklamerte sin suverenitet over havbunnen og dens undergrunn utenfor Norges kyst (31. mai) og fastslo at retten til undersjøiske naturforekomster tillå staten (lov av 21. juni 1963), var behandlingen av statlige kontinentalsokkelsaker lagt til Industridepartementets bergverkskontor.

Ved kgl. res. av 9. april 1965 ble Statens oljeråd opprettet, som fikk til oppgave å bistå Industridepartementet som et rådgivende organ i saker vedrørende undersøkelser etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumforekomster på den norske kontinentalsokkel.

Som følge av den store økning i saksmengden ble det i 1966 nødvendig å opprette et eget Oljekontor i Industridepartementet. Fra første stund valgte de ansvarlige myndigheter å gå skrittvis fram. Derfor ble da også Oljekontoret opprettet som **midlertidig**. Personalet ble ikke fast ansatt, men arbeidet på engasjementsbasis.

Etter Organisasjonsutvalgets forslag skulle Industridepartementets oppgaver begrenses til arbeid med målsetting, lover og bestemmelser, utvinningstillatelser m.v. og prinsipielle spørsmål. Forvaltningsfunksjoner for øvrig så som kontroll med virksomheten, herunder økonomisk kontroll ble foreslått delegert til et direktorat. Statens forretningsmessige interesser ble foreslått ivaretatt av et statsholdingsselskap. Utvalget foreslo at innsamling og bearbeidelse av geologiske og geofysiske data, samt petroleumundersøkelser i statlig regi skulle overlates et Sjøbunnsinstitutt under direktoratet. Dette forslag ble ikke tatt opp i St.prp. 113 (1971-72).

Utvalget hadde også foreslått et råd for direktoratet. I proposisjonen gikk Industridepartementet i stedet inn for at direktoratet skulle ha eget styre med «klare fullmakter fra Industridepartementet, slik at det vil ha et direkte ansvar for ledelsen av direktoratet. En slik ordning vil muliggjøre en mer effektiv delegasjon av en vesentlig del av departementets forvaltningsmessige myndighet».

De nevnte fullmakter er i det vesentlige utformet i instruks for direktoratet av 30. mars 1973 som her gjengis i sin helhet:

§ 1 — Formål.

Statens oljedirektorat er et frittstående direktorat administrativt underlagt Det kgl. Industridepartement. Det har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, i indre norsk farvann, norsk sjøterritorium, og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, Industridepartementet eller annen offentlig myndighet.

Statens oljedirektorat skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter petroleumforekomster o.l. i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9. februar 1920 art. 1 og i lov om Svalbard av 17. juli 1925 § 1 samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 — Oppgaver.

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor 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 unødige 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 inne og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utforming av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser.
 - f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelse etter og utnyttelse av 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 fortlølig 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.

§ 3 — Styret.

- a) Direktoratets øverste organ er styret.
- b) Styrets formann, 4 styremedlemmer og 2 varamenn oppnevnes av Kongen for 2 år. 1 av de 4 styremedlemmer og 1 av de 2 varamenn oppnevnes blant direktoratets ansatte etter at kandidater til de ansattes plass i styret er valgt av og blant de ansatte i hemmelig og skriftlig valg. Styremedlemmet som er oppnevnt blant de ansatte har samme rettigheter og plikter som de øvrige styremedlemmer.
- c) Styret er beslutningsdyktig når minst 3 medlemmer er tilstede. Ved stemmelikhet er formannens stemme utslagsgivende. Når bare 3 medlemmer er tilstede, kreves enstemmighet for at et vedtak skal være gyldig.
- d) Direktoratets direktør deltar i styremøtene. Han har ikke stemmerett.

§ 4 — Styrets oppgaver.

- a) Styret skal påse at direktoratet utfører de oppgaver som er det pålagt i henhold til § 2. Styret fremmer forslag om årlige budsjett og organisasjon til Industridepartementet.
- b) Styret utøver kontroll med direktoratets drift. Styret treffer de beslutninger det anser hensiktsmessig for å lede og kontrollere direktoratets virksomhet. Styret har ansettelsesmyndighet for så vidt gjelder andre stillinger enn direktøren, avdelingsjefene, seksjonssjefene og kontorsjefen. Styret skal utarbeide innstilling til Industridepartementet ved besettelse av de nevnte stillinger.
- c) Styret er ansvarlig overfor Industridepartementet for at direktoratet ledes i samsvar med god forvaltningspraksis.
- d) Styret kan gi direktøren fullmakt til å treffe beslutninger innenfor rammen av den daglige drift, herunder ansettelse og oppsigelse av underordnet personell.
- e) Styret skal hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet.

§ 5 — Styremøter.

- a) Styremøtene holdes som hovedregel i Stavanger, vanligvis 1 gang pr. måned.
- b) Styremøter holdes når et av styrets medlemmer eller direktøren begjærer det.
- c) Innkalling til styremøte gis vanligvis med minst 14 dagers varsel. I særlige tilfelle kan innkalling skje med kortere varsel. Saksliste og nødvendige dokumenter skal tilstilles styrets medlemmer i god tid før møtet.
- d) Det skal føres protokoll over styrets vedtak.

§ 6 — Direktøren.

- a) Direktøren ansettes av Kongen for et tidsrom av 6 år.
- b) Direktøren er øverste tjenestemann og daglige leder av direktoratet. Styret bestemmer hvem som fungerer som stedfortreder i direktørens fravær.
- c) Direktøren er ansvarlig overfor styret for at dets beslutninger gjennomføres, og skal sørge for at direktoratets organer handler i samsvar med lov, forskrifter og styrevedtak.
- d) Direktøren kan handle på styrets vegne dersom forholdene gjør det umulig på forhånd å innhente styrets avgjørelse. Avgjørelser truffet i h.h.t. denne bestemmelse, skal snarest mulig forelegges styret til godkjenning.
- e) I den utstrekning det ikke strider mot styrevedtak, fordeler direktøren gjøremålene blant de forskjellige avdelinger og kontorer i direktoratet og trekker opp retningslinjene for arbeidet, samt gir de nødvendige instruksjoner for saksbehandling og rutinemessige arbeider. Han kan, i den utstrekning det ikke strider mot den enkeltes ansettelsesvilkår, forflytte personell og endre arbeidsområder.

- f) Direktøren har anvisningsmyndighet og disponerer midler som er under direktoratets forvaltning. Han avgjør hvilke tjenestemenn som skal ha myndighet til å tegne direktoratet.
- g) Direktøren kan delegere sin beslutnings- og anvisningsmyndighet til underordnede tjenestemenn.
- h) Direktøren utarbeider hvert år forslag til styret til den meldingen som er nevnt i § 4, bkst. e. Meldingen skal inneholde en beskrivelse av direktoratets virksomhet i det foregående år. Meldingen skal dessuten gi orientering om utviklingen i undersøkelsene etter og utnyttelsen av petroleum, og prognoser for utviklingen.

§ 8 — Ikrafttreden.

Denne instruks trer i kraft 1. april 1973.



Styret ønskes velkommen til Evenes av ordfører Norwick, Harstad. Fra venstre stortingsrepresentant Gunnar Berge, kontorsjef Bjørn Bratbak, direktør Andreas Lønning, disponert Aksel Olsen, direktør Fredrik Hagemann, byrettsdommer Charles Philipson, banksjef Gunnar Hellesen og ordfører Norwick.

Virksomheten i beretningsperioden

Styret og administrasjonen

Ved kgl. res. av 8. september 1972 ble styret for direktoratet oppnevnt. Styret fikk følgende sammensetning:

- Fylkesmann Gunnar Hellesen, Stavanger, formann.
- Direktør Andreas Lønning, Oslo.
- Høyesterettsadvokat Charles Philipson, Oslo.
- Disponent Aksel Olsen, Hammerfest.
- Stortingsrepresentant Gunnar Berge, Stavanger, varamann.

Ved oppnevningen ble det forutsatt at styret senere skulle utvides med ett styremedlem med varamann valgt av og blant de ansatte ved direktoratet.

Første styremøte ble avholdt i Oslo 9. oktober 1972. Den 25. oktober var styret for første gang samlet i Stavanger. Da ble også de første ansettelser ved direktoratet foretatt.

I møte 8. november 1972 kunne styret avgi innstilling til direktørstillingen, og i statsråd 10. november ble den 43 år gamle seksjonsleder ved Industridepartementets oljekontor, Fredrik Hagemann, beskikket som direktør for direktoratet.

Styret har siden det ble oppnevnt og fram til årsskiftet 1973-74 avholdt 15 styremøter. Det har vært foretatt befaringer på Ekofiskfeltet og ved oljebasene i Stavanger. Høsten 1973 var styret på reise i Nord-Norge hvor det besøkte Andenes, Harstad og Hammerfest. Det har dessuten besøkt det franske petroleumsinstitutt i Paris, det franske petroleumsdirektorat og oljeselskapet Elf's hovedadministrasjon i Paris og Elf's raffineri i FEYZIN, Lyon. Styret besøkte også dykkerselskapet Comex i Marseille. I mars var styret på befaring av produksjons- og ilandføringsanleggene for gass hos Shell i Lowestoft og Backton i Storbritannia.

Etter at de fleste nyansatte var tiltrådt i sine stillinger og blitt kjent med hverandre, ble den 12. oktober avholdt valg på styremedlem og varamann fra de ansatte. Petroleumsgеоfysiker Arne Moe ble valgt som styremedlem med kontorfullmektig Rigmor Reigstad som varamann. Arne Moe har deretter deltatt i alle styremøter.

Etableringen.

Direktøren tiltrådte 20. november 1972. Kontorsjef og en kontorfullmektig var da allerede tiltrådt.



Direktoratets stab høsten 1972. Direktør Fredrik Hagemann, kontorsjef Bjørn Bratbak og kontorfullmektig Brynhild Meltveit er fornøyd med søknadsmengden.

Ved bistand fra Statens bygge- og eiendomsdirektoratets side ble det skaffet midlertidige kontorer i Tinghuset, Stavanger.

Arbeidet den første tiden måtte i hovedsak bli konsentrert om å få innredet de nye kontorlokalene i Lagårdsveien 80 og å få ansatt personalet. I tillegg til dette måtte de løpende saker som tidligere var blitt ivaretatt av Oljekontoret i Industridepartementet forberedes overført til direktoratet.

Den 30. mars 1973 fastsatte som foran nevnt Industridepartementet instruks for direktoratet og fra og med 1. april fikk direktoratet delegert myndighet som Industridepartementet og andre statsinstitusjoner tidligere hadde utøvet vedrørende petroleumsvirksomheten. Fra denne dato var direktoratet formelt kommet i gang, selv om virksomheten fram til begynnelsen av mai foregikk både i Oljekontorets lokaler i Oslo og i de nyinnredede lokaler i Lagårdsveien 80, Stavanger. Flyttingen av personalet, arkivalier og utstyr fra Oslo til Stavanger foregikk den 2. mai. Noe senere på sommeren ble 30 tonn stenprøver fra borehullene i Nordsjøen flyttet fra Norges Geologiske Undersøkelser i Trondheim til Stavanger.

Nøyaktig et år etter at Stortinget hadde gjort vedtak om å opprette direktoratet, kunne industriministeren, statsråd Ola Skjåk Bræk ved en tilstelning den 15. juni 1974 foreta den høytidelige markering av direktoratets etablering i Stavanger.



Øverst:

Fra markeringen av direktoratets åpning 15. juni 1973. Fra venstre tidligere industriminister Finn Liød, fylkesmann Gunnar Hellesen, statsråd Ola Skjåk Bræk og direktør Fredrik Hagemann.

Nederst:

Lagårdsveien 80. Bygningen som rommer Statens oljedirektorat.

Organisering

Direktoratet ble organisert i overensstemmelse med den organisasjonsplan som er opptrykket i St.prp. 113 (1971-72). Det er opprettet 3 avdelinger; planleggingsavdeling, kontrollavdeling, forvaltningsavdeling og et administrasjons- og personalkontor.

Planleggingsavdelingen utfører de mere langsiktige teknisk og geologiske analyser og vurderinger, samt utarbeider planer for fremtidig virksomhet på kontinentalsokkelen. Avdelingen består av to seksjoner som hver har følgende arbeidsoppgaver:

- Produksjons- og utviklingsseksjonen.
 - Teknisk utredning og planlegging.
 - Metode- og teknikkrasjonalisering.
 - «Conservation»- og reservoarkontroll.

Undersøkelsesseksjonen.

- Innsamling og bearbeiding av data fra rettighetshaverne.
- Planlegging og bearbeiding av statlige undersøkelser.
- Geologisk prioritering av områdene.
- Offentliggjøring av data.

Kontrollavdelingen foretar den tekniske og sikkerhetsmessige kontroll med virksomheten på kontinentalsokkelen og på Svalbard. Den fører kontroll med at gjeldende lover, bestemmelser og øvrige vilkår som de enkelte tillatelser er meddelt på, blir overholdt. Avdelingen utreder tekniske saker for Industridepartementet.

Forvaltningsavdelingen kontrollerer de juridiske sider av virksomheten på kontinentalsokkelen og utøver økonomisk kontroll med rettighetshaverne. Avdelingen følger med i utviklingen på sokkelen med sikte på utarbeidelse av forslag til nye bestemmelser og lover m.v.

Administrasjons- og personalkontoret forestår direktoratets interne administrasjon- og personalforvaltning, utarbeider direktoratets budsjetter og fører kontroll med disse. Kontoret står for direktoratets informasjonsvirksomhet.

Personell

Den fastlagte personellramme for etableringsåret var på 40 stillinger. Disse ble kunn gjort ledige høsten 1972. Det meldte seg et stort antall velkvalifiserte søkere.

I løpet av våren 1973 ble de fleste stillinger besatt. 15 av direktoratets nye tjenestemenn kom fra det tidligere Oljekontor i Industridepartementet og 3 kom fra kontinentalsokkelkontoret ved Norges teknisk-naturvitenskapelige forskningsråd. 10 av de nytilsatte ble rekruttert fra Stavanger-området.

Gjennomsnittsalderen for de ansatte er 31 år. I perioden har direktoratet hatt en avgang på 4, hvorav 3 tjenestemenn har gått over til ny stilling hos Statoil.

Det viste seg forholdsvis raskt at den oppsatte personalramme ikke var tilstrekkelig til å gi full dekning for direktoratets servicefunksjoner og til den kontrollvirksomhet som det var forutsetningen at kontrollavdelingen skulle utføre. Direktoratet fikk derfor tillatelse til å engasjere 6 ingeniører fra og med sommeren 1973.

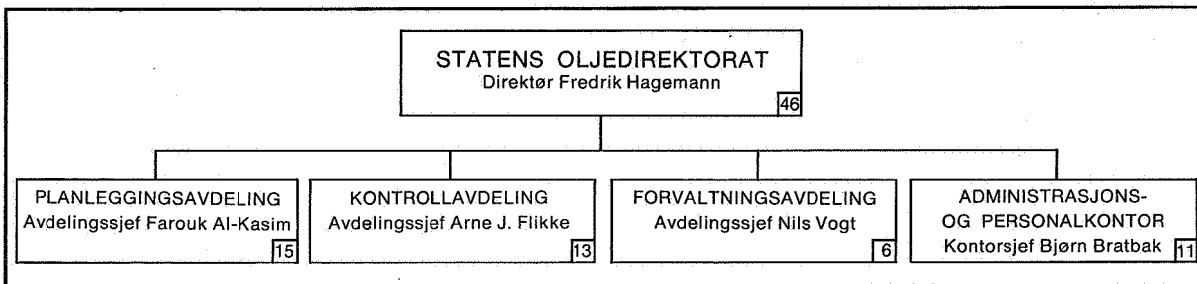
Boligbehovet for de ansatte er løst ved at Stavanger kommune har tildelt boliger i de forskjellige byggelags prosjekter i Stavanger-området. Direktoratets ansatte har derfor relativt raskt kunnet flytte inn i tilfredsstillende boliger.

Økonomi

Til opprettelse av direktoratet og til drift det første året bevilget Stort. i alt kr. 16 927 000,-. I dette beløp inngikk kr. 7 000 000,- som refuksjon for det kontrollarbeid som oljeselskapene skal betale for. Som følge av de innstramningstiltak som ble iverksatt våren 1973 ble direktoratet pålagt å holde flere av stillingene ubesatt fram til 1. mai 1973. Videre ble bevilgningen til inventar og utstyr redusert med 12,5 %.

I løpet av 1973 har direktoratet mottatt kr. 63.444.892,78 som inntekter. Disse fordeler seg slik:

— Undersøkelsesgebyr .. Kr.	419.989,00
— Refunderte kontrollutgifter	» 5.524.216,20
— Arealavgift	» 40.650.060,00
— Royalty	» 16.850.627,58



Lokaler

Allerede før Stortinget hadde truffet beslutning om hvilken by direktoratet skulle plasseres i, hadde Industridepartementet foretatt sonderinger om mulighetene for å skaffe egnede kontorlokaler. Stavanger kommune som hadde vist stor interesse og imøtekommenhet ved disse sonderinger, kunne tilby flere brukbare alternativer. Man festet seg imidlertid raskt ved et forretningsbygg som var under oppføring ca. 10 minutters gange fra Stavanger sentrum. Det ble innledet forhandlinger med byggherren, herr Alv Johannessen, og på første styremøte ga styret klarsignal til at direktoratet kunne inngå leieavtale av lokaler med i alt 5125 m² i Lagårdsveien 80. Dette bygg var på dette tidspunkt under oppføring. Deler av huset sto allerede ferdig i form av råbygg, og direktoratet fant derfor i samråd med Statens bygge- og eiendomsdirektorat at det selv ville stå for innredningsarbeidene.

Innredningsarbeidene ble så planlagt og utført av Statens bygge- og eiendomsdirektorat og arkitektfirmaet S. Brandsberg-Dahl, Stavanger. Innrednings- og fullføringsarbeidene av bygget gikk side om side. I overensstemmelse med fremdriftsplanen sto lokalene klare 1. mai 1973.

Industridepartementet hadde også tatt sikte på at lokaler for Statoil skulle skaffes i samme bygning. Dette er løst ved at direktoratet fremleier lokaler til Statoil i de deler av Lagårdsveien 80 som direktoratet selv ikke hadde behov for ved etableringen. Varigheten av denne fremleieavtale er satt til 5 år, men Statoil skal bestrebe seg på å frigi lokalene så snart direktoratet selv har behov for dem. En del av spesialrommene i bygningen benyttes i fellesskap av Statoil og direktoratet. Dette gjelder kantine, auditorium, møterom og hustrykkeri.

Selv om den vesentligste del av direktoratets lokaler er innredet som kontorrom, har den spesielle virksomhet som direktoratet skal drive nødvendiggjort en rekke spesialrom som laboratorier, fotoatelier, bibliotek, preparatverksteder og et 900 m² stort lagerrom for borekjerneprøver fra Nordsjøen. På grunn av den konfidensialitet som er nødvendig ved petroleumsvirksomheten, oppbevares både boreprøvene og de fleste dokumenter og rapporter i egne rom som er sikret med elektronisk alarmsystem og bevoktet av vaktelskap.

Alle forhold tatt i betraktning, må det kunne sies at de lokaler som direktoratet har fått i Lagårdsveien 80 både er hensiktsmessige og praktiske, samtidig som de er holdt innenfor rammen av den standard som er satt for statens bygninger.

Opplæringsvirksomhet og videreutdanning

For å få de ansatte satt inn i direktoratets oppgaver, ble det umiddelbart etter etableringen i Stavanger arrangert et internt opplæringskurs som strakte seg over 2 uker. Kurset ga en god innføring i direktoratets ansvarsområder, og direktoratet avviklet senere på sommeren samme kurs i en noe forkortet form for nyansatte tjenestemenn ved Industridepartementets Olje- og bergverksavdeling.

Behovet for faglig etterutdanning av tjenestemennene, særlig gjelder dette for geologer, ingeniører og geofysiskere, er søkt dekket ved at man har benyttet seg av de opplæringsstilbud som oljeselskapene er kommet med. Det er som kjent tatt med i konsesjonsvilkårene at selskapene skal motta tjenestemenn fra statsadministrasjonen til opplæring. Dette er en ordning som er kommet godt til nytte for direktoratet i etableringsfasen.

Direktoratet har også drevet opplærings- og informasjonsvirksomhet rettet utad. I oktober måned arrangerte direktoratet i samarbeid med Union Oil Company seminar om forurensningsproblematikk i forbindelse med petroleumsutvinning på kontinentalsokkelen. På dette seminaret deltok representanter fra sentraladministrasjonen og berørte lokale myndigheter.

Flere av tjenestemennene har vært engasjert som foredragsholdere og forelesere. Blant annet ble det høsten 1973 gjennomført undervisning i petroleumsfag for studentene ved Rogaland Distriktshøyskole, hvor fagkyndige fra direktoratet bisto med opplegg og undervisning. Noe av undervisningen ble gjennomført i direktoratets lokaler.

Informasjonsvirksomhet

Behovet for informasjon om statens engasjement i petroleumsvirksomheten har ført til at direktoratet har hatt stor pågang fra norsk og utenlandsk presse, radio og fjernsyn. Alle pressemeldinger om pågående boring og funn på den norske kontinentalsokkel blir sendt ut av direktoratet.

I løpet av året har direktoratet tatt imot og gitt orientering til et stort antall institusjoner og enkeltpersoner, både fra inn- og utland. Det har vært besøk av Sovjet-Unionens viseutenriksminister, sendemenn fra USA, India og Tsjekkoslovakia for å nevne noen. Sommeren 1973 besøkte sjefene for de norske utenriksstasjoner Stavanger, og et besøk ved det nyetablerte Oljedirektorat inngikk som en del av opplegget. Flere av direktoratets tjenestemenn har vært aktive som foredragsholdere i andre statsinstitusjoner, i foreninger m.v.

Kontrollvirksomheten

En av direktoratets hovedoppgaver er å ivareta den tekniske del av den sikkerhetsmessige kontroll som ble delegert direktoratet ved dets opprettelse. Da direktoratet trådte i funksjon, lå aktiviteten på den norske kontinentalsokkel på et høyt nivå og kontrolloppgavene var mangfoldige. I begynnelsen var bemanningen i direktoratets kontrollavdeling kun fire petroleumsingeniører, og det var klart at skulle oppgavene løses, måtte en utvidelse av staben finne sted. I løpet av mai måned ble det ansatt to nye petroleumsingeniører, mens avdelingen først i november fikk sin faste sjef.

Opgavene man sto overfor, var sikkerhetsmessig kontroll med boreutstyr på mobile såvel som faste plattformer, vurdering og godkjenning av boreprogram, samt sikkerhetsmessig kontroll av produksjonsplattformer med utstyr og rørledninger med pumpestasjoner.

På bakgrunn av de oppgaver avdelingen stod overfor, var det klart at den enkelte ingeniør ikke kunne dekke alle oppgaver, men at en form for spesialisering måtte finne sted. Det ble derfor besluttet å dele opp avdelingen i tre uformelle grupper; en for boring, en for produksjon og en for konstruksjon. En del av de ansatte ble gitt mulighet til å delta i kurser og seminarer for å tilegne seg kunnskaper innenfor bestemte fagfelt.

Boring

Boring av et hull kan ikke påbegynnes før boretillatelse er gitt. Før denne tillatelse blir gitt skal søker forelegge direktoratet et boreprogram som blir kontrollert av direktoratets geologer og ingeniører. Boreprogrammet skal bl. a. inneholde følgende opplysninger:

- Boreplattform som ønskes benyttet til boringen.
- Borehullets antatte totale dybde.
- Geologiske lag man antar å måtte bore gjennom med vedlagte seismiske profiler, samt geologiske strukturkart.
- Program for installering av foringsrør og plassering av disse.
- Program for anvendelse av borevæske.

I praksis blir boreprogrammet forelagt direktoratet av søkeren, hvor denne ved sine geologer/boreingeniører presenterer programmet og redegjør for geologiske/boretekniske vurderinger.

Søknaden blir så vurdert av direktoratet. Forutsatt at direktoratets geologer ikke kommer fram til andre tolkninger av de foreliggende geologiske data, vil det boretekniske program bli vurdert, herunder settedybde for foringsrør, styrken av disse, boreslamsvekt,

samt eventuelle problemer som kan tenkes i forbindelse med selve boringen. Er det divergerende fortolkning av geologiske data mellom søkeren og direktoratet, vil det boretekniske program ikke bli vurdert før de geologiske spørsmål er avklart. Om nødvendig må søkeren legge fram tilleggsopplysninger. Søknaden blir dessuten forelagt en rekke forskjellige institusjoner, herunder Fiskeridirektoratet, til uttalelse.

Når søknaden om boretillatelse er ferdigbehandlet og anbefalt godkjent, vil direktoratet gi skriftlig samtykke om at boringen kan påbegynnes.

Boretillatelse presiserer blant annet at underretning om den godkjente posisjon, samt boreplattformens navn, merking og signaler, dato for anbringelser etc. i god tid skal rykkes inn i «Etterretninger for Sjøfarende», «Kunngjøring fra Luftfartsdirektoratet» og kunngjøres i Norsk Rikskringkastings «Fiskerimeldinger». Dessuten skal Forsvarsdepartementet i god tid underrettes om de samme forhold.

Selve boringen skal utføres i samsvar med god og fornuftig praksis innen petroleumsindustrien.

For så vidt angår selve borehullet er det regler om sikkerhetsutstyr til kontroll av borehull, om foringsrør, om sikkerhetsventiler (såkalte «blow-out preventers» BOP) og om utblåsingshindrende tilleggsutstyr. Under boring og under installasjon og sementering av rørvegger skal sikkerhetsventilene regelmessig trykkprøves og funksjonsprøves.

Der er videre regler om borevæske, om avviksboring og om testing. Det skal tas nødvendige logger under boreoperasjonen, og en avsluttende rapport med vedlegg skal sendes direktoratet innen seks måneder etter hullets fullførelse eller oppgivelse.

Den praktiske kontroll av borevirksomheten foregår ved at operatøren (rettighetshaveren) sender inn en daglig telex-melding som beskriver den aktivitet som har funnet sted over de siste 24 timer. Denne daglige telex-meldingen skal blant annet inneholde:

- Borehullets dybde ved dagens slutt.
- Borehullets diameter.
- De påtrufne geologiske formasjoner.
- Detaljer med hensyn til anvendt borevæske (vekt etc.).
- Beskrivelse av spesielle operasjoner slik som installasjon av rørvegger, sementering, logging etc.

Opplysningene i den daglige telex-meldingen er basert på journalen som rettighetshaveren er pålagt å føre. Direktoratets inspektører foretar stikkprøver ved inspeksjon ombord på boreplattformer hvor bl.a. journalen blir kontrollert.

I løpet av 1973 ble i alt 21 boreprogram behandlet og godkjent, og kontroll med boringen fulgt opp ved inspeksjon på feltet.

Ved avslutning av et borehull skal rettighetshaver informere direktoratet om dette minst 24 timer på forhånd. Der skal videre gis en orientering om hvordan og hvorfor boringen avsluttes, og dessuten fremlegges en plan for hvordan hullet skal plugges og sikres før det forlates.

Det kan her være tale om midlertidig oppgivelse av borehullet, som blant annet kan være forårsaket av sesongmessige værforhold eller i påvente av en boreplattform med tyngre boreutstyr. I en slik situasjon vil borehullet bli plugget på en betryggende måte og bøye vil bli utlagt for å avmerke brønnhodet som midlertidig vil bli stående igjen på havbunnen.

Den vanligste form for oppgivelse av et borehull er imidlertid permanent oppgivelse. I tillegg til plugging av selve borehullet skal alt brønnutstyr fjernes, og rettighetshaveren skal forsikre seg om at det på havbunnen og på havoverflaten på eller rundt borestedet ikke etterlates hindringer av noen art, forårsaket av hans virksomhet, som kan skade eller hindre fiske, skipsfart eller annen virksomhet. Det er i det alt vesentlige blitt gjennomført dykkerinspeksjon eller inspeksjon med fjernsyn.

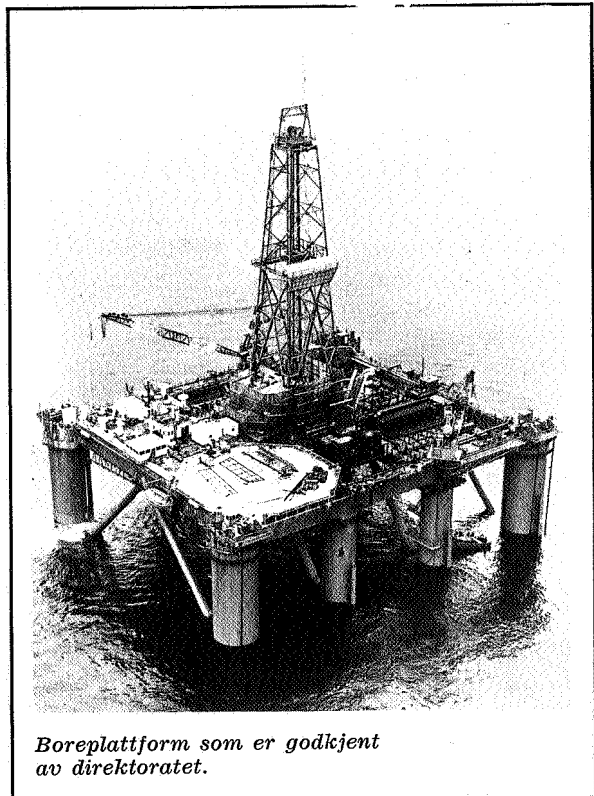
I løpet av året ble tilsammen 23 avslutningsprosedyrer behandlet og godkjent.

Boreplattformer

Før en boreplattform kan benyttes på den norske kontinentalsokkel, må den med innretninger og utstyr godkjennes for bruk. Direktoratet står for godkjennelse av alt boreteknisk utstyr, mens resterende utstyr og innretninger kontrolleres og godkjennes av andre institusjoner med Sjøfartsdirektoratet som koordinator. Oljedirektoratets boreingeniører inspiserte og fremla rapport fra i alt 8 boreplattformer under bygging samt 5 eldre plattformer som kom fra andre lands kontinentalsokler for å operere på norsk side. Sammen med inspektører fra andre kontrollinstitusjoner ble det foretatt flere inspeksjonsturer til boreplattformer som var i virksomhet på feltet.

Produksjonsinstallasjoner.

Oljedirektoratets kontrollfunksjoner omfatter i prinsippet alle sikkerhetsmessige spørsmål forbundet med produksjonsanlegg. Kontrollen omfatter bl.a. prosessutstyr for behandling av olje og gass samt sikkerhets- og avstengningssystemer (shut-down systems). Direktoratet foretar videre sikkerhetsmessige vurderinger av nye installasjoner allerede på design-stadiet. Selv om det her er tale om kontroll av produksjonsanlegg, vil slik kontroll også omfatte sikkerhetsmessige anordninger



Boreplattform som er godkjent av direktoratet.

ved brønnutstyret. Kontrollen utøves i nært samarbeid med institusjoner som innehar ekspertise innen spesielle fagfelt.

Industridepartementet anmodet 2. april 1971 Sjøfartsdirektoratet om å forestå kontrollen med følgende utstyr og innretninger på Ekofisk-feltet:

- Innredning og ventilasjon
- Hospital, sykelugarer m.v.
- Redningsutstyr
- Brannslukningsutstyr
- Brannsikring
- Nødbelysning
- Alarmanlegg
- Nødkraftkilder
- Lys- og lydsignaler
- Forankringsbøyer for så vidt angår posisjon, lyd- og lyssignaler, radarreflektorer m.v.

Samtidig ble Luftfartsdirektoratet anmodet om å forestå kontrollen med flyoperative forhold og det utstyr og de anlegg som flyvning til plattformen på Ekofisk-feltet nødvendiggjør.

Videre ble Teledirektoratet i brev av 2. april 1971 fra Industridepartementet gjort kjent med at det for Ekofisk-feltets vedkommende ville bli behov for et omfattende telekommunikasjonssystem mellom plattformene og land og mellom de enkelte plattformer. Opplegget for slike systemer er gjenstand for Teledirektoratets godkjennelse, som også gir konsesjon for drift.

Endelig bistår Direktoratet for Statens arbeidstilsyn Statens oljedirektorat i kontroll av visse innretninger og utstyr.

2. april 1971 ble det videre inngått avtale mellom Industridepartementet og Det norske Veritas angående kontroll av anlegg for petroleumproduksjon på Ekofisk-feltet. I henhold til avtalen har Det norske Veritas påtatt seg å føre kontroll med opplagring og bygging av permanente plattformer, rørledninger, lagringsanlegg og tilhørende tekniske anlegg og utstyr som blir plassert på Ekofisk-feltet. Kontrollen omfatter de enkelte enheters opplagring og styrke med sikte på deres evne til å motstå påregnelige belastninger på tilfredsstillende måte under forutsetning av kyndig behandling. Det norske Veritas skal i henhold til avtalen vurdere de valgte konstruksjoner, dimensjonerings, materialer og arbeidsutførelser.

Videre omfatter kontrollen elektriske anlegg, kjeler, trykkbeholdere og høytrykkkrøsystemer.

Under inspeksjoner som ble foretatt etter at en del av Fase II-anleggene på Ekofisk-feltet var installert, viste det seg at en del av utstyret og opplegget var mangelfullt, spesielt det elektriske anlegg og brannslukkingssystemet.

De forandringer rettighetshaver ble pålagt å utføre etter at installasjonen var på plass, tok mye ekstra tid og pådro selskapet betydelige økonomiske belastninger. På bakgrunn av denne erfaring har man funnet det nødvendig med bedre koordinering av kontrollfunksjonene og kontroll på et tidligere stadium av utviklingen.

Således ble det med hensyn til kontrollen av Fase III-installasjonene allerede i oktober 1973 holdt et møte mellom de involverte kontrollinstitusjoner og rettighetshaver for å diskutere opplegget for det produksjons- og prosesseringsanlegg som skal bygges på Ekofisk-tanken. Møte gikk over to dager slik at det ble anledning til å diskutere de forskjellige sikkerhetsanordninger i detalj. Planer som ikke var i samsvar med krav fra kontrollinstitusjonenes side, ble rettet opp. Dette vil forhåpentligvis føre til at det eventuelt kun blir pålegg om små korrigeringer ved den avsluttende kontroll av installasjonene på feltet før direktoratet kan gi tillatelse til drift av anleggene. Lignende møter er etter den tid blitt gjennomført for samtlige av de nye installasjonene som er planlagt i forbindelse med Ekofisk-feltet.

I 1973 ble det i visse tilfelle stilt krav om at rettighetshaveren fremla en såkalt «safety»-studie for en installasjon. En slik studie er i grove trekk en simulering av forskjellige tenkte uhell som kan oppstå. Ved hjelp av

vurdering og matematiske beregninger blir videre konsekvensene av slike tenkte uhell belyst.

Den første studie av denne art gjaldt produksjonsplattformen som blir bygget for Cod-feltet. Studien ble diskutert i møter hvor representanter fra de involverte kontrollinstitusjoner og rettighetshavere deltok.

Som nevnt skal alle faste installasjoner inspiseres på feltet før de tillates tatt i bruk. I løpet av året ble flere plattformer inspisert, og det ble påpekt en rekke mangler.

Rørledninger

Den sikkerhetsmessige kontroll av rørledninger på norsk kontinentalsokkel og for rørledninger som kommer inn under norsk jurisdiksjon på andre lands kontinentalsokler, er tillagt direktoratet.

Oljeledningen til Teesside.

Bemanningen til direktoratet tillot bare en viss administrasjon av kontrollen fra direktoratets side. Til å utføre beregningsmessig og materialteknisk kontroll samt feltinspeksjon av sveiser og utlegging av rør er Det norske Veritas engasjert som konsulent. Engasjementet gjelder for gassledningen til Emden og oljeledningen til Teesside inntil disse er godkjent for bruk.

Kontroll med ilandførte mengder hydrokarboner.

I forbindelse med beregningen av produktionsavgiften som betales til den norske stat, er det av stor betydning at det foretas en meget nøyaktig måling av kvantum og kvalitet på de mengder hydrokarboner som blir produsert fra den norske kontinentalsokkel.

For kontrollen med størrelsen av det produserte kvantum benyttes avanserte tekniske måleinstrumenter ute på feltet. Videre kontrolleres kvantum ved innlasting til skip samt ved mottakerstedet. Kontrollfunksjonen er i sin helhet tillagt Oljedirektoratet.

Under prøveproduksjon som har foregått på Ekofisk-feltet, har representanter fra direktoratet med jevne mellomrom inspisert og deltatt i testing av måleinstrumentene på feltet.

Med hensyn til vurdering av den fremtidige analyse- og måleproblematikk nedsatte direktoratet høsten 1973 et eget internt utvalg til dette formål.

Høsten 1975 ventes rørledningene til Teesside og Emden å komme i full drift. Dette innebærer at det fra norsk kontinentalsokkel eksporteres hydrokarboner i to forskjellige rørledninger til to forskjellige land. Innholdet, dvs. sammensetningen av hydrokarboner i de to ledningene er forskjellig. Til Emden går det en forholdsvis «rik» gass, dvs. den inneholder foruten metan også mengder av etan, propan og andre tyngre komponenter. Til Teesside går det en væske med høyt damptrykk, dvs. oljen inneholder til dels store mengder NGL (etan, propan og butan), komponenter som ved normalt trykk og temperatur vil foreligge i gassform. Teesside-oljen inneholder også en god del metan. Produksjonen vil foregå fra Ekofisk-feltet og flere satelittfelter. Enkelte av satelittfeltene er delt mellom flere rettighetshavere, noe som kompliserer måleopplegget og produktbestemmelsene atskillig.

De produkter som forlater satelittfeltene i form av væske er ikke veldefinerte produkter.

Opplegget for måling og produktbestemmelse i forbindelse med Ekofisk Fase III er unikt i verdensmålestokk. Ikke noe annet sted i verden er det foreslått et så komplisert opplegg, hverken offshore eller på land. De problemer man står overfor her vil ha store konsekvenser for bestemmelse av statens totale inntekter fra petroleumsvirksomheten. Oljedirektoratet har tatt kontakt med flere ekspertfirmaer innen områdene måleteknikk og analyseteknikk. Det er imidlertid klart at for å komme fram til en optimal løsning for den norske stat må det gjøres en betydelig innsats for å få klarlagt disse vitale områder.

Ilandføring av NGL.

Med bakgrunn i NGL-avtalen som ble gjort mellom Phillips-gruppen og den norske stat, ble direktoratet i brev av 11. juli 1973 fra Industridepartementet bedt om å vurdere de installasjonene som er planlagt for Ekofisk Fase II og påse at disse ble utført på en slik måte at maksimal mengde NGL ble ført med oljeledningen til Teesside, i overensstemmelse med kravene i avtalen.

Direktoratet tok i den forbindelse kontakt med Phillips og ba om en rapport hvor forskjellige forandringer i det planlagte opplegg ble vurdert. For å få en uavhengig vurdering av problemene engasjerte direktoratet et selvstendig konsulentfirma med ekspertise innen petroleumsprossessering. En av direktoratets ansatte fulgte firmaet i arbeidet med saken. Resultatet av arbeidet ble lagt fram ved årsskiftet og blir benyttet videre i behandlingen av NGL-saken.

Miljøvern.

Under den aktivitet som er forbundet med offshore-virksomhet, er faren for forurensninger alltid til stede. Først og fremst vil en eventuell «blow-out», rørledningsbrudd og lignende kunne gi oljeforurensninger av betydelig omfang.

Lov om vern om oljeskader av 6. mars 1970 ga et regelverk med hovedretningslinjer for hvordan skader som kan oppstå ved oljespill, skal bekjempes, og man fikk et koordinerende organ i Oljevernrådet.

Fiskeridepartementet har 19. mars 1973 fastsatt midlertidige forskrifter om varsling av utslipp av olje og oljeholdige blandinger. I henhold til disse forskrifter skal ansvarlig leder for plattformer m.v. på den norske kontinentalsokkel varsle Oljedirektoratet som igjen skal ta kontakt med Oljevernrådet. Forskriftene pålegger ellers ikke Oljedirektoratet andre spesifikke oppgaver innen oljeslippberedskapen.

Direktoratets stilling i miljøvernsammenheng ble i løpet av året inngående diskutert, og det ble satt fram en rekke forslag, bl.a. at direktoratet skulle få sin faste representant i Oljevernrådet, hvilket ble godkjent.

I brev av 17. juli 1973 til Industridepartementet tok direktoratet opp spørsmålet om hvorvidt Oljevernrådets organisasjonsform var effektiv nok til å ta seg av den oppgave som det var blitt pålagt i henhold til § 8 i Lov om vern mot oljeskader. I brevet anførte man bl.a.:

«Selskapenes naturlige kontakt med norske myndigheter i spørsmål av mere teknisk art er Oljedirektoratet. Som nevnt er direktoratet også sterkt engasjert i forebygging av oljespill og tør være den offentlige myndighet som har størst innsikt i alle tekniske aspekter ved petroleumproduksjonen. Slik innsikt vil i mange tilfelle være helt nødvendig for den som skal begrense skader produksjonen medfører, og direktoratet vil be om at man overveier hvorvidt direktoratet bør tillegges den ledelsesfunksjon som er tillagt Oljevernrådet etter § 8 i Lov om vern mot oljeskader.»

Selv om oljeutslipp må sies å være den del av miljøvern som direktoratet er mest opptatt av, er også andre former for forurensning tatt opp til vurdering, så som utslipp av faste gjenstander, søppel, kjemikalier osv.

Forskrifter og regler på dette området blir vurdert i sammenheng med sikkerhetsforskriftene som for tiden er under utarbeiding.

Reorganisering av kontrollfunksjonen

Det tidligere nevnte delegasjonsvedtak av 30. mars 1973 pålegger direktoratet en kontrollfunksjon som i takt med utviklingen på den norske kontinentalsokkel vil bety en stadig økende arbeidsmengde.

I løpet av 1974-75 vil man på den norske kontinentalsokkel ha 10 olje/gass reservoarer som enten vil være i produksjon eller under utbygging. Tilsammen må en regne at det i denne periode vil være under bygging og tildels installert ca. 20 boring/produksjonsplattformer.

Samlet regner man at det i løpet av en 10-års periode vil investeres rundt 70—80 milliarder kroner på den norske kontinentalsokkel, og flere tusen personer vil ha sin arbeidsplass der. Utbygging og operasjon av installasjonene finner sted i et område hvor påkjenningene fra naturen er uvanlig store, hvilket medfører strenge krav til sikkerhetsanordninger og utstrakt sikkerhetsmessig kontroll.

Basert på erfaringene som er høstet i løpet av direktoratets første virkeår, er det på det rene at en betydelig utvidelse av kontrollavdelingens bemanning er nødvendig for på en ansvarlig måte å kunne utføre den virksomhet en er delegert. Den koordinerende funksjon krever at avdelingen sitter inne med faglig kompetanse til å dekke alle felt av virksomheten i forbindelse med utbyggingen offshore.

Man har i den forbindelse foreslått en reorganisering av avdelingen. I stedet for uformelle grupper ønskes avdelingen inndelt i 4 formelle seksjoner, marinteknologisk, produksjonteknologisk, boreteknologisk og en for personellsikkerhet og miljøvern. Den nødvendige bemanning er satt til 37 ingeniører.

I den utstrekning det er nødvendig for å møte eventuelle toppbelastninger vil direktoratet søke bistand hos andre institusjoner og benytte fagkonsulenter.

Aktiviteten på kontinentalsokkelen

Boring.

Sommeren 1966 startet den første boringen på den norske kontinentalsokkel. Det var Ocean Traveler som da påbegynte boring i blokk 8/3 for Esso. I de følgende år økte aktiviteten betydelig i takt med utdelingen av blokker. Utviklingen fremgår av nedenstående tabell:

Påbegynte boringer:	
1966	2
1967	6
1968	12
1969	13
1970	17
1971	16
1972	14
1973	22
Totalt	102

Av disse borehullene er 81 undersøkelsesborehull («wild cats»), det vil si borehull i nye strukturer, og 21 avgrensingsborehull («appraisal wells»), som er borehull som tester utbredelsen av allerede påviste felt. I tillegg er boringen av en rekke produksjonshull i Ekofisk-feltet påbegynt.

Den største boreaktiviteten har hittil pågått i Ekofisk-området, men det antas at den vil forskyves nordover langs grenselinjen mot den britiske kontinentalsokkel i forbindelse med blokktildeling i 1974.

Petroleumsfunn på den norske kontinentalsokkel.

Nedenstående tabell gir en oversikt over de hittil påviste petroleumsfunn på den norske delen av kontinentalsokkelen.

Phillips-gruppen	blokk 7/11	Cod-feltet	kondensat	1968
Murphy-gruppen	» 2/3		gass	1969
Phillips-gruppen	» 2/4	Ekofisk-feltet	olje/gass	1969
Esso	» 25/8		olje	1970
Amoco/Noco og Phillips-gruppen	» 2/5-2/4	Tor-feltet	olje/gass	1970
Phillips-gruppen	» 2/7	Eldfisk-feltet	olje/gass	1970
Phillips-gruppen	» 2/4	West-Ekofisk-feltet	olje/gass	1970
Petronord-gruppen	» 25/1	Frigg-feltet	gass	1970
Phillips-gruppen	» 17/12	Bream-feltet	olje	1971
Amoco/Noco-gruppen	» 2/5	SØ-Tor-Feltet	olje/gass	1972
Petronord-gruppen	» 25/4	Heimdal-feltet	gass	1972
Phillips-gruppen	» 2/7	Edda-feltet	olje/gass	1972
Shell- og Phillips-gruppen	» 1/6-2/4	Albuskjell-feltet	olje/gass	1972
Petronord-gruppen	» 25/2	Øst Frigg	gass	1973
Phillips-gruppen	» 17/12	Brisling	olje	1973
Phillips-gruppen	» 2/4	NV-Tor	olje	1973
Phillips-gruppen	» 2/7	Øst-Eldfisk	olje	1973

Ekofisk-området.

Oversikt.

En rekke petroleumssfunn er gjort i den sydvestlige del av den norske kontinentalsokkel i området omkring Ekofisk-feltet. Dette området omfatter hittil feltene Tor, Syd-øst Tor, Eldfisk, Edda, Albuskjell, West Ekofisk, Ekofisk, Cod og Murphy. Tabell 2 viser plasseringen av ovennevnte funn. De totale utnyttbare reserver er i størrelsesorden 250 mill. tonn olje, 40 mill. tonn NGL og 250 milliarder Nm³ gass.

Ekofisk-feltet.

Ekofisk-strukturen ligger i felt 2 blokk 4. I denne blokk har Phillips-gruppen utvinnings-tillatelse.

Av de fem hull som hittil er boret nådde de fire siste (2/4-2, 3, 4 og 5) ned til oljeførende bergarter av Danian/Maastrichtien alder i en dybde av ca. 3050 m (10.000 ft.).

Reservoaret består av kalkstein med små porer og fine sprekker. I alle fire hull er det observert to produktive soner med et tilsynelatende tett lag imellom. De produserende soner varierer fra det ene området til det andre, men testene har vist at man kan regne med en produksjon på gjennomsnittlig 1330 tonn (10.000 fat) olje pr. dag pr. brønn under feltets maksimale produksjon. Gassproduksjonen vil i første omgang være på ca. 330 Nm³ pr. produsert m³ olje. Produsert gassmengde pr. m³ olje vil øke betraktelig mot slutten av produksjonsfasen.

Kvaliteten av oljen er meget god. Den har en spesifikk vekt på ca. 0,84 og et meget lavt svovelinnhold, gjennomsnittlig ca. 0,2 vektprosent.

DeGolyer and MacNaughton, som er et amerikansk konsulentfirma, har i brev av 6. januar 1971 oppgitt følgende utnyttbare oljemengder uten gassinjeksjon:

Ved 15 pst. utnyttelsegrad 87 mill. tonn (644 mill. fat).

Ved 20 pst. utnyttelsesgrad 116 mill. tonn (859 mill. fat).

Ved 25 pst. utnyttelsesgrad 144 mill. tonn (1074 mill. fat).

Prøveproduksjonen fra Ekofisk-feltet begynte den 15. juni 1971, men kontinuerlig prøveproduksjon kom ikke i gang før 8. juli 1972. Det er hittil produsert ca. 2 mill. tonn (15 mill. fat) olje. Resultatene har hittil bekreftet de tidligere antakelser om forekomstens produksjonsevne. Foreløpig har det ikke skjedd noe uventet som vil kunne forandre de generelle produksjonsplanene.

West Ekofisk-feltet.

West Ekofisk-strukturen ligger i felt 2 blokk 4. I denne blokk har Phillips-gruppen utvinnings-tillatelse. Man har hittil boret ett hull 2/4-6 der man støtte på olje i en dybde av ca. 3050 m (10.000 ft.).

De geologiske forhold ligner svært meget på forholdene i Ekofisk-feltet. Oljen er av god kvalitet, men av lettere type med spesifikk vekt ca. 0,81 og med høyere gassinnhold enn Ekofisk-oljen. Dette tyder på at de to strukturene ikke har forbindelse med hverandre.

De utnyttbare reservene er antatt å være i overkant av $\frac{1}{3}$ av Ekofisk-feltet.

Cod-feltet.

Cod-strukturen ligger i felt 7 blokk 11. I denne blokk har Phillips-gruppen utvinnings-tillatelse.

Man har hittil boret 4 hull (7/11-1, 2, 3 og 4), hvorav de to første støtte på gass-kondensat i sandsteiner av Paleocen alder i en dybde av ca. 2900 m (9500 ft.).

DeGolyer and MacNaughton har i sin rapport av 12. januar 1970 beregnet de utnyttbare reservene i Cod-feltet til ca. 20 milliarder Nm³ (745 milliarder SCF) gass, 2,6 mill. tonn (21 mill. fat) olje og 2,6 mill. tonn (27 mill. fat) NGL.

Phillips-gruppen planlegger å produsere feltet sammen med Ekofisk-feltet fra ca. 6 produksjonshull med produksjonsmengder på ca. 990 tonn (8000 fat) olje og ca. 3,5 mill. Nm³ (130 mill. SCF) gass pr. dag under feltets maksimale produksjon.

Tor-feltet.

Tor-strukturen ligger dels i felt 2 blokk 4 og dels i felt 2 blokk 5. Phillips-gruppen innehar utvinnings-tillatelse for blokk 2/4 og Amoco/Noco-gruppen for blokk 2/5.

Hittil har man boret 4 hull i denne strukturen, 2 på Amoco/Noco-gruppens side (2/5-1 og 2/5-2) og 2 på Phillips-gruppens side (2/4-7 og 2/4-8). Ansøkingene fra Phillips-gruppen gjelder bare den del som ligger i 2/4. Oljen ble funnet i Danian/Maastrichtien kalkstein i en dybde av ca. 3050 m (10.000 ft.). Oljen er av god kvalitet, med et meget lavt svovelinnhold og med spesifikk vekt 0,84.

De geologiske forhold ligner dem man finner i Ekofisk-feltet, men tykkelsen av de oljeførende lag er noe mindre. De utnyttbare reservene i hele feltet er antatt å være i størrelsesorden $\frac{1}{10}$ av Ekofisk-feltets. Det er for tidlig å si noe om fordelingen av reservene mellom de to grupperinger, men det antas at Phillips-gruppen har den største del.

Phillips-gruppen har søkt om å få produsere feltet innenfor et samlet produksjonsopplegg med Ekofisk-feltet. Phillips-gruppen regner med 6700 tonn (50.000 fat) olje og ca. 2 mill. Nm³ (75 mill. SCF) gass pr. dag i en kortere periode av feltets totale levetid.

NW Tor.

Funnet er gjort i desember 1973 i kalksteiner av Danien/Maastrichtialder ved ca. 3000 m (10.000 fot) dybde. Borehullet er betegnet 2/4-10, og det ble ved testing fra en sone av mindre mektighet oppnådd produksjonsmengder opp til ca. 3600 fat olje/dag pluss vann.

SØ Tor.

SØ Tor-strukturen ligger i blokk 2/5 hvor Amoco-Noco-gruppen innehar utvinningstillatelse. I juni 1972 ble det funnet olje.

Funnet er gjort i kalkstein av Danien/Maastrichtialder i en dybde av ca. 3000 m (10.000 fot). Det er hittil boret to hull (2/5-3 og 2/5-5), og de utnyttbare reservene er foreløpig beregnet til ca. 3 mill. tonn olje og 1 milliard Nm³ gass. Oljens spesifikke vekt er 0,83 og svovelinnholdet er 0,1 pst.

Amoco/Noco-gruppen planlegger å produsere feltet i forbindelse med Tor-feltet og har søkt om å ilandføre den produserte petroleum gjennom rørledningen fra Ekofisk-området.

Edda.

Edda-strukturen ligger i Phillips-gruppens blokk 2/7. Funnet ble gjort i august 1972. De geologiske forhold ligner dem man finner i Ekofisk-feltet. Tykkelsen av de oljeførende lag er noe mindre. Det er hittil boret tre hull i strukturen (2/7-4, 5 og 10), og man har beregnet at de utnyttbare reservene er ca. 7 mill. tonn olje og 6 milliarder Nm³ gass. Oljens spesifikke vekt er 0,83 og svovelinnholdet 0,1 pst.

Phillips-gruppen planlegger å produsere dette felt sammen med Ekofisk-feltet, og har søkt om å ilandføre den produserte petroleum gjennom rørledningene fra Ekofisk-området. De maksimale produksjonsmengder over en kortere periode er foreløpig beregnet til noe i underkant av 6600 tonn (50.000 fat) olje pr. dag.

Albuskjell.

Albuskjell-strukturen ligger dels i Phillips-gruppens blokk 2/4 og dels i A/S Norske Shells blokk 1/6. Funnet ble gjort i november 1972.

Oljen er funnet i Danien/Maastrichtien kalkstein, men den er av en noe lettere type (spesifikk vekt: 0,79) enn i de andre strukturene i Ekofisk-området. Svovelinnholdet er mindre enn 0,05 pst.

Det er hittil boret to hull i strukturen, 1/6-1 og 2/4-9. De utnyttbare reservene er foreløpig anslått til ca. 4 mill. tonn olje og 15 milliarder Nm³ gass. Phillips-gruppen planlegger å produsere dette felt sammen med Ekofisk-feltet, jfr. beskrivelsen ovenfor av Edda.

Eldfisk.

Det første hullet (2/7-1) som ble boret i Eldfisk-strukturen gav ikke særlig lovende testresultater, men det er senere boret ytterligere 3 hull (2/7-3, 6 og 7) som gav mer oppmuntrende resultater. Feltet er nå anslått å inneholde utnyttbare reserver på 50 mill. tonn olje og 45 milliarder Nm³ gass. Oljens spesifikke vekt er 0,84 og svovelinnholdet 0,23 pst.

Phillips-gruppen planlegger å produsere feltet i forbindelse med Ekofisk-feltet og har søkt om å ilandføre den produserte petroleum gjennom rørledningene fra Ekofisk-området.

Øst-Eldfisk.

Øst-Eldfisk ligger i Phillips-gruppens blokk 2/7. Det er hittil boret ett hull, 2/7-8, i strukturen. Hullet ble boret sommeren 1973 som et ledd i den videre undersøkelsen av Eldfisk-strukturen, men oljen som ble funnet er tyngre (spesifikk vekt: 0,86) enn den i Eldfisk og antas derfor å stamme fra et eget reservoar. Svovelinnholdet er den samme som i Eldfisk-oljen, 0,23 pst.

Murphy-feltet.

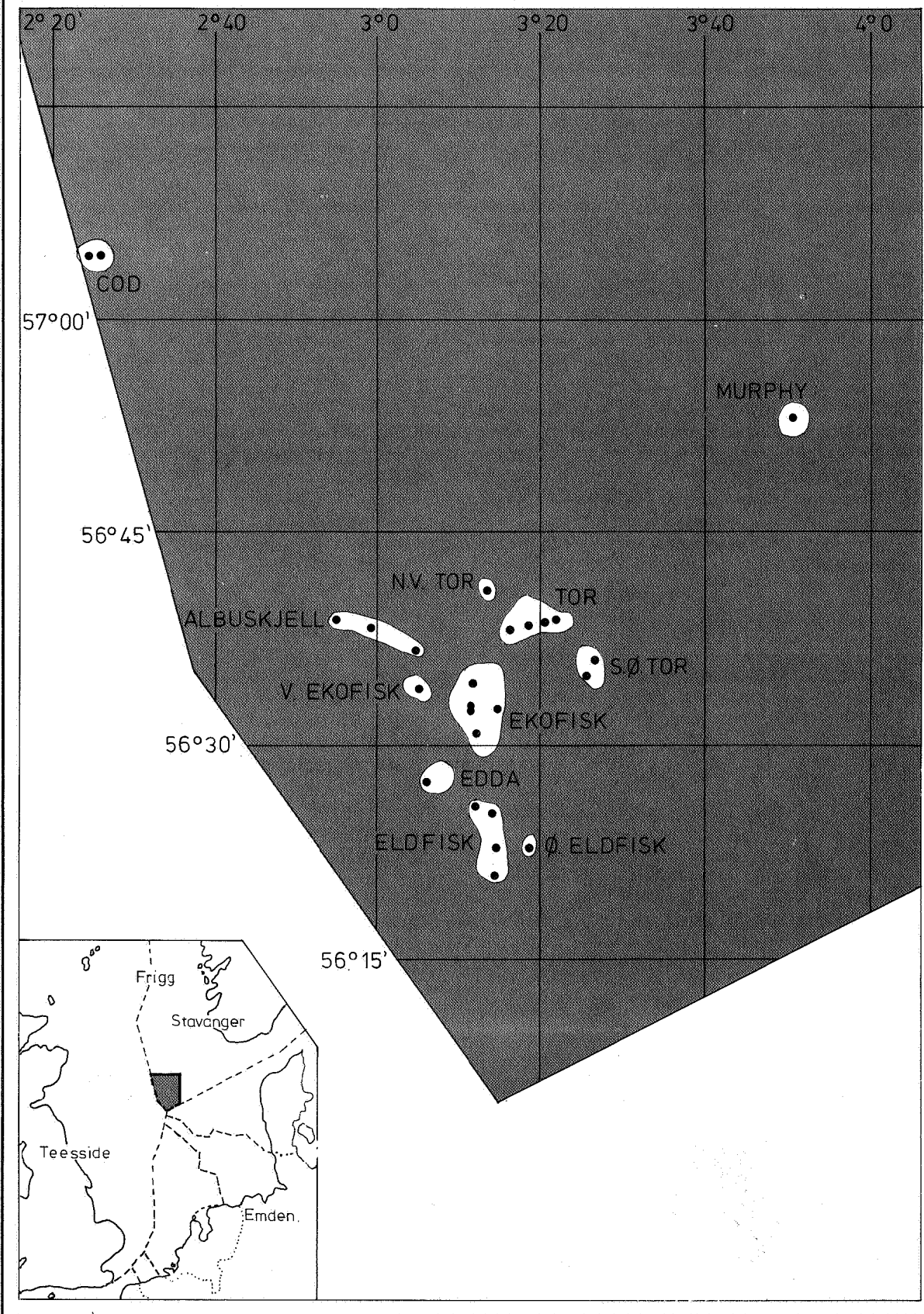
I 1969 ble det meldt om funn av tørr gass i blokk 2 felt 3. I denne blokk innehar Murphy-gruppen utvinningstillatelse. Det er hittil boret 2 hull (2/3-1 og 2/3-2). Gassfunnet ble gjort i sandsteinslag fra yngre del av tertiær.

Testingen viste at hullet kunne produsere ca. 0,3 mill. Nm³ tørr gass pr. dag.

Murphy-gruppens andre hull, 2/3-2 ble med hensikt boret på flanken av samme struktur for å bekrefte utstrekningen av funnet. Boringen resulterte ikke i funn av hydrokarboner.

Utbredelsen av sanden og størrelsen av feltet er på det nåværende tidspunkt ikke fastslått med sikkerhet. Nøkterne vurderinger antyder at feltet ikke er kommersielt drivverdig, men ytterligere opplysninger er nødvendig før man kan gi noen endelig konklusjon.

Fig. 1. Funn i Ekofisk-området.



Utviklingen i Ekofisk-området.

Etter Phillips-gruppens planer vil utviklingen av Ekofisk-området foregå i tre faser.

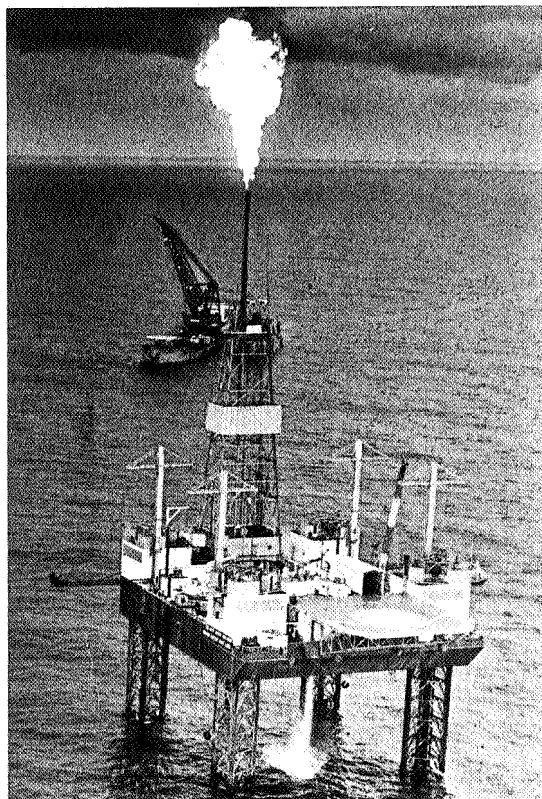
Fase I omfatter prøve- og midlertidig produksjon fra 4 brønner (sub-sea completions).

Fase II vil omfatte permanent produksjon av Ekofisk-feltet fra 34 brønner med «off-shore» lasting og injisering av gass.

Fase III vil omfatte tilknytning av feltene vest for Ekofisk, Tor og Cod til Ekofisk-feltet samt legging av olje- og gassrørledning til land. Videre tilknytning av feltene Edda, Albuskjell og Eldfisk.

Fase I dekker den midlertidige produksjon som har pågått til nå fra 4 brønner (sub-sea completions). De fire brønnene er koblet til en modifisert boreplattform som blir benyttet som produksjonsplattform. Råoljen som inneholder olje, gass og vann blir separert på produksjonsplattformen. Gassen blir brent på stedet i et fakkeltårn, mens oljen blir pumpet over i lasteskip på feltet og transportert til land.

Fase I-produksjonen startet sommeren 1971. Den maksimale produksjon er satt til 45.000 fat olje pr. dag, og den samlede produksjon pr. 1. januar 1974 er ca. 26 millioner fat.



Gulftide.

Fase I er nå på det nærmeste avsluttet. De fire brønnene, med brønnehoder på havbunnen, vil i løpet av våren 1974 bli omkoblet fra den midlertidige produksjonsplattformen Gulftide til de faste Fase II-installasjonene.

Fase II utbyggingen er nå på det nærmeste ferdig, og produksjonsanleggene er som planlagt startet opp våren 1974.

Fase II innbefatter flere plattformer som er knyttet til hverandre.

Boreplattform A skal ha 9 produksjonsbrønner.

Boreplattform B skal ha 17 produksjonsbrønner.

Hydrokarbonene fra disse plattformene blir ført via rørledning langs havbunnen til produksjonsplattformen. (Field Terminal Platform (FTP).)

På FTP plattformen har en plassert alt prosesseringsutstyret så som separatorer, kompressorer, generatorer og dehydreringsanlegg. Videre har en her kontrollutstyret for produksjonen samt måleutstyr for måling av den stabiliserte råoljen som blir skipet fra lastestasjoner. Fra FTP plattformen har en bro over til et fakkeltårn hvor en om nødvendig kan brenne gassen. I motsatt retning fra FTP plattformen er det forbindelse til Q plattformen som er en innkvarteringsplattform for 108 ansatte. Fra Q plattformen er det videre broforbindelse til C plattformen. C plattformen er en kombinert bore- og kompressorplattform. Det skal fra denne bores 12 brønner, 4 produksjonsbrønner hvorfra hydrokarbonene blir ført via rørledning over til FTP plattformen for prosessering og 8 injeksjonsbrønner hvor det er meningen å reinjisere gassen fra produksjonen tilbake i reservoaret.

Gassen fra FTP plattformen vil via et kraftig kompressoranlegg på C plattformen oppnå et trykk som er høyere enn reservoartrykket.

Fase II omfatter også Ekofisk-tanken, en lagringstank i betong som ble bygget i Stavanger og satt på plass sommeren 1973. Tankens oppgave har forandret seg en del, i stedet for å være en permanent lagrings- og buffertank vil den for fremtiden inneholde prosesseringsanlegg for Fase III. Tanken vil virke som lagringstank inntil rørledningen til Teesside er ferdig lagt og kan tas i bruk. Leggingen av rørledningen til Teesside ble påbegynt våren 1973 og var beregnet ferdig samme år, men på grunn av dårlig vær og vanskeligheter ble arbeidet ikke fullført. En regner imidlertid med å ha fullført leggingen i løpet av våren 1974.

Før transporten av olje kan begynne skal det bygges en pumpeplattform som skal plasseres mellom C-plattformen og Ekofisk-tanken. Videre må landanleggene i Teesside fullføres. Landanleggene i Teesside har til oppgave å prosessere og fraksjonere den overmettede oljen som skal transporteres i rørledningen. Videre skal det bygges lagringstanker og avskipningshavn for NGL som skal transporteres tilbake til Norge. Fig. 2 viser skjematisk utbygging av Fase II.

Fase III i utviklingen av Ekofisk-området innbefatter bygging av kombinerte bore- og produksjonsplattformer på feltene Cod, Tor og West Ekofisk. Byggingen av plattformene er kommet godt i gang. Produksjonen fra

disse feltene skal føres via rørledninger på havbunnen til prosesseringsanlegg som skal bygges på Ekofisk-tanken. Etter behandling i prosesseringsanlegget blir olje og gass transportert via rørledninger til henholdsvis Teesside og Emden.

På et senere tidspunkt i Fase III skal også feltene Edda, Albuskjell og Eldfisk utbygges. Produksjonen fra disse feltene, blir i likhet med produksjonen fra Cod og Tor tildels prosessert på hvert felt før den via rørledninger på havbunnen blir transportert til R-plattformen. Dette er en mottaksplattform som har rørledning og broforbindelse med Ekofisk-tanken, hvor produksjonen fra de forskjellige felter blir behandlet videre før ilandføring.

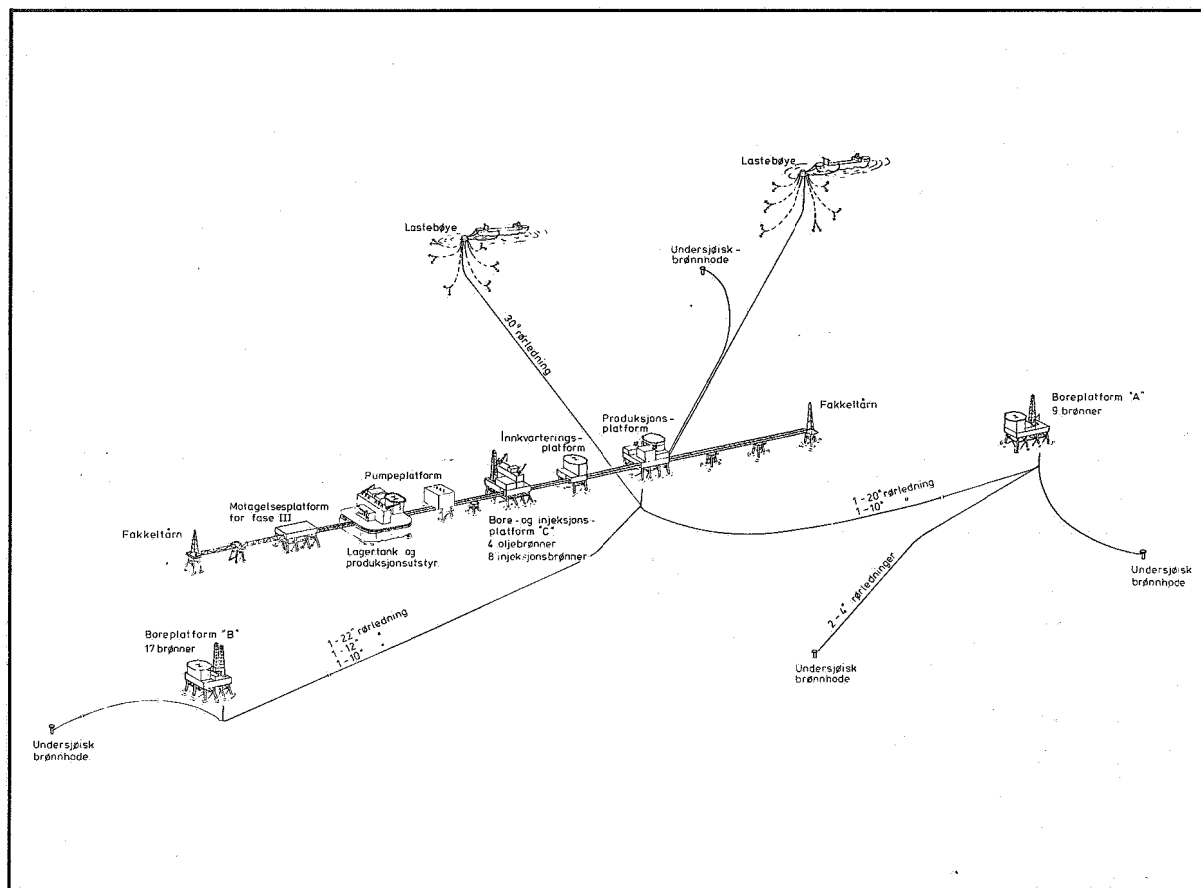
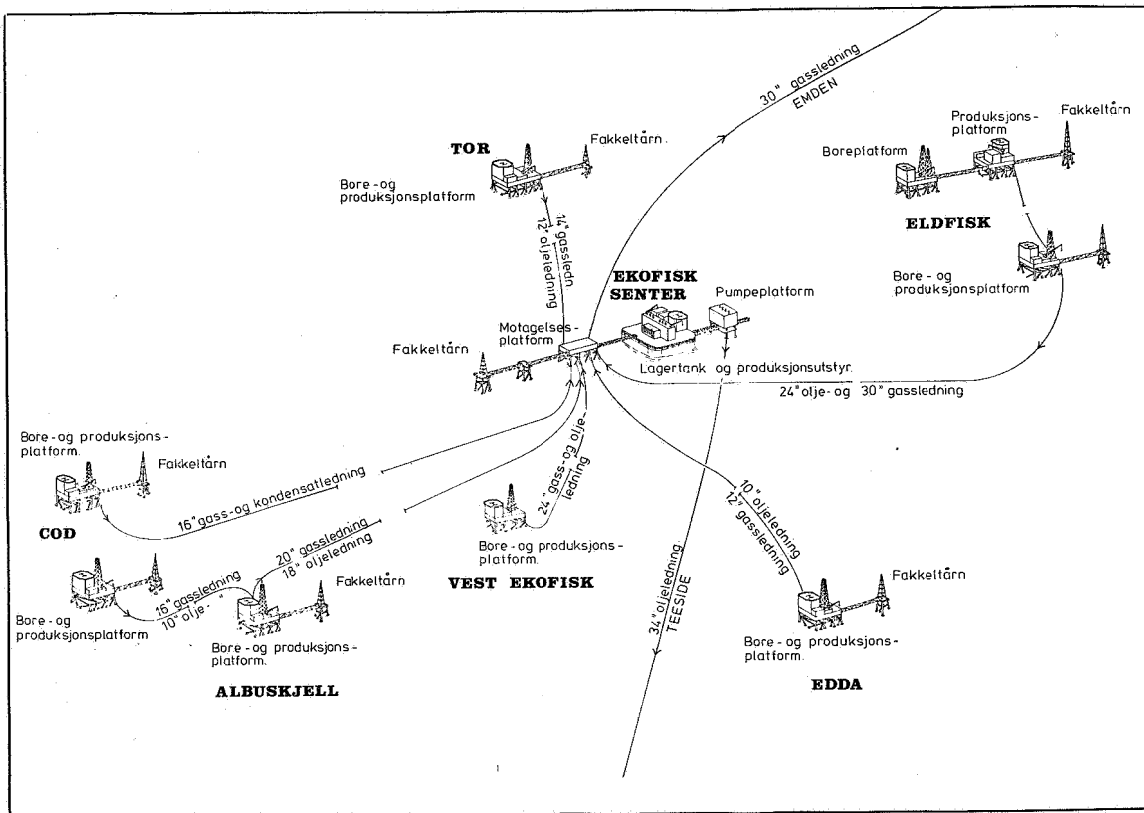


Fig. 2. Ekofisk fase II.

Fig. 3. Ekofisk fase III.



Tabell 3. Tidsplan for utbyggingen av de faste installasjonene i Ekofisk-området er vist i tabell 3.

Installasjon	Dato		
Fase II			
Plattform A	Ferdig august 1973	-Cod	
Boring	Fra september 1973	Plattforminnstall.	Ferdig september 1975
Plattform B	Ferdig oktober 1973	Rørledning	Ferdig august 1975
Boring	Fra oktober 1973	Boring	Fra november 1975
Plattform C	Ferdig september 1973	Produksjon	Fra tidlig 1976
Boring	Fra oktober 1973		
Innkvarteringsplattformen	Ferdig oktober 1973	-Tor	
Betongtanken	Ferdig april 1974	Plattforminnstall.	Ferdig november 1975
Terminalplattform	Ferdig januar 1974		
Fase III			
-West Ekofisk		Rørledning	Ferdig november 1975
Plattforminnstall.	Ferdig juli 1974	Boring	Fra november 1975
Rørledning	Ferdig august 1974	Produksjon	Fra sommeren 1976
Boring	Ferdig november 1974	-Ekofisk Center	Ferdig oktober 1975
Produksjon	Ferdig desember 1975	-Oljerørledning til Teesside	Ferdig april 1975
		-Gassrørledning til Emden	Ferdig oktober 1975

Under arbeidet som er utført til nå, er det høstet verdifulle erfaringer, særlig i forbindelse med utforming av konstruksjonene, fastleggelse av kriteriene som disse må dimensjoneres etter, selve byggingen, transport til og installasjon på feltet, og sist men ikke minst, planlegging og gjennomføring av et prosjekt i denne størrelsesorden.

Ekofisk-tanken er den første betongkonstruksjon i sitt slag. Den reiste mange nye problemer som måtte løses over et relativt kort tidsrom. Slik tanken er utformet kunne den tåle bare små ujevnheter i havbunnen på det stedet den skulle settes ned. Størrelsen av de tillatte ujevnheterne lå på grensen av hva som kunne observeres med sikkerhet fra tilgjengelige fartøyer og utstyr. Først under installasjonen av tanken var det mulig å slå fast at bunnen var jevn nok til at tanken kunne settes på plass uten ytterligere fundamenteringsarbeider.

Uttauingen skjedde under ideelle værforhold med 6 taubåter med til sammen 50.000 hestekrefter. Erfaringene viste imidlertid at det var en komplisert oppgave å manøvrere tanken. Både dypvannsstrømmer og propellvannet fra taubåtene hadde stor innflytelse på tankens hastighet, og gjorde tauingen vanskelig i trangt farvann.

Stålplattformene er bygget etter konvensjonelle mønstre. De består av en ramme, «jacket», som peles fast til havbunnen, og som rager over vannet. Rammen forsynes med et dekk og det utstyret plattformen er bygget for å bære.

Transport av rammer av de dimensjonene som kreves på Ekofisk-feltet, fastpeling av disse og påsetting av dekk og utstyr er risikofylte operasjoner. Uhell og skader har således oppstått under lasting av rammer på transportlektene. Tauingen, pelingen og monteringen av dekkseksjonene kan bare utføres under gode værforhold. Hittil er en ramme gått tapt under tauing. En annen er blitt beskadiget på feltet under byggeperioden etter et sammenstøt med en leker. Dårlig vær har til sine tider hindret arbeidet og forsinket utviklingen av feltet. Dette forhold gir et stort utslag i form av økte byggeomkostninger.

Leggingen av rørledningen til Teesside har tilført norske myndigheter verdifulle erfaringer. Leggingen skjer fra lektene hvor rørseksjoner, som er belagt med en betongkappe for å gi vekt og beskyttelse, sveises sammen. Deretter føres rørstrengen ned til havbunnen hvor den senere graves ned. Rørseksjonen nærmest lekteren føres over en støtteanordning kalt «stinger», som har til hensikt å forhindre en for sterk krumning av rørene under leggingen. «Stingeren» er svært utsatt for påkjenninger. Måten den er utformet på har vist

seg å ha stor betydning for leggehastigheten. Under leggingen har det oppstått vanskeligheter ved brudd på «stingeren», beskadigelse av betongkappen og sammenklemming av rørene.

I tiden som er gått siden den midlertidige produksjonen startet fra Ekofisk-feltet er det foretatt omfattende registreringer av de enkelte komponenters oppførsel. Dette har blant annet ført til en forbedring av bøyene som benyttes ved lasting av tankene på feltet. Forbedringene vil øke driftssikkerheten og forenkle fremtidige reparasjonsarbeider. Utviklingen av lastebøyene vil, i likhet med andre utviklingsarbeider som er utført, komme til nytte ved andre prosjekter på sokkelen.

Utbyggingen av Ekofisk-feltet har krevd løsninger som representerer tekniske nyskapingen på flere områder. Det er derfor av både økonomisk og sikkerhetsmessig betydning for den videre utvikling på sokkelen at erfaringene fra Ekofisk-feltet bearbeides og gjøres kjent.

Investeringer.

De forventede investeringene i forbindelse med utviklingen av Ekofisk-området er vist i tabell 4. Tabellen viser at de samlede investeringer er ventet å bli nærmere US \$ 1,765 milliarder (svarende til ca. 9,7 milliarder norske kroner). Herav er det ventet at ca. US \$ 460 mill. (2,5 milliarder) vil bli brukt til utvikling av de enkelte felt. Ca. US \$ 275 mill. (1,5 milliarder norske kroner) vil bli investert i Ekofisk-tanken og det utstyret som plasseres på og ved denne for å kunne samkjøre produksjonen fra feltene.

Rørledningene vil antakelig kreve ca. US \$ 640 mill. (3,9 milliarder norske kroner) og landanleggene ca. US \$ 330 mill. (1,8 milliarder norske kroner). I tillegg til store investeringer krever dette prosjekt en betydelig videreutvikling av eksisterende teknikk. Dette skyldes først og fremst at de faste installasjonene må plasseres på ca. 70 meter vanddyp og at de må tåle belastningen av ca. 25 meter høye bølger.

Beløpene i tabell 4 er tildels basert på foreløpige kalkyler og vil derfor kunne vise seg å avvike betydelig fra de faktiske investeringer.

Tabell 4. Anslåtte investeringer forbundet med utviklingen i Ekofisk-området pr. 1. februar 1974.

Enhet	Installasjon	Sum pr. enhet Mill. US \$	Sum pr. enhet Mill. N. kr. (Kr. 5,50 pr. US \$)
Ekofisk-feltet	Plattformer, Produksjonsutstyr, Brønnboring m.v.	270	1485
Cod-feltet	Plattformer, Produksjonsutstyr, Brønnboring, Rørledning til Ekofisk m.v.	80	440
Tor-feltet	Plattform, Produksjonsutstyr, Brønnboring, Rørledning til Ekofisk m.v.	70	385
West Ekofisk	Plattformer, Produksjonsutstyr, Brønnboring, Rørledning til Ekofisk m.v.	40	220
Ekofisk Center	Ekofisktanken, Dekk, Prosessutstyr, Kompresjonsutstyr, senere kompresjon, P-plattform, R-plattform, pumper m.v.	275	1512
Rørledning til Teesside	34" Oljeledn., 2 Pumpeplattformer, 2 pumper, Korttidslager, Kommunikasjon	300	1650
Rørledning til Emden	36" Gassledning, 2 Kompresjonsplattformer, Kompresjonsutstyr	400	2200
Landanlegg i Teesside	Behandlingsanlegg for olje, Oljelager, Havneanlegg	140	770
NGL anlegg i Teesside	NGL-Prosessanlegg, Lager og lasteanlegg, Tomt og anleggsarbeider, Bunkers	130	715
Landanlegg i Emden	Tomt og anleggsarbeider, Behandlingsutstyr ..	60	330
	Sum	1765	9707

Produksjon og produksjonsplaner.

De oppnådde og forventede salgskvanta av olje og gass fra feltene Ekofisk, West Ekofisk, Tor og Cod er vist i figur 5 og 6. Produksjonen av olje har foregått på et relativt lavt nivå på ca. 1,6 mill. tonn (12,0 mill. fat) pr. år siden juli 1971. Det samlede salgskvantumet av olje vil øke fra våren 1974 etter hvert som nye brønner blir boret ferdig. Oljeproduksjonen fra disse fire felter vil ventelig nå et maksimum på ca. 27 mill. tonn (200 mill. fat) pr. år i 1978. Deretter vil produksjonen gradvis avta.

Hittil er gassen som følger oljeproduksjonen blitt brent på feltet. Når produksjonen trappes opp i 1974 vil denne gassen bli ført tilbake til reservoaret. Salget av gass vil starte når ledningen til Emden er klar i slutten av 1975. Salgsvolumet vil bli holdt konstant mellom 9 og 11 milliarder Nm³ (335 og 410 milliarder SCF) pr. år fram til midten av 1990-årene. I salgsperioden blir gass ført tilbake til reservoaret når produksjonen overskrider salgsvolumet.

Produksjonen fra Ekofisk-feltet har pågått fra fire brønner. Disse ble opprinnelig boret for å påvise forekomsten. De er bygget om til produksjonsbrønner med brønnehoder plassert på havbunnen. Den produserte petroleum er ført gjennom rørledninger til boreplattformen

«Gulftide», som er modifisert for blant annet å kunne skille gassen fra oljen og for å brenne gassen. Oljen føres via rørledninger til lastebøyer, og derfra over i tankskip. Overføringen fra bøye til tankskip må avbrytes når været er dårlig. Dette fører til stans i produksjonen.

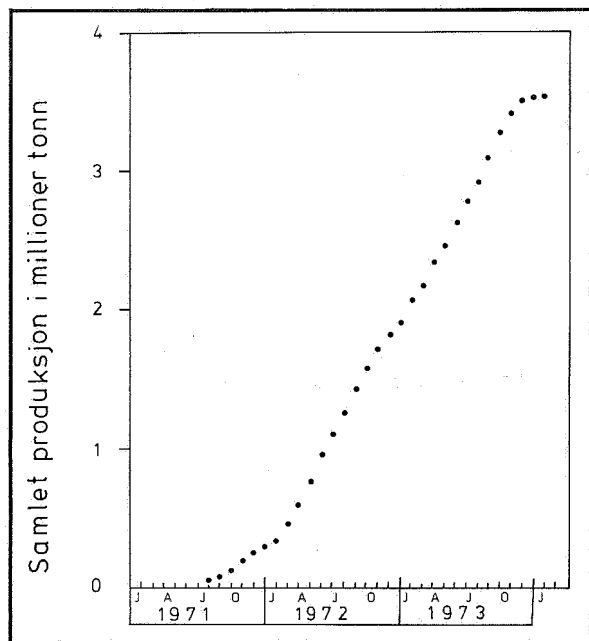
Som vist i figur 4 er ca. 3,7 mill. tonn (28 mill. fat) olje produsert pr. 1. januar 1974. Den samlede gassproduksjon har vært ca. 1,2 milliarder Nm³ (44 milliarder SCF). Under hele perioden er det produsert ca. 320 Nm³ gass pr. tonn olje (1570 SCF/fat).

Produksjonen har vært relativt stabil siden februar 1972 med en produksjon på ca. 0,16 mill. tonn (1,2 mill. fat) pr. måned i sommerhalvåret og noe lavere i vinterhalvåret. I november og desember 1973 og januar 1974 har produksjonen vært lav fordi vanskelige værforhold har medført skader på bøyesystemet som anvendes ved overføringen av olje til tankskip og umuliggjort nødvendige reparasjonsarbeider.

Reservoaret består av en oppsprukken kalkstein med høy porøsitet og lav permeabilitet. Porene inneholder en umettet lettflyktig olje ved det opprinnelige reservoartrykk. Ekofisk-reservoaret ble antatt å være et av de første store oljereservoar under unormalt høyt trykk som var funnet og man fryktet derfor at det

kunne inntre forandringer med reservoaret under produksjonen. Blant annet var det usikkert om en kraftig reduksjon av væsketrykket ville kunne medføre en sterk sammenklemming av porer og sprekker og derved forårsake en reduksjon av permeabiliteten. Produksjonen kunne gi opplysninger om disse forhold, samt om andre av reservoarets vitale egenskaper som utbredelse av produktive soner, hullproduktivitet, olje- og vannkontakt m.v.

Fig. 4. Samlet produksjon av olje fra Ekofisk-feltet. Produksjonen i millioner tonn.



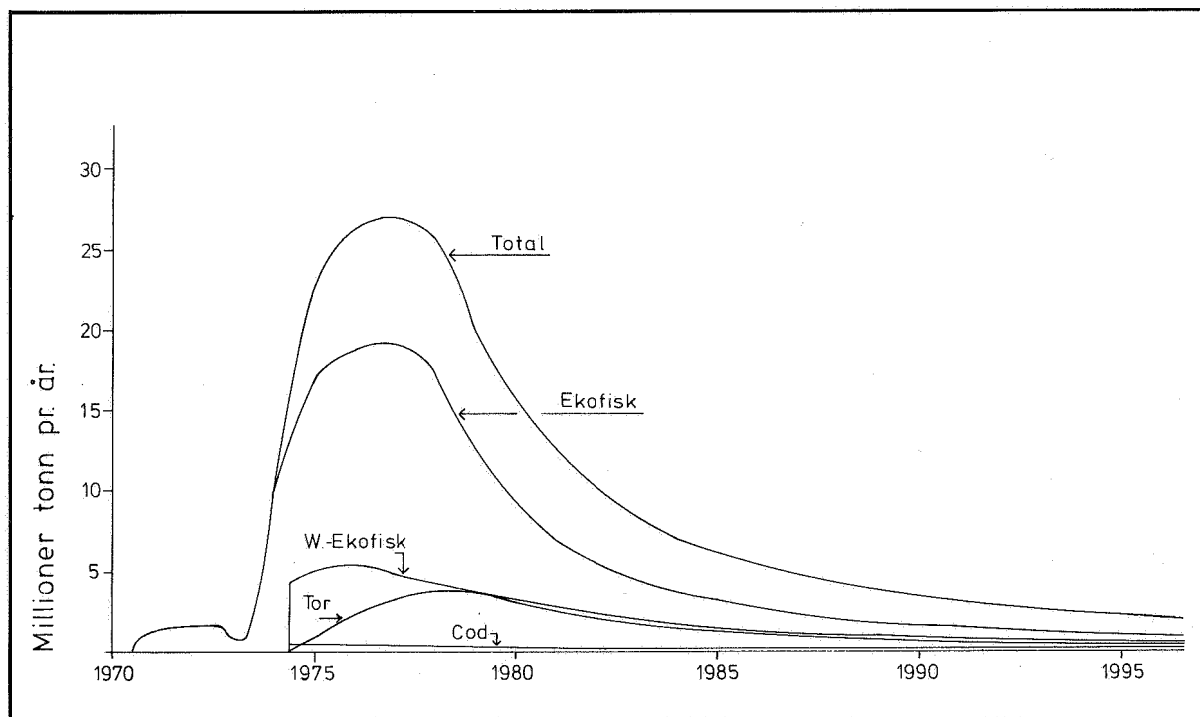
Ved den produksjon som er foretatt til nå er det ikke observert noe nevneverdig fall i brønndetrykkene eller i brønnenes produksjonsevne. Dette bekrefter at reservoarets egenskaper er tilstrekkelig gode til å rettferdiggjøre den planlagte utbygging av feltet.

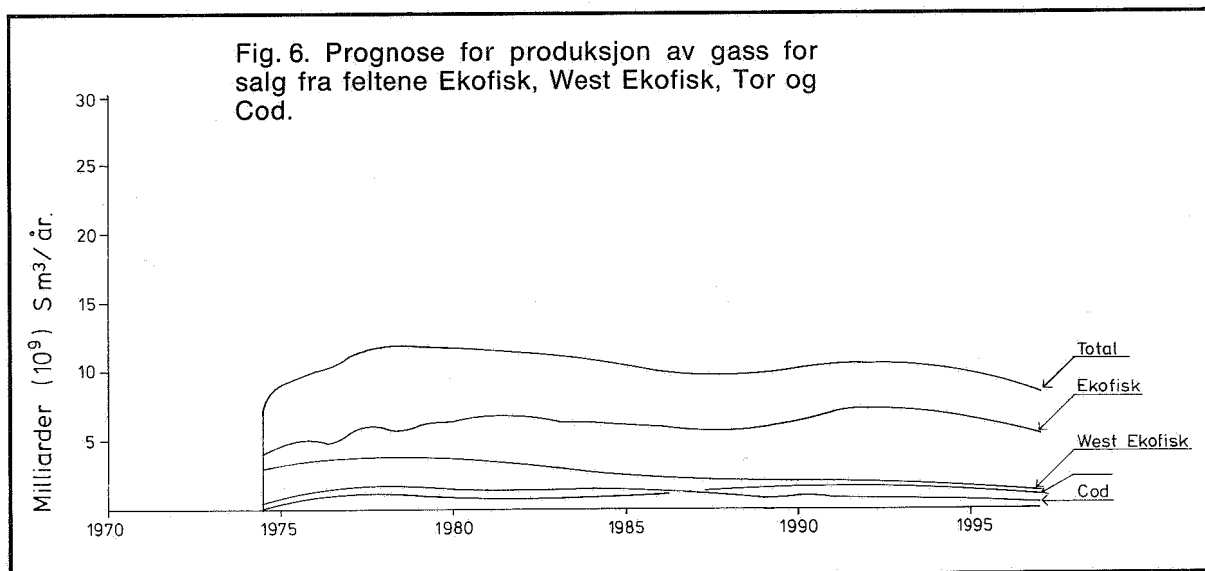
Det produserte kvantum er imidlertid for lite i forhold til reservoarets størrelse til å påvirke dette så sterkt at egenskaper som reservoargrenser og permeabilitet ved lavere væsketrykk kan kartlegges. Slike opplysninger vil først kunne innhentes under den fremtidige produksjon.

Produksjonen har gitt verdifulle erfaringer om anlegg og drift fra et teknisk opplegg som krever relativt små investeringer og en kort byggeperiode. Disse erfaringene benyttes nå ved planlegging av produksjon fra forekomster som enten ikke er store nok til at de kan utvinnes fra faste anlegg, eller som ikke kan utvinnes fra faste anlegg før etter en lang utbyggingsperiode.

De permanente installasjonene for utnyttelsen av Ekofisk-feltet er som nevnt tidligere, nå på det nærmeste ferdig bygget. Den første produksjonsbrønnen i West Ekofisk-feltet antas å være produksjonsklar i desember 1975 og den siste i juni 1976. I Cod-feltet er den første og siste produksjonsbrønnen ventet produksjonsklar i henholdsvis januar og november 1976, og i Tor i januar 1976 og juni 1978.

Fig. 5. Prognose for produksjon av olje for salg fra feltene Ekofisk, West Ekofisk, Tor og Cod.





Phillipsgruppen søkte den 26. oktober 1973 om godkjenning til å produsere feltene Ekofisk, West Ekofisk, Tor og Cod med følgende maksimale daglige kvanta:

Tabell 5. Maksimal produksjon.

Felt	Olje		Gass	
	Fat pr. dag	Mill. tonn pr. år	Mill. SCF pr. dag	Milliarder Nm^3 pr. år
Ekofisk	373.000	18.183	1.339	13,12
West Ekofisk	122.000	5.735	400	3,92
Tor	75.000	3.656	200	1,96
Cod	8.700	394	130	1,27

Tor-feltet strekker seg fra Phillips-gruppens blokk 2/4 over i Amoco/Noco-gruppens blokk 2/5. Phillips-gruppens ansøking om fastsettelse av produksjonsrater gjelder hele Tor-feltet og forutsetter at feltet blir unitisert med Phillips Petroleum Company Norway som operatør. Phillips-gruppen venter å produsere feltene som vist i figur 5 og 6.

Det vil bli produsert petroleum fra andre felt i Ekofisk-området enn Ekofisk, West Ekofisk, Tor og Cod. De største påviste forekomstene er Eldfisk, Edda, Albuskjell og SØ Tor. Det bores fortsatt i området og størrelsen av de utvinnbare reservene er derfor ennå ikke fastslått. Til nå er det påvist utvinnbare reserver på ca. 65 mill. tonn (470 mill. fat) olje og ca. 65 milliarder Nm^3 (2200 milliarder SCF) gass i disse forekomstene. Til sammenlikning kan nevnes at det i feltene Ekofisk, West Ekofisk, Tor og Cod til nå er påvist utvinnbare reserver på ca. 200 mill. tonn (1500 mill. fat) olje og ca. 215 milliarder Nm^3 (8000 milliarder SCF) gass. Rettighetshaverne planlegger å

produsere alle funnene samlet gjennom samme transportsystem. Produksjonsapparatet for alle feltene er ventet ferdig utbygget innen 1979.

Det vil i tiden fremover komme fram ytterligere opplysninger om reservoarene og om produksjonskapasiteten i Ekofisk-området, ved boring av produksjons- og undersøkelsesbrønner, og ved forløpet av foretatt produksjon. Noen av premisene for de produksjonsplanene som er lagt fram vil derfor bli klarere med tiden. Dette gjør det hensiktsmessig å foreta en løpende vurdering av den foreliggende og andre produksjonsplaner. Godkjenning av produksjonsplaner vil derved kunne gis i overensstemmelse med de til enhver tid foreliggende opplysninger om de fysiske forhold m.v.

Friggfeltet.

Beskrivelse.

Frigg-feltet ligger på begge sider av midtlinjen mellom britisk og norsk kontinental-sokkel 190 km VNV av Karmøy. Feltet er en N—S gående struktur som inneholder sandstein, antakelig av undre Eocenalder, og består av en gassførende del over et tynt oljeførende lag. Med de informasjonen departementet har i dag, og med en antatt utnyttelsesgrad på ca. 80 pst., antar man at de utnyttbare gassmengder er i størrelsesorden 200 milliarder Nm³. Gassen er en såkalt tørr naturgass med et metaninnhold på ca. 96 pst. og etaninnhold på ca. 3,6 pst. Det oljeførende lag er ca. 10 m tykt og inneholder ca. 175 millioner tonn forholdsvis tung olje. Oljen i Frigg-feltet anses for tiden ikke å være kommersiell utnyttbar, fordi reservoarets beskaffenhet nødvendiggjør boring av over 300 produksjonsbrønner.

Frigg-feltets plassering skaper spesielle problemer. Problemene knytter seg til både beregningen av hvor stor del av feltet som ligger på hver side av midtlinjen, og til det kompliserte juridiske, økonomiske og tekniske samarbeid mellom de to grupper av rettighetshavere og mellom myndigheter i Storbritannia og Norge. Usikkerhetsfaktorene som knytter seg til beregninger av den prosentvise fordeling mellom britisk og norsk kontinental-sokkel, har ført til at beregningsresultatene varierer med 20 pst.

Frigg.

Feltet ble oppdaget våren 1971 og ligger på ca. 60° N, dels på norsk og dels på britisk side av midtlinjen. På norsk side ligger feltet hovedsakelig i Petronord-gruppens blokk 25/1. Det er til nå boret 2 hull på britisk side og 4 (25/1-1, 2 og 3, samt 30/10-1) på norsk side.

Reservoaret er en sandstein av eocen alder og inneholder etter foreløpige beregninger utnyttbare reserver i overkant av 200 milliarder Nm³ gass. Feltet ble 25. april 1972 erklært å være en kommersielt utnyttbar gassforekomst. Et 10 m mektig oljeførende lag i bunnen av reservoaret er ikke økonomisk drivverdig.

Øst-Frigg.

Øst-Frigg-strukturen ligger i Petronord-gruppens blokk 25/2. Det er hittil boret et hull, 25/2-1, i august 1973. Det ble påtruffet gass og olje i eocen sandstein. Disseligger i samme nivå som i Friggfeltet. Feltet er fremdeles under vurdering, men det antas å inneholde utnyttbare reserver på ca. 30—40 milliarder Nm³ gass.

Heimdal.

Heimdal-feltet ligger i blokk 25/4 hvor Pan Ocean/Petronord-gruppen har utvinningstillatelse. Feltet ble oppdaget høsten 1972 i borehull 25/4-1 som påviste gass og kondensat i en sandstein av paleocen alder.

I borehull 25/4-2, som ble boret høsten 1973, ble det funnet hydrokarboner i samme geologiske formasjon. Gassen inneholder foruten metan, etan og propan nær 4 pst. tyngre hydrokarboner. Feltet er fremdeles under vurdering. Foreløpige beregninger av feltets reserver er beheftet med stor usikkerhet, men indikerer utvinnbare reserver i størrelsesorden minst 40 milliarder Nm³ gass.

Utviklingen av Frigg-feltet.

Feltets plassering på midtlinjen mellom Norge og Storbritannia reiser en rekke vanskelige spørsmål som må løses ved forhandlinger mellom rettighetshaverne og de to lands regjeringer.

Petronord har utvinningstillatelsen i blokkene 25/1 og 25/2 på norsk side, mens Tom-gruppen har konsesjon i blokk 10/1 i den britiske sektoren. Etter at både A/S Norsk Hydro og Statoil har utøvet sine opsjoner, er rettighetene på norsk side for Frigg-feltet fordelt slik:

Elf Norge A/S (operatør)	27,61 pst.
A/S Norsk Hydro	32,87 »
Total Marine Norsk A/S	20,71 »
Aquitaine A/S	13,81 »
Statoil	5,00 »

Tom-gruppen består av:

Total Oil Marine (U.K.) Ltd. (operatør)	33,33 pst.
Elf Oil Exploration & Production Ltd.	44,45 »
Aquitaine Oil (U.K.) Ltd.	22,22 »

Etter at Frigg-funnet ble erklært kommersielt i april 1972, undersøkte Petronord- og Tom-gruppen mulighetene for en felles utnyttelse av gassreservene. En felleskomité ble opprettet som koordinerer utviklingsplanleggingen. Gruppene er ikke enige om reservoarets størrelse og fordelingen over midtlinjen. Beregningen av den norske andel av feltet har variert fra ca. 50 pst. til over 70 pst., avhengig av hvilke antakelser og tolkninger av det seismiske materiale som er lagt til grunn.

Samtidig med forhandlingene mellom partene om felles utnyttning av feltet, har de undersøkt ilandføring og markedsmuligheter for gassen. Mens Tom-gruppen har utredet rørledning til Skottland, har Petronord undersøkt traséer til Norge, Danmark og Tyskland og forhandlet med skandinaviske, tyske og

britiske gassavtakere. Disse markedsforhandlingene resulterte i en avtale som ble undertegnet i juli 1973 om salg av all Frigg-gassen til British Gas Corporation forutsatt at ilandføring av gass fra den norske del av Frigg-feltet blir godkjent av norske myndigheter.

A/S Petronord og Statoil søkte 30. oktober 1973 departementet om tillatelse til legging av rørledning for ilandføring av gass fra den norske del av Frigg-feltet til St. Fergus i Skottland. Det forutsettes ilandført 8—12 milliarder Nm³ pr. år. Denne søknaden er under behandling i departementet. Departementet vil legge saken fram for Stortinget i en egen melding våren 1974 før endelig avgjørelse tas.

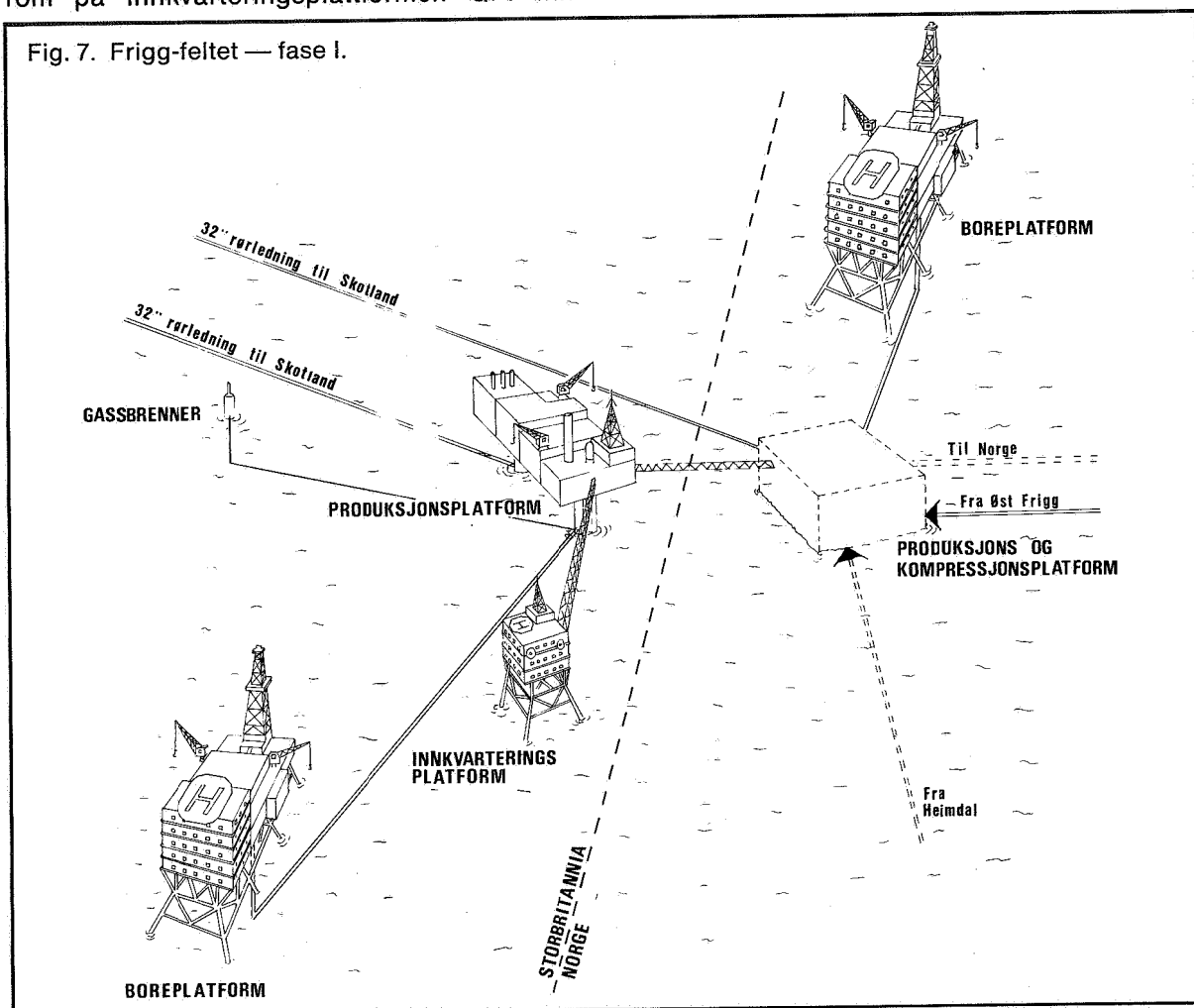
Selve utbyggingen av Frigg-feltet er planlagt i to faser. Fase I blir utbyggingen på britisk side, mens Fase II blir utbyggingen på norsk side.

Under Fase I skal det bygges en boreplattform TP1, hvorfra det skal bores tilsammen 24 brønner i to etapper på 12 hver. Boreplattformen er beregnet for bemanning kun under borefasen og under oppstarting. Senere skal den være ubemannet og fjernstyrt fra kontrollrom på innkvarteringsplattformen QP. Inn-

kvarteringsplattformen skal ha broforbindelse med produksjonsplattform TP1, hvor gassen blir behandlet før transport via rørledning til Skottland. Fra DP1 til TP1 vil det bli lagt to 26" rørledninger for transport av gass, en 4" rørledning for kondensat og en 8" ledning som skal benyttes til kill-line om nødvendig. En spesiell bevegelig type fakkeltårn som er festet på sjøbunnen skal installeres vest for TP1. Denne vil bli tilknyttet TP1 med en 24" undersjøisk gassledning, slik at en om nødvendig skal kunne bremse av gassproduksjonen. Plattformene skal bygges på stålstrukturer, med unntak av TP1 som skal være en betongkonstruksjon av type «Sea Tank». Under Fase I har en funnet det nødvendig å øke trykket på gassen før transport, da trykket fra selve reservoaret er nok til å transportere gassen gjennom rørledningen.

For Fase II av utbyggingen vil en derimot bygge en kombinert produksjons- og kompresjonsplattform TPC2 som vil bli installert på den norske siden. Denne vil videre bli tilknyttet en produksjonsplattform DP2 og eventuelt ha tilknytningsmuligheter for andre nærliggende felter som Øst-Frigg og Heimdal.

Fig. 7. Frigg-feltet — fase I.



Sikkerhetsforskrifter.

De sikkerhetsmessige sider utgjør en viktig faktor ved aktiviteter på kontinentalsokkelen i forbindelse med undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumsforekomster samt ved utvinning av slike forekomster. Virksomheten vil derfor måtte reguleres med nødvendige sikkerhetsforskrifter. Allerede på et tidlig stadium i utforskningen av norsk kontinentalsokkel ble utarbeidelse av sikkerhetsforskrifter gitt høy prioritet.

Etter at Oljerådet avga en innstilling om saken, fikk Norge som det første land sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumsforekomster.

Nærmere detaljforskrifter er senere fastsatt av henholdsvis Sjøfartsdirektoratet, Luftfartsdirektoratet, Statens institutt for strålehygiene og Helsedirektoratet. De øvrige offentlige kontrollinstitusjoner som er involvert i kontrollvirksomheten har detaljforskrifter under utarbeidelse.

Forskriftene som ble fastsatt ved kgl. res. av 25. august 1967 gjelder kun for undersøkelse og boring, ikke for produksjonsfasen. Grunnen til dette har Oljerådet gitt uttrykk for i sin innstilling, hvor det blant annet heter:

«De problemer som reiser seg ved utvinning av petroleum og bevaring av forekomster, er ikke medtatt i nærværende innstilling. Det er flere grunner til dette. Etter Oljerådets oppfatning er det viktig snarest å få utferdiget sikkerhetsforskrifter for den virksomhet som nå pågår. De spesielle problemer som utvinning og bevaring av petroleumsforekomster reiser krever dessuten inngående spesialstudier. Systematisk sett kan det også være naturlig å begrense nærværende forslag til å omfatte sikkerhetsforskrifter for undersøkelse og boring.»

Etter funn av olje- og gassforekomster på den norske kontinentalsokkel i kommersielt drivverdige mengder har behovet meldt seg for også å få sikkerhetsforskrifter som dekker produksjonsfasen.

Ved en kongelig resolusjon 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 petroleumsforekomster. Arbeidet med de nye sikkerhetsforskrifter er kommet et godt stykke på vei.

De nye sikkerhetsforskrifter vil utgjøre rammeforskrifter og dekke et vidt spekter fra krav til brannutstyret nede i produksjonsbrønnen, plugging, komplettering, faste strukturer, rørledninger til nærmere spesifisering for renseutstyr for avløpsvann.

Inntil sikkerhetsforskrifter for produksjonsfasen foreligger, utøves den sikkerhetsmessige kontroll av produksjonsanlegg i hjemmel i § 58 i kgl. res. av 8. desember 1972 om undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster, og bestemmelsene i kgl. res. av 25. august 1967 anvendes så langt det passer.

Delegasjon av kontrollmyndighet.

Etter at sikkerhetsforskrifter m.v. for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumsforekomster var fastsatt ved kgl. res. 25. august 1967, ble det nedsatt et arbeidsutvalg til å gjennomgå organiseringen av tilsynet med at sikkerhetsforskriftene ble overholdt. Utvalget avga en innstilling 8. mars 1968 som ble oversendt de berørte organer og institusjoner til uttalelse. På grunnlag av innstillingen og de innkomne uttalelser traff Industridepartementet vedtak om delegasjon 11. juli 1969.

Myndighet ble delegert til følgende institusjoner:

- Sjøfartsdirektoratet
- Direktoratet for statens arbeidstilsyn
- Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen
- Luftfartsdirektoratet
- Teledirektoratet
- Statens institutt for strålehygiene
- Helsedirektoratet
- Statens sprengstoffinspeksjon

Den myndighet som ved nevnte delegasjonsvedtak ble tillagt de forskjellige statsinstitusjoner omfatter:

Tilsyn.

Utferdigelse av forskrifter.

Myndighet til i særlige tilfelle å kunne dispensere fra sikkerhetsforskriftene.

Myndighet til å stanse virksomheten øyeblikkelig i de tilfeller hvor en fortsettelse vil kunne medføre alvorlig fare for liv og helse.

I henhold til delegasjonsvedtaket koordinerer Sjøfartsdirektoratet den praktiske gjennomføring av kontrollvirksomheten i forbindelse med førstegangs- og periodisk kontroll av boreplattformer, foruten at nevnte direktorat utsteder det formelle samtykke som er nødvendig for bruk av boreplattform med innretning og utstyr.

Ved delegasjonsvedtaket av 1969 ble en vesentlig del av kontrolloppgavene forbundet med de mobile boreplattformer beholdt av Industridepartementet. De daværende Oljekontor i Industridepartementet forestod denne del av kontrollfunksjonen. Disse områder som i det vesentlige dreier seg om petroleumsteknisk kontroll, er 30. mars 1973 delegert til Statens oljedirektorat.

Det må bemerkes at det nevnte kontrollopplegg bare angikk de mobile plattformer, altså boreplattformene.

For så vidt angår produksjonsanlegg eller faste installasjoner ble Statens oljedirektorat delegert nødvendig kontrollmyndighet fra Industridepartementet. Statens oljedirektorat er for øvrig ved Industridepartementets vedtak av 5. september 1973 gitt myndighet til å videredelegere myndighet til visse offentlige kontrollinstitusjoner i henhold til kgl. res. av 8. desember 1972. Spesielle kontrolloppgaver i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll av produksjonsinstallasjoner er i henhold hertil tillagt henholdsvis Sjøfartsdirektoratet, Luftfartsdirektoratet og Teledirektoratet, foruten at Direktoratet for statens arbeidstilsyn bistår Statens oljedirektorat i kontrollen av visse innretninger og utstyr. Ved vurderingen av visse sikkerhetsmessige spørsmål rådfører Statens oljedirektorat seg dessuten med blant annet Norges vassdrags- og elektrisitetvesen, Elektrisitetstilsynet og Statens sprengstoffinspeksjon.

De koordinerende funksjoner utøves av Statens oljedirektorat for så vidt angår kontrollen av produksjonsplattformer. For mobile boreplattformer synes en rekke kontrollmessige og praktiske hensyn å tale for at Sjøfartsdirektoratet inntil videre fortsatt koordinerer den praktiske gjennomføring av kontrollvirksomheten i henhold til Industridepartementets delegasjonsvedtak av 11. juli 1969. Denne virksomhet finner sted i samsvar med instruks for den koordinerte kontrollvirksomhet fastsatt av Sjøfartsdirektoratet.

Så vel i direktoratets oppbyggingsfase som senere vil en rekke sikkerhetsmessige vurderinger måtte foretas på et meget bredt faglig grunnlag. Det er derfor av betydning at offentlige kontrollinstitusjoners faglige kompetanse i nødvendig utstrekning bringes inn som ledd i en forsvarlig sikkerhetsmessig kontroll, dog med klar avgrensning for formell kompetanse og forvaltningsrettslig ansvar. Kontroll- og inspeksjonsvirksomheten for så vel flyttbare som faste installasjoner vil til enhver tid måtte forsøkes organisert på en mest mulig hensiktsmessig måte. Det er viktig å skille mellom begrepene delegasjon av myndighet og bruk av en institusjon som konsulent eller rådgiver. Ved delegasjon av myndighet overføres det forvaltningsrettslige ansvar til vedkommende institusjon som blir delegert myndigheten. Ved bruk av konsulent eller rådgiver forblir ansvaret hele tiden hos den institusjon som har anmodet om faglig assistanse.

Undersøkelse på kontinentalsokkelen

Det arbeid direktoratet utfører griper inn i alle petroleumsrettede aktiviteter på den norske kontinentalsokkel. Virksomheten berører samtlige utviklingsfaser, fra de første innledende undersøkelser i et nytt område og fram til transport av petroleum etter at produksjon er kommet i gang. Siden det stadig påbegynnes nye undersøkelser, og utviklingstakten kan variere fra det ene prosjekt til det neste, vil direktoratet samtidig være opptatt av både undersøkelser, evaluering av funn, utvikling av felt, produksjon og transport. For å kunne dekke alle disse aktivitetsområdene kreves det en organisasjon med en meget bred faglig bakgrunn. Denne organisasjon er man nå i ferd med å bygge opp.

Aktiviteten foregår i følgende faser:

- rekognosering
- seismiske/geologiske undersøkelser
- boring
- sammenstilling av tilgjengelige data
- evaluering av funn
- prosjektering
- utvikling og konstruksjon
- produksjon og konservering
- transport

Rekognoserende undersøkelser.

Undersøkelsene nord for 62° N har hittil foregått kun i statlig regi, og direktoratet har ansvaret for at disse områdene blir undersøkt. Ennå er man i første fase i utviklingen av denne delen av kontinentalsokkelen, og arbeidet har til nå vært konsentrert om områdene utenfor Møre-Lofoten og Troms.

De geologiske formasjonene på den norske kontinentalsokkel er meget yngre enn formasjonene på land, og bergartene er helt forskjellige. Imidlertid finnes tilsvarende bergarter på land på Øst-Grønland, Svalbard og i det helt spesielle Andøya-feltet i Troms. Direkte geologiske undersøkelser i disse områdene sammenholdt med mer indirekte geofysiske undersøkelser til havs gir derfor meget viktige informasjonen om vår sokkel nord for 62° N.

Allerede de første aeromagnetiske målingene i 1963 viste at det fantes store sedimentbasseng utenfor Nord-Norge. Men først da en gikk inn med mer omfattende seismiske målinger var det mulig å si noe om stratigrafien i området. Denne seismikken blir utført med rundt 18 km profilavstand, noe som antas å være tilstrekkelig ved regionale undersøkelser. Man mister detaljene, men kan til gjen-

gjeld dekke større områder med samme innsats av arbeid og kapital.

Samtidig med seismikken registrerer man også magnetiske og gravimetrisk data. Disse fysiske egenskapene gir hver for seg atskillig mindre informasjon om undergrunnen enn det seismikken gjør. Men kjennskap til disse størrelsene er et nyttig hjelpemiddel ved tolkningen i tektonisk kompliserte områder eller i områder med dårlige seismiske data. Utgiftene til magnetometri og gravimetri er bare noen få prosent av det det koster å utføre seismikk.

På grunnlag av tilgjengelig informasjon fra undersøkelser på kontinentalsokkelen og områdene omkring, prøver man å komme fram til en geologisk evaluering av kontinentalsokkelen. En slik vurdering er nødvendig for å bestemme hvilke områder som skal prioriteres ved videre undersøkelser. Uten inngående kjennskap til geologien vil det vanskelig kunne utformes noen forsvarlig politikk for utviklingen på kontinentalsokkelen.

Nedenfor gis en oversikt over de undersøkelser man har utført i 1973 og hvilke planer man har for undersøkelsene den nærmeste tiden.

Geofysiske undersøkelser.

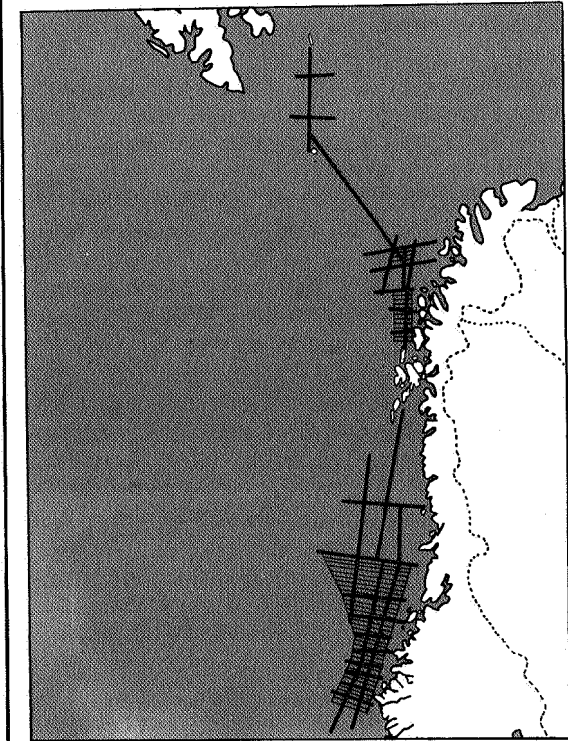
Fra 1969 har Industridepartementet bevilget penger til statlige geologiske/geofysiske petroleumsrettede undersøkelser på kontinentalsokkelen. NTNf ble anmodet om å besørge undersøkelsene utført, men da Oljedirektoratet ble opprettet ble denne oppgaven fra sesongen 1973 overført hit.

Det er to vesentlige grunner for at man i stor grad må benytte seg av geofysiske metoder i undersøkelsene. For det første er geologien på sokkelen en helt annen enn den man kjenner på land i Norge, og for det andre er de samme områder dekket av vann. Geologen kan derfor ikke direkte utføre undersøkelser av bergartene før det første borehull er satt.

Den refleksjonsseismiske metode som gir mest geologisk informasjon, blir benyttet i ca. 90 pst. av undersøkelsene. I tillegg har man gravimetrisk- og magnetiske målinger. Disse blir som oftest utført i tilknytning til de seismiske. Dessuten kan magnetiske målinger foretas fra fly.

Fra 1969 til og med 1972 var det utført refleksjonsmålinger langs 9800 profilkilometer på den norske kontinentalsokkel nord for 62° N. (Fig. 8.) Til sammenligning kan man nevne at på norsk side i Nordsjøen er det tilsvarende tall i størrelsesorden 150.000 km.

Fig. 8. Seismiske undersøkelser i 1969—1972.



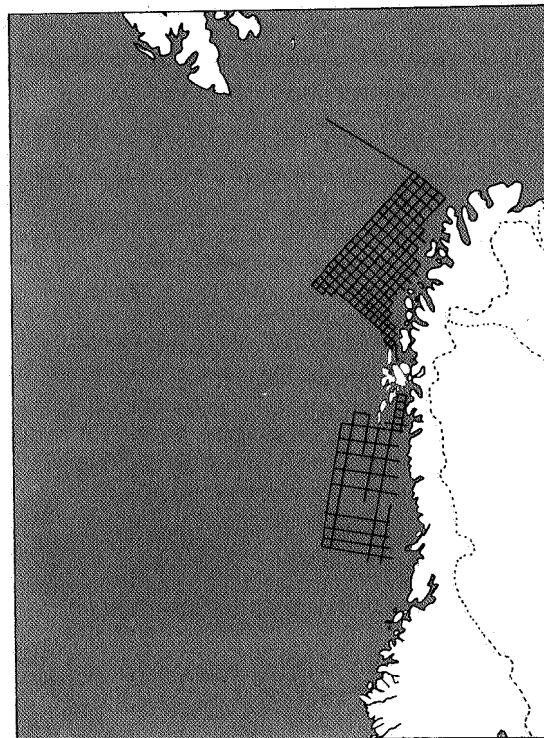
I 1973 utførte Oljedirektoratet tilsvarende undersøkelser over 9500 profilkilometer, hvorav 6200 km ble lagt til Barentshavet og kysten utenfor Troms, mens det resterende ble utført i Møre-Lofoten-området. (Fig. 9.) Planlegging og gjennomføring av Møre-Lofoten-undersøkelsene ble foretatt på vanlig måte av direktoratet, og med det norske selskapet Geoteam-Computas A/S (GECO) som entreprenør. Ved undersøkelsene utenfor Trom ble fremgangsmåten en litt annen. På grunn av problemer med datakvaliteten fra de grunne bankene kom Industrikomiteén i budsjettinnstilling nr. 8 (1972-73) med en henstilling til departementet:

«... at det engasjeres selskaper med særlig ekspertise til å forestå den videre undersøkelse av de grunne sokkelområder utenfor Troms.»

Det ble videre presisert

«... at en slik forsert undersøkelse må besørges av de statlige organer under full ledelse og kontroll.»

Fig. 9. Seismiske undersøkelser 1973 nord for 62° N.



På denne bakgrunn ble det av Industridepartementet besluttet at Statens oljedirektorat skulle forsøke å finne fram til spesialister som man visste var til stede i oljeselskapene, og som var villige til å gå med i en rådgivende gruppe. Disse ekspertene skulle så være Oljedirektoratet behjelpelige i tekniske spørsmål, utføre tester av feltinstrumentene og føre tilsyn med feltarbeid og prosessering.

På grunnlag av møter og diskusjoner med selskaper og deres tekniske eksperter, fant man fram til fire større oljeselskaper som hadde spesialister innen de ulike områder. Selskapene var Chevron, Mobil, Shell og Texaco, og man tok straks kontakt med de ønskede fagfolk i selskapene.

Etter forslag fra Oljedirektoratet og en enstemmig ekspertgruppe ble Geophysical Service International (GSI) tildelt undersøkelsene utenfor Troms. Skytingen av de 6200 km seismiske linjer ble gjennomført på rekordtid.

Samarbeidet mellom oppdragsgiver (OD) og kontraktøren (GSI) var hele tiden det aller beste, og det tekniske personell ombord i båten gjorde sitt ytterste for at datakvaliteten skulle være på topp.

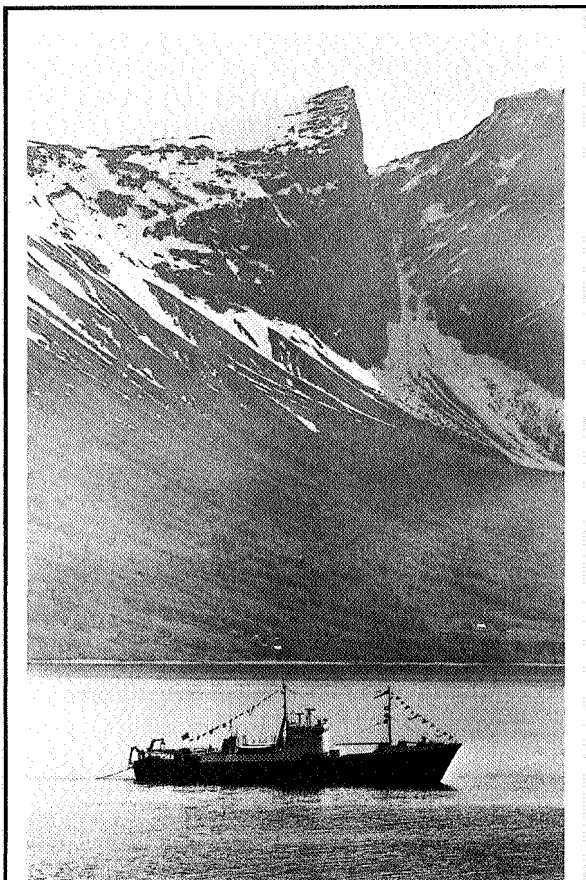
En annen viktig faktor var det uvanlig gode været som varte under hele feltarbeidet. Man behøvde ikke stoppe arbeidet en eneste gang på grunn av dårlig vær.

Det er sjelden at det er blitt gjennomført en geofysisk undersøkelse hvor det er blitt foretatt så omfattende tester, utført av noen av vår tids fremste eksperter innen de ulike felter av geofysikk.

Kvaliteten av de seismiske data ble gjennomgående bedre enn ved tidligere undersøkelser, og var i store deler av området svært god. En annen fordel ved denne undersøkelsen var at man dekket et større område enn de grunne bankene. I disse områdene har datakvaliteten tidligere vist seg å være tildels meget dårlig. Nå har man imidlertid større mulighet til å løse problemene i disse områdene ved korrelering fra områder med god datakvalitet.

De gravimetriske data fra undersøkelsen er av svært god kvalitet. Sannsynligvis er årsakene til dette en grundig testing av utstyret før toktet startet.

Av de magnetiske målingene kunne ca. $\frac{1}{3}$ av dataene ikke benyttes på grunn av forstyrrelser ved magnetiske stormer. Dette er likevel et godt resultat for sjømagnetiske data fra et område som ligger så langt nord hvor magnetiske stormer opptrer med jevne mellomrom.



M/S «Longva» utfører seismiske undersøkelser på Møre-kysten.

Geokjemiske undersøkelser.

Ved hjelp av geokjemiske undersøkelser av sedimentkjerner fra den øverste delen av sjøbunnen kan man få en indikasjon på om sedimentene i undergrunnen inneholder hydrokarboner. Små mengder gass og olje vil sive opp langs mikroskopiske sprekker over et petroleumsreservoar, og vil danne anomale konsentrasjoner i overflaten.

Det er her tale om meget små konsentrasjoner (parts per billion), og prøvene må behandles etter raffinerte analysemetoder. Geokjemiske undersøkelser er de eneste som direkte kan påvise en petroleumsprovinns, men de kan ikke si noe verken om størrelsen eller dyppet ned til reservoaret. Hittil har geokjemiske undersøkelser ikke blitt foretatt på den type geologi som finnes på den norske kontinentalsokkel, og det er ennå uvisst om metodene kan benyttes her. Direktoratet tar imidlertid sikte på en mindre undersøkelse i kjente områder syd for 62° N i 1974. Dersom dette prosjektet gir gode resultater, vil det bli aktuelt å utvide undersøkelsesområdet videre nordover.

Sparker-undersøkelser.

Denne typen seismikk er atskillig lettere enn den typen som benyttes ved regionale undersøkelser. Dybderekkevidden blir da vesentlig mindre, men til gjengjeld oppnår man bedre oppløsning i de øverste lagene. Dette kan med fordel anvendes i enkelte kystnære områder hvor sedimentpakken fra kontinentalsokkelen kiler ut. Lagpakker som i sedimentbassengene har en tykkelse på flere km, vil i kilen kanskje bare være 100 m tykke. Ved hjelp av sparker kan man få definert hvor de enkelte lagene kiler ut, og ved å benytte relativt enkelt og billig prøvetakingsutstyr kan det tas geologiske prøver som representerer dypereliggende lag på kontinentalsokkelen.

Diverse andre undersøkelser.

Før det er mulig å fastslå om en formasjon kan være oljeførende, må porøsiteten og permeabiliteten undersøkes (reservoaranalyse) og hydrokarboninnholdet i leirskiferne bør være kjent (sourcerock-analyse). Nord for 62° N har man meget sparsomme opplysninger om disse bergartsegenskapene. Undersøkelsene foretas på bergartsprøver, og prøvene kan hentes opp med vesentlig lettere boreutstyr enn det som benyttes ved oljeboring. Mektigheten av lagene bør ikke være for store, og gunstigst er det å foreta slike borer i landnære sedimentkiler. Slike kiler kan påvises ved hjelp av sparker.

Man har forsøkt å samle mest mulig informasjon om kontinentalsokkelen ved å utnytte det som allerede er kjent fra tilstøtende landområder. Det er blitt avholdt et Øst-Grønland-seminar med foredrag av to av de danske geologene som har best kjennskap til området. Seminaret ga en mengde opplysninger, og det inngår som en del av en større pakke for innsamling av geologiske data. Hele prosjektet er ment å omfatte seminarer med foredrag av innen- og utenlandske eksperter, innsamling av prøver, sourcerock-analyser, reservoaranalyser og ekskursionser til de mest aktuelle områdene. En del materiale finnes allerede ved direktoratet. Man mottar kjerneprøver og analyseresultater fra de hullene som bores på Svalbard og Andøya, og geologer og geofysiskere fra direktoratet har tidligere vært på ekskursion til Andøya.

Hver enkelt av de metodene som er skissert ovenfor vil kunne gi en del verdifulle opplysninger. Dersom en vil ha maksimalt utbytte av dem, er det imidlertid av avgjørende betydning at de vurderes i sammenheng for derved å kunne supplere hverandre.

Undersøkellesboring.

Hittil er det bare syd for 62° N man har nådd denne fasen. Her foretas det annen generasjonseismikk, med mindre profilavstand, for også å få kunnskap om de finere geologiske strukturene. Det er i både statens og konsesjonshavernes interesse å få utført denne typen seismikk. Fra statens side er man interessert i å vite så meget som mulig om geologien på kontinentalsokkelen. En oversikt over alle mulige petroleumsprospekter forutsetter et tett seismisk nett på fra 1—2 km.

For konsesjonshaverne gjelder de å kunne velge det rette sted for boring. Mens seismikken koster rundt 1200,- kr. pr. km vil boreomkostningene være av størrelsesorden 6—40 mill. kroner for et 10.000 fots hull. Boringen blir dyrere jo dypere vann den foretas på. Hittil er det vesentlig i de grunneste områdene i Nordsjøen en har gjort undersøkellesboring. Etter hvert som en retter søkelyset mot de dypere delene av kontinentalsokkelen, vil det svare seg enda bedre å foreta grundige seismiske undersøkelser. Det kan derfor ventes at selskapene vil legge stadig mer vekt på seismiske undersøkelser, både for å bestemme hvor det skal bores og for å avgjøre hvilke områder som senere skal leveres tilbake til staten.

Fra undersøkelsesfasen mottar direktoratet:

- kopi av alle seismiske profiler
- et sett vaskete og et sett uvaskete prøver med bergartsfragmenter fra borslammet
- mellom $\frac{1}{4}$ og $\frac{1}{3}$ av samtlige kjerneprøver skåret på langs
- fullt sett av alle logger fra borhullene, dvs. kontinuerlige akustiske, elektriske og radioaktive registreringer gjennom borhullet
- resultat av rutineanalyser, så som lithologiske beskrivelser, mikropaleontologisk stratigrafiske undersøkelser osv.
- selskapenes sluttrapport for de enkelte hull med alle vesentlige data og resultater angitt.

Dette materialet utgjør en vesentlig del av grunnlaget for den geologiske vurderingen av kontinentalsokkelen. Det er bare Statens oljedirektorat som sitter inne med opplysninger fra samtlige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Derfor er det også bare direktoratet som kan føre nøye geologisk kontroll med virksomheten og påse at de nødvendige sikkerhetsmessige tiltak blir truffet. Det har vist seg at enkelte geologiske horisonter har stort overtrykk, og fra et sikkerhetsmessig synspunkt er det viktig at føringsrør, slamvekt o.l. er riktig tilpasset. Med kjennskap til geologien i tilstøtende områder kan direktoratet korrigere konsesjonshavernes prognoser og eventuelt gjøre dem oppmerksomme på hvilke problem de kan komme til å møte.

Sammenstilling av tilgjengelige data.

På grunnlag av all tilgjengelig informasjon fra samtlige undersøkelsesfaser søker direktoratet å danne seg et bilde av geologien på den norske kontinentalsokkel. Dette bilde vil være et dynamisk bilde, betinget av den informasjon man til enhver tid sitter inne med. Bildet vil ikke være like godt fundert i alle deler av området. Fra de deler av kontinentalsokkelen som er best undersøkt forsøker en å ekstrapolere seg fram til informasjon om de øvrige områdene. I første omgang dras det nytte av detaljkunnskapene fra Nordsjøen. Ved hjelp av seismikk prøver man å forlenge formasjonene videre nordover. Etter hvert som nye undersøkelser blir foretatt, vil denne arbeidsmetoden også bli benyttet i nøkkelområdene nord for 62° N.

For sesongen 1974 har Oljedirektoratet planer om å foreta en tilsvarende stor undersøkelse som vil dekke områdene nord og øst til grensen med Sovjet, Barentshavet og noen utfyllende linjer på Møre-Lofoten og i Troms.

Evaluering av funn

Når man ved undersøkelsesboring har påvist at en geologisk struktur inneholder hydrokarboner, er neste fase å evaluere type, størrelse, utstrekning osv. av reservoaret og de petrofysiske egenskapene til bergarten og hydrokarbonene.

Som et ledd i slik evaluering blir det oftest boret såkalte «step-out» brønner i nærheten av funn-brønnene. Man foretar også detaljseismiske og geologiske undersøkelser og reservoartekniske studier for å klarlegge reservoarets produksjonskapasitet, levetid og potensielle drivmekanisme. Man kan så på grunnlag av disse data legge planer for hvordan feltet kan utvikles og produseres, og videre foreta en økonomisk evaluering for å avgjøre hvorvidt feltet er kommersielt drivverdig.

Direktoratet følger nøye dette evalueringsarbeidet og foretar egne studier for uavhengig å kunne vurdere et funns økonomiske potensial. Studiene forutsetter nært samarbeid mellom geofysikere, geologer og petroleumsingeniører. Da evaluering av et funn danner grunnlaget for dets videre utvikling, må dette anses for å være en sentral og viktig del av direktoratets ansvarsområde.

Prosjektering og utvikling.

Når en petroleumsforekomst er erklært kommersielt drivverdig går man over i utviklingsfasen. Man vil da planlegge i detalj hvordan et felt best kan settes i produksjon, bl. a. hvor mange produksjonsbrønner som skal bores og hvor i reservoaret de skal plasseres for best å uttømme hydrokarbonreservene. Videre hva slags produksjonsutstyr som vil være best, hvor meget som er nødvendig og hvilke dimensjoner som bør anvendes.

Det må vurderes om man skal installere plattformer for alt bore- og produksjonsutstyr eller benytte seg av systemer som sitter på havbunnen. Vil betongplattformer være den beste løsning eller skal man basere seg på konvensjonelle stålplattformer? Og sist, men ikke minst, hvordan skal de produserte hydrokarbonene ilandføres?

Parallelt med det anleggstekniske planleggingsarbeidet foregår høyt detaljerte reservoartekniske studier for å forbedre de prognoser for produksjon, trykkutvikling, utnyttelsesgrad, alternative drivmekanismer, muligheter for øket utnyttelsesgrad ved vann- eller gassinjeksjon osv. for best å dimensjonere produksjonsutstyr og få et bilde av mengdene som hvert år vil kunne produseres og selges.

I utviklingsfasen forhandles også om salg av de produserte hydrokarbonene. Er ilandføring til alternative markeder en mulighet, vurderes dette i forhandlinger med potensielle avtakere. Økonomiske studier vil peke ut det ilandføringsstedet og -metode som gir best utbytte sett fra rettighetshaverens prosjektøkonomiske og øvrige forutsetninger.

Strekker petroleumsforekomsten seg over flere konsesjonsområder eller over nasjonale interesseområder, vil mer enn én rettighetshaver ta del i planleggingen og utviklingen av feltet. Man vil da forhandle om unitisering av forekomsten, dvs. en deling av produksjon og investeringer på basis av rettighetshavernes respektive andeler i de påviste ressursene. Disse unitiseringsforhandlingene er ofte svært kompliserte og tidkrevende. Ingen kan med sikkerhet si hvor mye petroleum et reservoar vil produsere før det er uttømt. Forhåndsprognoser bygger på de data som man til enhver tid kan klare å innhente, men man er likevel nødt til å gjøre mange antakelser og bruke svært teoretiske analyser av de geologiske og reservoartekniske forhold i feltet.

Små forskyvninger av petroleumsreservene fra et konsesjonsområde til det neste kan representere veldige verdier for de forskjellige rettighetshaverne.

Oppfølging og analyse av alle disse komponentene i rettighetshavernes utviklingsplanlegging representerer et sentralt ansvarsområde for direktoratet. Det er på planleggingsstadiet staten har den beste anledning til å oppnå den utvikling av petroleumsforekomsten som er nasjonalt mest gunstig. Men en løsning av denne oppgaven krever at direktoratet har en faglig kompetanse som er tilsvarende den som selskapene besitter, spesielt innen fagområdene detaljseismikk, produksjonsgeologi, reservoarteknikk, produksjonsteknikk, marin teknologi og rørleggingsteknologi. Man har innen direktoratet slik faglig kompetanse, men en sterk økning av arbeidsbyrden som følge av de mange funn på kontinentalsokkelen vil skape kapasitetsproblemer.

Utvikling av petroleumsforekomstene i Nordsjøen har vist seg å være høyst krevende, både når det gjelder kapitalressurser og teknologi. Utvikling av teknologi som kan overvinne elementene og samtidig få arbeidet gjort på en måte som tilfredsstiller de økonomiske, sikkerhetsmessige og miljømessige krav, innebærer en veldig utfordring til ingeniørkunsten.

Direktoratet ser det som en viktig oppgave både å følge opp og å ta initiativet til utvikling av teknologi som tilfredsstillende ovennevnte krav. I 1973 har direktoratet vært representert med en observatør i møtene i Prosjektkomiteén for rørledninger på dypt vann og har på grunn av det felles interessefelt samarbeidet med komiteén i flere saker, bl.a. forhandlinger om kjøp av teknologi og deltakelse i forsøk. Man har hatt en utstrakt kontakt med oljeselskaper om utvikling og uttesting av utstyr, og diskusjoner om måten hvorpå petroleumsforekomster i dypere vann kan utvikles og produseres i fremtiden.

I forbindelse med forhandlinger om nye utvinningstillatelser har flere oljeselskap presentert sin filosofi og sitt utviklingsarbeid med hensyn til utnyttning av petroleumsforekomster på dypt vann. Direktoratet har i samarbeid med Prosjektkomiteén og Statoil fulgt med i utviklingen av bl.a. rørledningsteknologi og vurdert deltakelse i internasjonal samarbeidsprosjekter og forsøk, bl.a. nedgravingsforsøk som skal gjøres av British Petroleum og leggeforsøk som skal gjøres av det italienske selskap SNAM i Messinastredet.

Det blir ikke mindre nødvendig å være på høyde med teknologien etter hvert som omfanget av aktiviteten øker og sprer seg til dypere vann og lenger mot nord. Muligheten for funn og utvikling av petroleumsforekomster på Svalbard eller på den norske kontinentalsokkelen omkring Svalbard eller mellom Svalbard og det norske fastlandet, medfører at direktoratet må tilegne seg kompetanse til å vurdere utvikling under arktiske forhold med permafrost og isforhold.

Direktoratet følger både nøye med i og oppmuntrer norsk engasjement i petroleumsaktiviteten, f.eks. entreprenørvirksomhet innen plattformbygging og boring. Man har spesielt i kontrollvirksomheten sett et behov for økning av norsk kompetanse innen undervannsteknologi og støtter forsøkene på å opprette et norsk undervannsinstitutt. Direktoratet har vært representert med observatører i både komiteén som forprosjekterte undervannsinstituttet og i instituttets interimstyre. Norsk Undervannsinstitutt kan gi mulighet for kvalifisering og sertifisering av dykkere for kontinentalsokkelen og utvikling og utprøving av utstyr og systemer for bruk på sokkelen. Realisering av planene av et slikt institutt vil kreve finansiell støtte fra staten.

Produksjon.

I de reservoaranalyser som foretas før et felt settes i produksjon baserer man seg på laboratoriedata målt på kjerneprøver, elektriske målinger i borehullet (logger) og korte produktivitetstester (Drill stem tests). Disse målingene gir et begrenset antall data, og antakelser og standard korrelasjoner må derfor benyttes. Det er derfor atskillig usikkerhet forbundet med resultatene av disse analyser.

En forståelse av drivmekanismene i et reservoar og feltets samlede produksjonspotensiell, og dermed utnyttelsesgraden, kan først beregnes med noen grad av nøyaktighet når man har noen års produksjons-, trykkutviklings- og andre reservoardata tilgjengelige.

Vurderingen av produksjonen og reservoarets oppførsel er en kontinuerlig prosess.

Dataene som man indirekte får om reservoaret, kan tolkes på flere måter, avhengig av forutsetningene. Det anses derfor svært viktig at direktoratet har kompetanse til å foreta selvstendige reservoartekniske studier, inkludert reservoarmodellering og simulering. Konsulenter må brukes i en viss utstrekning, men det er viktig at direktoratet har egen kompetanse til å lede slike konsulentoppdrag. Bare ved å ha egen kompetanse med tilstrekkelig kapasitet kan man kontrollere at petroleumsressursene blir utnyttet på den for staten mest hensiktsmessige måte, og også være i stand til å ta initiativ for å oppnå dette formål.

Registrering av den kontinuerlige strøm av produksjons- og andre reservoartekniske data er essensiell for fremtidige reservoartekniske studier. Med de mange felt som etter hvert vil produsere på den norske kontinentalsokkelen, kan disse mengder av data bare rasjonelt arkiveres og rutinebehandles på EDB. På grunn av sin kompleksitet blir også store deler av de reservoartekniske beregninger utført ved hjelp av EDB.

Standard reservoarmodeller er utviklet av oljeselskap og spesielle konsulentfirma og er kommersielt tilgjengelig. Blant annet av disse grunner har direktoratet sett det hensiktsmessig å gå til anskaffelse av en EDB terminal som via telefonlinjer er knyttet til flere norske regnesentra. Man har i direktoratet ansatte med erfaring i bruk av EDB-maskiner.

Direktoratet har hatt kontakt med utenlandske statlige institusjoner for å utveksle erfaringer om hvordan kontroll med utnyttelse av petroleumsressurser best kan administreres og kontrolleres. Det bør særlig nevnes at Energy Resources Conservation Board i Alberta, Canada som er verdenskjent for sin tekniske kompetanse innen ressurskonservering, har vært en åpen og samarbeidsvillig kontakt.

Geologien på kontinentalsokkelen

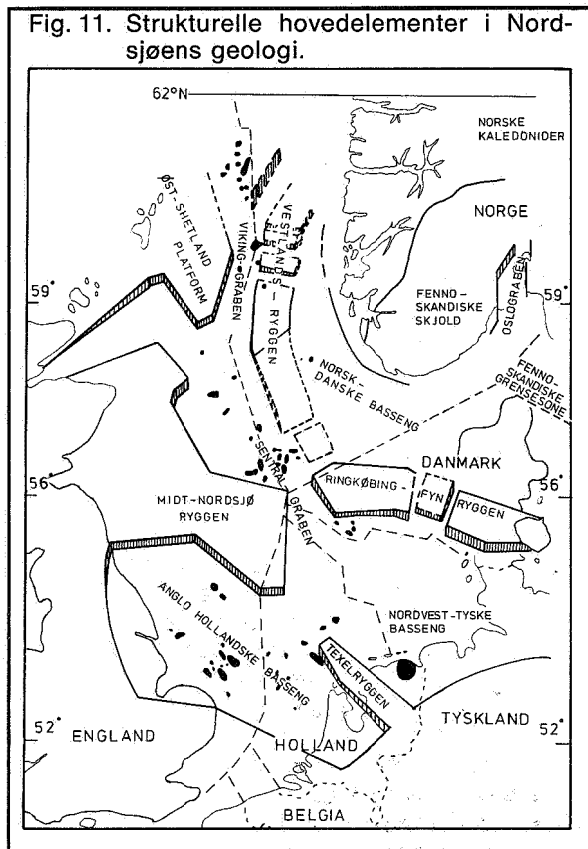
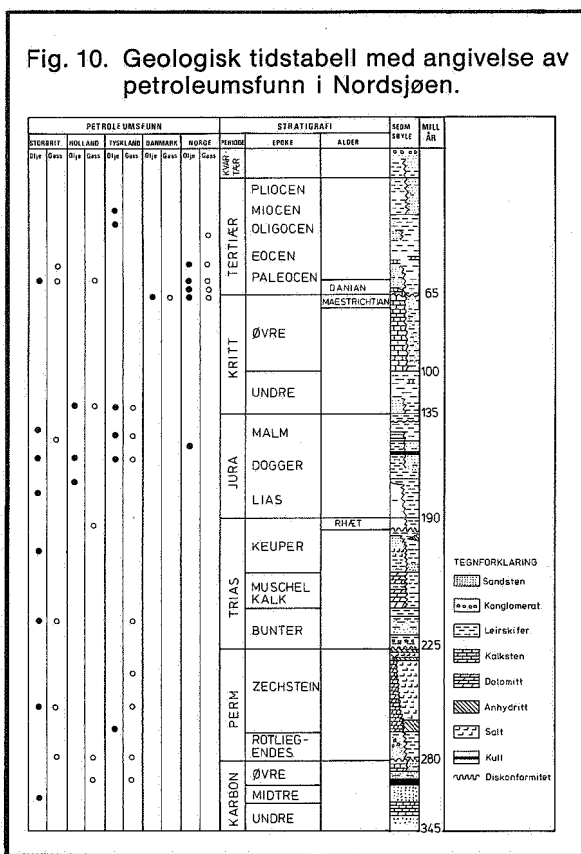
Innledning.

Nordsjøbassenget som består av det nåværende havområdet, Danmark, nordlige deler av Tyskland, deler av Nederland og de østlige deler av England, har i de siste 3-400 mill. år mottatt sedimenter fra landområdene omkring. Geologisk sett grenser bassenget mot den 400 mill. år gamle, kaledonske fjellkjedes bergarter i Storbritannia og Vest-Norge. I Skandinavia for øvrig grenser det mot prekambriske (eldre enn 600 mill. år) bergarter. Mot sør begrenses bassenget av den Herzynske fjellkjede som ble dannet for 250 mill. år siden og som i Tyskland bl.a. er representert ved Harz fjellene. I nord grenser Nordsjøbassenget mot Atlanterhavets dyphavsbase, mens det i nordøstlig retning sannsynligvis fortsetter inn på den norske kontinentalsokkelen nord for 62° N.

Nordsjøbassengets oppbygging og dannelse.

Innenfor Nordsjøbassenget har det i de forskjellige geologiske perioder vært flere sedimentasjonsbasseng mer eller mindre adskilt av mellomliggende høydedrag. De strukturelle

hovedelementene som har lokalisert basseng og høydedrag er vist i kartskisse fig. 11. Elementene som for det meste er dannet i karbonperioden (fig. 10), har påvirket sedimentasjonsforholdene til og med krittperioden. I teritær er høydedragene mindre fremtredende og bassenget blir mer å betrakte som en enhet.



Sedimentene i bassenget har ikke vært utsatt for regionale foldningsfaser. Derimot har området vært forstyrret av blokkforkastninger i flere perioder fra karbon til kritt. Forkastningene er resultat av øst-vest strekkspenninger i jordskorpen omkring en nord-sør akse sentralt i bassenget.

Etter krittperioden medførte liknende strekkspenninger omkring en nordnordøst-sørsørvest akse nord for dagens Nordsjøbasseng, en begynnende separasjon mellom Grønland og Det Euraisiske Kontinent. Dyphavsbase som skiller den norske og den grønlandske kontinentalsokkelen nord for 62° N, består i det alt vesentlige av bergarter som er yngre enn 60 mill. år. De to sokkelområdene utgjør Nordsjøbassengets nordlige fortsettelse før plettelsen.

Den geologiske lagfølgen (stratigrafien).

Den mest interessante del av sedimentlagpakken sett fra et petroleumsgeologisk synspunkt, utgjøres av lagene fra og med karbon til og med teritær.

Karbon.

I denne perioden består den nordligste delen av Nordsjøbassenget i det alt vesentlige av tørt land. Fra dette landområdet avsettes store mektige delta, som etter hvert bygger seg sørover. Lagbølgen i deltaene viser kalksedimenter underst og over dette sand, skifer og kull. Klimaet i perioden er gjennomgående varmt og fuktig og gir høy organisk produksjon.

Den norske delen av Nordsjøbassenget utgjøres for det meste av landområdet. Mulighetene for at det finnes enkelte mindre områder med grove sandsteiner som igjen kan være potensielle reservoarbergarter, er imidlertid til stede.

Perm.

Begynnelsen av perioden faller sammen med avslutningen av den Herzynske fjellkjedeførelsen. Dette medfører at Nordsjøbassenget får tilført betydelige sedimentmengder også fra sør. Klimaet i perioden er tørt (ørken), og havet som har trengt inn gjennom en nydannet, relativt smal og grunn havarm i nord, tørker inn flere ganger og danner saltavsetninger og anhydritter i sentrale og sørlige deler av bassenget. I utkantene avsettes kalksedimenter og vindtransportert (eolisk) sand. Kalksedimentene er delvis omdannet til dolomitter. Sandavsetningen er rødlige.

Det varme og tørre klimaet gir lav organisk produksjon. I den norske delen av bassenget mangler stort sett saltavsetningene i nord, mens de i den sørlige delen er relativt mektige. Dolomitt og sandstein kan finnes marginalt for saltavsetningene. Både dolomitt og sandstein er i disse tilfeller prospektive reservoarbergarter.

Trias.

Overgangen fra perm til trias faller sammen med en periode med beskjedne strukturelle forstyrrelser i bassenget. Overgangen innebærer heller ikke større klimatiske endringer. Sedimentene i trias viser over store deler av bassenget en markert lagdeling, underst såkalt Bunter-sandstein, deretter marin Muschelkalk og Keuper-marl (marl = kalkholdig skifer) forårsaket av en markert havtransgresjon mot slutten av perioden. Denne lagdelingen er lite markert i den norske delen av bassenget, hvor sedimentene er sandige med enkelte skifrige og kalkholdige lag. Sandsteinene er for det meste rødfarget og avsatt i et kontinentalt miljø.

Jura.

Overgangen trias/jura kommer like etter en relativt aktiv forkastningsperiode. Lokalt gir dette opphav til forholdsvis grove sedimenter. Det dominerende bilde er imidlertid skifer og sandavsetninger i deltamiljø. Klimaet i jura forandres gradvis fra tørt til fuktig. Denne forandringen medfører sterk kjemisk vitring og høyere organisk produksjon. Øvre jura representerer en ny, markert urolig periode som resulterer i at tidligere sedimentasjonsområder blir omgjort til forkastningsbegrensede erosjonsområder.

Kritt.

I de dypeste deler av bassenget avsettes sedimenter mer eller mindre konformt over juraglene. Mot kantene er det imidlertid klar diskordans. Undre kritt tynner ut mot høydedragene og mangler til dels. Sedimenttypene fra denne perioden er skifer, sand og kalkstein. I øvre kritt transgrederte havet kraftig og sedimentene fra denne perioden er finkornige og kalkholdige. Mot nord avtar kalksedimentasjonen og avsetningene domineres av skifer og sand. Klimaet er fuktig og varmt og gir høy organisk produksjon.

Tertiær.

Avsetningen av kalkholdige sedimenter fortsetter inn i tertiær (danien). Perioden som helhet domineres imidlertid av skifer og sandsteinsavsetninger. Nordover i bassenget får sedimentene mer sandig karakter. I tertiærtiden blir klimaet gradvis kaldere.

Kvartær.

I kvartærtiden («istiden») tørrlegges Nordsjøen flere ganger og dekkes periodevis av tykke isbreer fra Skandinavia og Storbritannia. Breene avsetter grove, usorterte sedimenter med til dels stein og store blokker i en finere masse. Disse er i dag dels blottet eller overlatt med utvasket sand (bankområdene) eller med fin, marin leire (Norskerenna). Norskerenna er delvis dannet ved breerosjon. Den siste havtransgresjon innover Nordsjøbassenget startet for 10-15.000 år siden.

Dannelsesbergarter og reservoarbergarter for hydrokarboner.

Dannelsesbergarter for hydrokarboner er å finne blant finkornige bergarter avsatt i perioder med rask sedimentasjon og høy organisk produksjon. I Nordsjøbassenget vil dette i det vesentlige si bergarter fra karbon, jura, kritt og underste tertiær.

Potensielle **reservoarbergarter** er bergarter med høy porøsitet og permeabilitet. Reservoarbergarter i Nordsjøen er følgelig sandstein, dolomitt og kalkstein. Prospektive sandsteiner forekommer i perm, trias, jura, kritt og tertiær. Prospektiv dolomitt er knyttet til perm, mens kalkprospektene ligger i øvre kritt/underste tertiær.

Øst-Grønland og Svalbard.

Som tidligere nevnt kan man få nyttig informasjon om geologien på kontinentalsokkelen ved å studere geologien på Øst-Grønland, Svalbard og på Andøya. Stratigrafien på Øst-Grønland omfatter nesten hele perioden fra karbon og oppover. Det meste av sedimentene består av erosjonsprodukter som red beds, konglomerat, arkoser, sandsteiner, siltsteiner og skifre. Disse varierer i mektighet i de forskjellige områdene, og ikke noen steder er hele lagrekken blitt bevart. Lokalt finnes tynne soner av gips og kalksteiner. Det antas at sedimentene har hatt en noe annerledes utvikling på Øst-Grønland enn på den norske kontinentalsokkelen. Siden sedimentene ligger forholdsvis lett tilgjengelig på land, er det allikevel enkelt å hente nyttig informasjon i dette området.

Svalbard ligger i det nordvestlige hjørnet av den norske kontinentalsokkelen. Den sedimentære lagrekken fra devon og oppover består av flattliggende lag i øst, mens lagene blir stadig mer steile mot vest. To nord-sørgående forkastninger i de sentrale deler av Vest-Spitsbergen danner et gravområde hvor også de eldste sedimentene er blitt bevart. Devon består av nesten rene sandsteiner som er nedbrytningsprodukt fra den kaledonske fjellkjeden. Disse har en samlet mektighet på over 5000 m og er nesten identisk med norske sedimenter fra samme tidsrom. Fra karbon og oppover veksler sedimentene mellom leirskifre, sandsteiner og kalker, dels marine eller kontinentale, dels avsatt i brakkvann eller ferskvann. Hele perioden fra karbon til tertiær har kullfløtser av vekslende mektighet, og i trias finnes 200 m oljeskifer blant marine sedimenter. Bergartene på Svalbard fortsetter ut på kontinentalsokkelen i Barentshavet. Derfor vil kjennskap til geologien på Svalbard være et viktig hjelpemiddel i tolkningen av lagrekken på den nordligste delen av sokkelen.

I et 8 km langt felt på østsiden av Andøya er sedimenter fra øvre jura og under kritt blitt bevart. Disse består av sandsteiner og leirskifre med enkelte kullag imellem. Hele lagrekken er ca. 500 m tykk. Området er inngående undersøkt, men da bare en mindre del av mesozoikum er bevart, vil området ha begrenset betydning for tolkningen av geologien på kontinentalsokkelen.

Ordlister

- Diskordans**, tilstøtende bergartslag som ikke er parallele.
- Drivmekanisme**, den mekanisme som gjør at petroleum naturlig blir produsert (drevet ut) fra et reservoar.
- Ekstrapolere**, det at en benytter kjennsgjening fra et område til å forutsi hva en vil finne i et nærliggende, ukjent område.
- Evaluerer**, beregning av hydrokarbonmengden i et reservoar.
- 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.
- 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.
- Reservoarmodellering**, skape en matematisk modell av reservoaret for bruk i (datamaskin)-simulering av reservoaret.
- Reservoarmodellering**, matematisk gjenskapning 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 tilfellet.
- 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 petroleumsforekomst.
- 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.

Medarbeidere ved Statens oljedirektorat i 1973

Jarl A. Aagedal, seksjonssjef.
Ivar Aarseth, petroleumsgeofysiker.
Lasse Aga, konsulent.
Farouk Al-Kasim, avdelingssjef.
Egil Bergsager, seksjonssjef.
Harald Bjørnstad, betjent/bud.
Bjørn Bratbak, kontorsjef.
Arne J. Flikke, avdelingssjef.
Synnøve Fredriksen, kontorassistent.
Karen Sofie Fritsvold, tegner.
Svein Frodesen, petroleumsgeolog.
Fredrik Hagemann, direktør.
Georg Hamar, petroleumsgeolog.
Erling Haug, petroleumsingeniør.
Sigurd Heiberg, petroleumsingeniør.
Anne Margrethe Helgevold, laborant.
Reidun Hoelstad, kontorassistent.
Aase Huge, ingeniør.
Bjørn Kvant, kontorassistent.
Dag Meier-Hansen, petroleumsingeniør.
Brynhild Meltveit, kontorfullmektig.
Arne Moe, petroleumsgeofysiker.

Rolf Myrland, petroleumsgeolog.
Steinar Njaa, petroleumsingeniør.
Randi Nonstad, tegner.
Eyvind Normann, petroleumsingeniør.
Per Osmundsen, arkivar.
Rigmor Reigstad, kontorfullmektig.
Hans Rønnevik, petroleumsgeolog.
Asbjørn Røsseth, organisasjonskonsulent.
Geir Samstad, petroleumsingeniør.
Erik Setsaas, konsulent.
Torunn Smith, kontorassistent.
John Stangenes, petroleumsgeofysiker.
Arne Stavland, juridisk konsulent.
Carl J. Steenstrup, petroleumsingeniør.
Øyvind Strand, tegner.
Edith Sægrov, kontorassistent.
Gunnar Sæland, petroleumsgeofysiker.
Thomas Houge-Thiis, regnskapfører.
Peter Jacob Tronslin, juridisk konsulent.
Kaare Ulleberg, petroleumsgeolog.
Nils Vogt, avdelingssjef.
Ove Øvrebø, petroleumsgeofysiker.