



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1980

S/473

eks. 1
ureg.



Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1980





Innhold

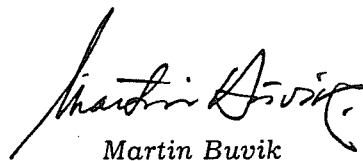
1. STYRETS BERETNING	6	2.1.6.1 Ekofiskområdet	30
1. DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON	9	– Utnyttelse av forekomstene ..	30
1.1 Instruks for Oljedirektoratet	9	– Brenning av gass ..	31
1.2 Styret og administrasjonen	10	– Produksjonsanlegg/faste installasjoner ..	31
1.2.1 Styret	10	2.1.6.2 Valhall/Hod	33
1.2.2 Organisasjon	10	– Utnyttelse av forekomstene ..	33
1.2.3 Personell	11	– Produksjonsanlegg/faste installasjoner ..	33
1.2.4 Opplæring	12	– Transport ..	34
1.2.5 Samarbeidsutvalg	12	2.1.6.3 Ula	34
1.2.6 Arbeidsmiljøutvalg	13	2.1.6.4 Friggområdet (Frigg, N.Ø.-Frigg, Odin)	36
1.2.7 Budsjett/økonomi	13	– Utnyttelse av forekomstene ..	36
1.2.8 Informasjon	14	– Felles utnyttelse – unitisering	36
1.2.9 Nord-Norge kontoret	14	2.1.6.5 Statfjordområdet	37
1.2.10 Lokaler	15	2.1.6.6 Murchison	39
1.2.11 Bibliotek	15		
1.2.12 INFOIL-sekretariatet	15		
1.2.13 Effektivisering-rasjonalisering	16		
2. VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	17	2.2 Sikkerhetsmessig kontroll	41
2.1 Ressursforvaltning	17	2.2.1 Generelt	41
2.1.1 Undersøkelles- og utvinningstillatelser	17	2.2.2 Rettighetshavers internkontrollplikt	41
2.1.1.1 Utvinningstillatelser	17	2.2.3 Kvalifikasjonskrav	41
2.1.1.2 Tilbakelevering av områder belagt med utvinningstillatelse	17	2.2.4 Produksjons- og hjelpesystemer	42
2.1.1.3 Andelsoverdragelser	18	2.2.4.1 Elektro	42
2.1.1.4 Undersøkelsestillatelser	18	2.2.4.2 Sikringssystemer	42
2.1.2 Regionale undersøkelser	18	2.2.4.3 Mekanisk utstyr	43
2.1.2.1 Hensikten med undersøkelser i statlig regi	18	2.2.5 Boring	43
2.1.2.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser	19	2.2.6 Driftskontroll	44
2.1.2.3 Innsamling og prosessering	19	2.2.7 Dykking	45
2.1.2.4 Salg av data	20	2.2.8 Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	45
2.1.2.5 Geologiske og grunnseismiske undersøkelser i Barentshavet	20	2.2.9 Rørledninger	46
2.1.2.6 Geofysiske undersøkelser i sel-skapenes regi	21	2.2.10 Arbeidsforhold	46
2.1.3 Undersøkelsesboring og avgrensingsboring	21	2.2.11 Arbeidsmiljøfaktorer	46
2.1.4 Produksjonsbrønner	26	2.2.12 Brannskader	48
2.1.5 Funn i 1980	27	2.2.13 Skaderegistrering	48
2.1.5.1 Nye funn	27	2.2.13.1 Arbeidsulykker	48
2.1.5.2 Felt som er erklært drivverdige	29	2.2.13.2 Dødsulykker	49
2.1.6 Feltutbygging	30	2.2.14 Havariet med «Alexander L. Kiel-land»	54
		2.3 Petroleumsøkonomi og måleteknisk kontroll	54
		2.3.1 Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel	54

2.3.1.1	Kostnader ved seismiske undersøkelser	55	3.2.3	Samordnet utvinningsplanlegging	71
2.3.1.2	Kostnader ved leteboring	55	3.2.3.1	Perspektivanalysen	71
2.3.1.3	Investeringer i feltutbygging og produksjonsboring	57	4.	FORSKNING OG OPPDRAG TIL ANDRE INSTITUSJONER	79
2.3.1.4	Driftskostnader	57	4.1	Nordsjøaktiviteten sett i teknisk historisk perspektiv	79
2.3.2	Produksjonsavgift	59	4.2	Offentlig innsats i petroleumsrelatert forskning. Oljedirektoratets forskningsengasjement, omfang og struktur	79
2.3.2.1	Olje	59	4.3	Sikkerhets- og beredskapsforskning	81
2.3.2.2	Gass	60	4.3.1	Bakgrunn og mål	81
2.3.2.3	NGL/kondensat	61	4.3.2	Utvikling og status	81
2.3.3	Arealavgift og andre avgifter ...	61	4.3.3	Planlegging av avslutningen	81
2.3.4	Den måletekniske kontroll	61	4.3.4	Prosjektoversikt	81
2.3.4.1	Om kontrollen generelt	61	4.4	Oppdrag til vitenskapelige institusjoner	88
2.3.4.2	Målesystemene på feltene i Ekofiskområdet, samt på landterminalene i Teeside og Emden	62	4.5	Vitenskapelige undersøkelser og frigiving av data	89
2.3.4.3	Målesystemene på Frigg, på MCPO1 samt på landterminalen i St. Fergus	62	4.5.1	Vitenskapelige undersøkelser ..	89
2.3.4.4	Målesystemene for N. Ø. Frigg og Odin	62	4.5.2	Frigiving av data	90
2.3.4.5	Statfjord	63	5.	BISTAND TIL FREMMEDE STATER	92
2.3.4.6	Murchison	63	6.	INTERNASJONAL HARMONISERING AV SIKKERHETSFRSKRIFTER - INTERNASJONALT SAMARBEID	92
2.3.4.7	Ula	63	7.	FAGARTIKLER	94
2.3.4.8	Valhall	63		Arbeidsmiljøproblemer ved bruk av kvikksølv offshore	94
3.	AKTIVITETSNIVÅ, MÅLSETTING OG PERSPEKTIVER	64		«Petroleumsdokumentasjon» ..	97
3.1	Oppsummering av dagens situasjon og forutsetninger for oljevirkksomheten	64	8.	STATISTIKKER/OVERSIKTER	100
3.1.1	Aktivitetsnivå	64		Undersøkelses- og avgrensningsboring i norsk sektor av Nordsjøen	100
3.1.1.1	Lete- og avgrensningsboring ...	64		Måleenheter	102
3.1.1.2	Produksjonsboring	64		Skipninger av norsk råolje	105
3.1.1.3	Felt under evaluering og planlegging	64		Produksjon fra Ekofisk, Frigg, Statfjord og Murchison i 1980	106
3.1.1.4	Felt under utbygging	65		Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1980	108
3.1.1.5	Driftsaktivitet	65		Organisasjonstablå	109
3.1.1.6	Personellbehov	65		BOARD OF DIRECTOR'S REPORT	113
3.1.2	Reservegrunnlaget	65			
3.1.3	Kapasitetsbegrensinger	67			
3.1.3.1	Dispensasjon fra kvalifikasjonskrav	67			
3.1.3.2	Dispensasjon fra arbeidsprogram	69			
3.1.4	Forsvarlig utnyttelse	69			
3.1.4.1	Utvinningsgrad	69			
3.1.4.2	Gassbrenning	70			
3.1.4.3	Forbruk av energi i forbindelse med behandling og ilandføring .	70			
3.2	Perspektiver	71			
3.2.1	Ressurskartlegging	71			
3.2.2	Framtidig tildeling av utvinnings-tillatelser	71			

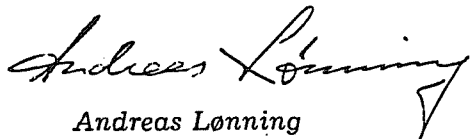
Forord

I henhold til § 4 pkt f i Instruks for Oljedirektoratet skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret legger hermed frem årsberetningen for 1980.

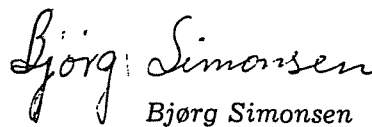
Stavanger, 29. januar 1981
I styret for Oljedirektoratet



Martin Buvik



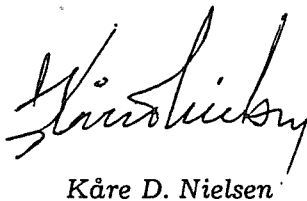
Andreas Lønning



Bjørg Simonsen



Liv Hatland



Kåre D. Nielsen



Ole Knapp



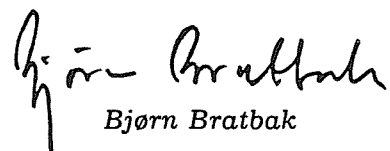
Kåre A. Tjønneland



Inge Døskeland



Fredrik Hagemann



Bjørn Bratbak

Styrets beretning

I 1980 økte aktiviteten på den norske kontinentalsokkel og derved økte også arbeidsmengden for Oljedirektoratet.

De oppmuntrende resultater fra undersøkelsesboringene i 1979 fortsatte i 1980. Dette har ført til en betydelig opptrapping i leteboreaktiviteten på sokkelen, som nådde et toppnivå med 13 boreplattformer i virksomhet samtidig i november/desember. Totalt er det påbegynt 36 brønner i 1980, mot 28 året før.

De nye funn som er gjort etter 4. konsepsjonsrunde, har hittil gitt grunnlag for en oppjustering i påviste reserver i størrelsesordenen $\frac{1}{2}$ mrd tonn oljeekvivalenter (t o e) tilsvarende ca 30 % økning. Samtidig med denne økningen i reservegrunnlaget har flere felt som tidligere var antatt å være marginale, blitt aktuelle for utbygging i nær framtid. Denne positive utvikling har skapt en ny situasjon for den videre utbygging på sokkelen. Man står etter dette for første gang i en reell valgsituasjon hva angår beslutninger om hvilke type felt som bør utbygges, hvordan disse bør disponeres over tid, og hvilken anleggsutforming (infrastruktur) som skal til for å sikre en best mulig utnyttelse av feltene isolert og samlet. Det er således et presserende behov for en overordnet utbyggingsstrategi med utgangspunkt i nasjonale målsettinger for bl a produksjonstempo, jevn aktivitet, sikkerhet, best mulig ressursdisponering og effektiv utbygging og drift.

Styret ser det som en betydelig oppgave for Oljedirektoratet fortsatt å bidra med objektive vurderinger/analyser til utforming av en slik strategi.

Styret er videre sterkt opptatt av at direktoratet bringes inn i evalueringen av prinsippkonsepter for de ulike utbyggingsplaner på et tidligst mulig tidspunkt. Denne evalueringsfase må følges opp av en vurdering av konkretiserte utbyggingskonsept. Styret understreker betydningen av at offentlige organer sikres tilstrekkelig tid til forsvarlig saksbehandling i alle faser av slike utbyggingsprosjekter.

1980 markerer en viktig milepel i utviklingen på sokkelen, idet undersøkelsesboring

ble satt i gang både i Troms I-området og på Haltenbanken. Etter hvert som de statlige undersøkelser blir supplert med boredata, vil man med større sikkerhet kunne fastslå hvorvidt man har å gjøre med petroleumsforekomster. Det er for tidlig å si noe om mulige reserver i disse områdene, men resultatene hittil gir grunn til å regne med fortsatt boreaktivitet nord for 62°N, som på sikt kan føre til petroleumsfunnsområder som er økonomisk interessante. Denne spredning av virksomheten på flere aktivitetsområder, vil stille nye krav til planlegging, koordinering og kontroll som igjen vil kreve økte ressurser og innsats fra bl a Oljedirektoratets side.

Tempoet i den videre utbyggingsaktivitet bør ta hensyn til den tekniske kapasitets- og kompetanseoppbygging hos såvel selskapene som myndighetene. En stor del av virksomheten på kontinentalsokkelen omfatter arbeidsområder som representerer relativt ny teknologi.

Felles for en del av disse arbeidsområder er at de er meget arbeidskrevende samtidig med at de stiller store krav til kvalitet hva angår utførelse av anlegg og innretninger, samt til det personell som organiserer og betjener anleggene. For å kunne ivareta sentrale sikkerhetsmålsettinger, er det således viktig at nødvendig kvalitet bygges inn i alle ledd i virksomheten.

Bl a på bakgrunn av den store aktivitetsøkning en ser for seg i de nærmeste årene, er styret meget opptatt av muligheter til å skaffe tilstrekkelig kvalifisert personell til å utføre de oppgaver en står overfor. Dette gjelder både driftspersonell på installasjonene og landbasert ingeniørpersonell. Dersom en sammenholder behovet for borepersonell i årene framover med nåværende opplæringsprogram for slikt personell, synes det å framgå at det vil bli stor mangel på ledende borepersonell i tiden framover. Resultatet av dette vil derfor kunne bli at tilgangen på kvalifisert personell vil være utslagsgivende for boreaktivitetsnivået på sokkelen.

Den tragiske ulykken med hotellplattformen «Alexander L. Kielland» den 27. mars

1980 hvor 123 personer omkom, førte til at direktoratet innen sitt ansvarsområde gikk gjennom alle rutiner og problemstillinger som ble aktualisert i forbindelse med ulykken. En rekke tiltak ble satt i verk, til dels i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet, for løsning av problemer på områder som er felles for de to direktoratene. Undersøkelseskommisjonens rapport foreligger ikke ved utløpet av beretningsperioden.

Styret framhevet i fjorårets årsberetning betydningen av ytterligere innsats for å øke utvinningsgraden fra forekomstene på sokkelen. Pilotprosjektet for vanninjeksjon i Ekofiskfeltet er nå ventet igangsatt tidlig i 1981. Oljedirektoratet følger med stor interesse rettighetshavernes utredninger og planer for eventuell storstilt vanninjeksjon både i Ekofiskfeltet og Torfeltet. Et vellykket utfall av denne vanninjeksjon vil kunne bety en økning i utvinnbare oljereserver i størrelsesorden 80–100 mill Sm³ som tilsvarer 100–125 milliarder kroner. Oljedirektoratet registrerer med tilfredshet at felt som nå er under utredning/planlegging baserer seg på planer for tidlig økt utvinning gjennom vann- eller gassinjeksjon, i den grad dette er mulig og aktuelt.

Økt utvinning fra forekomstene vil kreve innsats på flere fagområder. Av grunnleggende betydning er en riktig forståelse av de geologiske og reservoartekniske forhold. Dette forutsetter økt kompetanse og innsats, ikke bare fra rettighetshavernes og myndighetenes side, men også fra forsknings- og vitenskapelige institusjoner. Styret understreker betydningen av de enorme verdier som ligger i økt utvinning fra forekomstene på sokkelen. Selv en beskjedne økning på 1 % i utvinningsgraden vil svare til en verdiøkning i de hittil påviste reserver i størrelsesorden ca 30 mrd kroner. Styret er av den oppfatning at det er teknologisk mulig å oppnå betydelige forbedringer når det gjelder den gjennomsnittlige utvinningsgraden av forekomstene på sokkelen.

Styret er opptatt av å redusere unødig forbruk og tap av olje og gass i forbindelse med produksjon, behandling og ilandføring.

På bakgrunn av de nye funn og den betydelige økning i de påviste reserver, er det naturlig at de eksisterende anlegg i Ekofisk og Friggområdet blir vurdert i forbindelse med en samordnet løsning for gasstransport.

I rapporten fra styringsgruppen for «Kostnadsanalysen – norsk kontinentalsokkel», oppnevnt ved kgl res av 16. mars 1979 («Moe-rapporten»), pekes det flere steder på behovet for en bedre oppfølging av og kontroll med de utbyggingsprosjekter som

foregår på norsk sokkel. Det anbefales fra Moe-utvalget at myndighetene bygger opp et apparat og finner fram til rutiner for bedre å kunne føre kontroll med planleggingsprosessen og kostnadsutviklingen for nye prosjekt på kontinentalsokkelen. Direktoratet har i beretningsperioden videreført arbeidet med å få etablert modeller og verktøy for å analysere kostnader og utøve andre økonomiske forvaltningsoppgaver.

Med dagens aktivitetsnivå og med de store utbyggingsoppgaver en står overfor på sokkelen, vil det ut fra nasjonale målsetninger bli stadig viktigere å vurdere de økonomiske konsekvenser av petroleumsvirksomheten.

Styret ser det som naturlig at direktoratet blir satt i stand til å angi de økonomiske konsekvenser av offentlige pålegg og vedtak. I denne forbindelse må det utvikles EDB-baserte rutiner og analysemodeller som kan brukes i direktoratets arbeid på det økonomiske felt. For øvrig er det behov for økonomisk forskning og utredning på flere områder, bl a gjelder det å få innsikt og verktøy som kan brukes i forbindelse med økonomisk planlegging, og det gjelder å utøve økonomisk kontroll av virksomheten på sokkelen, som bl a vil omfatte å framskaffe deler av grunnlaget for de nødvendige politiske beslutninger. Dessuten er det viktig at direktoratet videreutvikler sine kontrollrutiner av avgifter og skatter som kreves inn fra oljeselskapene som opererer på kontinentalsokkelen.

Sommeren 1980 ble all virksomhet på kontinentalsokkelen rammet av den hittil mest omfattende arbeidskonflikt på kontinentalsokkelen. Samtlige produksjonsanlegg ble satt ut av drift på grunn av streik blant enkelte av arbeidstakerorganisasjonene i perioden 3.7 – 18.7. Virksomheten ble ytterligere lammet da arbeidstakerorganisasjonene for personell på norskregistrerte flyttbare boreplattformer besluttet å gå til streik. All lettevirksomhet på norsk kontinentalsokkel ble således stanset i perioden 9.7. – 9.8.

Arbeidskonflikten på produksjonsanleggene førte til en reduksjon i petroleumsproduksjonen tilsvarende ca 2 mill tonn oljeekvivalenter som representerer en bruttoproduksjonsverdi på mer enn 2 mrd kroner.

For lettevirksomheten resulterte streiken i en tidsforskyvning av gjennomføringen av boringene. For virksomheten utenfor Nord-Norge medførte streiken en reduksjon i den planlagte borevirksomheten for 1980.

Direktoratet begynte i beretningsperioden utstedelse av dykkersertifikater for det personell som blir godkjent for dykking på norsk

kontinentalsokkel. Det er hittil utstedt 1460 slike sertifikater.

Direktoratet har også i beretningsperioden arrangert en arbeidskonferanse om arbeidsmiljøforhold. Som de to tidligere konferanser, avdekket også denne et behov for og ønske om at de berørte yrkesaktive ved slike konferanser er med på planleggingen og utforming av grunnlaget for et bedre og sikrere arbeidsmiljø.

Analyse av innrapporterte personskader og igangværende forskningsprosjekter omkring skader og uhell gir et godt grunnlag for direktoratets fortsatte arbeid med å redusere skadehyppigheten.

Oljedirektoratet er gjennom de pågående Forsknings- og utviklingsprogram (FoU) innen sikkerhet og beredskap blitt tilført verdifull kunnskap i tillegg til det kunnskapsnivå som etterhvert er bygget opp i de utførende institusjoner. Styret er opptatt av at direktoratet innen sitt ansvarsområde settes i stand til å videreføre en del aktiviteter innen området sikkerhet og beredskap også etter at de to pågående 4-års program er avsluttet i Oljedirektoratets regi.

I en periode hvor arbeidsoppgavene stiger i betydning og omfang, er styret fortsatt bekymret for bemanningen av direktoratet.

I løpet av året har 49 medarbeidere forlatt direktoratet for å gå over i annen virksomhet. Særlig bekymringsfullt er det at direktoratet i 1980 har mistet flere av sine erfarne geologer/geofysikere og reservoaringeniører. Ettersom det nå er stor konkurranse om personell med innsikt og erfaring innen oljeindustrien, antar styret at bl a lønnsnivået er av betydning for rekrutteringen og for å kunne holde på personellet. Etter at dette spørsmål var tatt opp med de foresatte departementer, ble det i august inngått en avtale mellom staten og hovedsammenslutningene som til en viss grad har medført en bedring og større fleksibilitet i lønsspørsmålet. Styret antar at dette vil kunne bety en viss styrkning i konkurranseevnen overfor bl a oljeselskapene. Det må også understrekes at direktoratet fremdeles

har en stab av dyktige medarbeidere som etter styrets mening utfører et samvittighetsfullt arbeid i de ofte kompliserte og tidkrevende saker direktoratet står overfor. Selv om avgangen dette år har vært stor, er det ved utgangen av beretningsperioden 110 medarbeidere med mer enn 3 års tjeneste i direktoratet og 160 medarbeidere med mer enn 2 års tjeneste i direktoratet.

Det er imidlertid ikke bare spørsmålet om lønn som er avgjørende for hvorvidt medarbeidere trekkes til og finner seg til rette i en institusjon. Styret vil derfor ha sin oppmerksomhet vendt mot bl a den budsjettmessige situasjon. Sterkt økende andel av faste utgifter i Oljedirektoratets budsjett har etter hvert ført til at ressurser til EDB, ekstern bistand, opplæring, assistenthjelp og andre servicetilbud har blitt liggende etter i forhold til økningen av den aktivitet som har funnet sted.

Styret mener at også samling av direktoratet i ett bygg vil bedre arbeidsmiljø og arbeidsforhold. Arbeidet med planlegging av rom- og byggeprogram har gått etter planen. Tomtespørsmålet er ytterligere utredet i 1980 og den første bevilgning til forprosjektet er tatt med på budsjettet for 1981.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden innkrevd i alt 3641 mill kr i produksjonsavgifter. Dette er en markert økning i forhold til 1979 til tross for produksjonsstans som følge av streiken sommeren 1980. Dertil har Oljedirektoratet innkrevd i alt 63 millioner kr i netto arealavgift.

Direktoratets avdelingskontor for Nord-Norge ble åpnet i Harstad 20.6.80. Kontoret har informasjon som hovedoppgave, og skal være kontaktledd mellom direktoratet og nordnorske myndigheter, næringsliv og massemedia. Det har i den korte tiden kontoret har vært i virksomhet, vist seg å være et klart og udekket behov for informasjon om oljevirkosomheten i landsdelen. Kontoret har foreløpig liten bemanning, men styret vil følge nøye med om bemanningen bør økes, eventuelt om andre oppgaver kan legges til kontoret.

1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

1.1. INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET
Oljedirektoratets formål og oppgaver er gitt i egen instruks. Denne ble sist endret ved Olje- og energidepartementets vedtak av 29.3.79. Instruksens § 1 om formål og § 2 om oppgaver lyder:

§ 1 - Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl. olje- og energidepartement. Når det gjelder saker vedrørende arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap, er det administrativt underlagt Det kgl. kommunal- og arbeidsdepartement. Oljedirektoratet har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, vedkommende departement eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og i den del av Kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten for øvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter o l i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9. februar 1920 art 1 og i lov om Svalbard av 17. juli 1925 § 1, samt i disse områders territoriale farvann.

§ 2 - Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler m v jfr § 1.
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges.
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødig skader eller volder ulempe for annen virksomhet.
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter.
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgesologiske og geofysiske undersøkelser.
- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster.
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter m v.
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc i den utstrekning dette er mulig i hht de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig i hht vedkommende departements bestemmelse.
- i) å holde departementene 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 vedkommende departement.
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i vedkommende departement saker av betydning for plante- og dyreliv eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning.
- k) å forelegge for vedkommende departement forskrifter og enkeltvedtak vedrø-

rende forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation).

- l) å være rådgivende organ for departementene i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.

Selv om en sak faller inn under direktoratets myndighetsområde i henhold til § 2, a-h, skal den forelegges vedkommende departement dersom den er av særlig viktighet eller av prinsipiell interesse.

1.2 STYRET OG ADMINISTRASJONEN

1.2.1 Styret

Styret har i beretningsperioden bestått av:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 Kommundirektør Liv Hatland, Trondheim
- 5 Direktør Kåre D. Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Overingeniør Hallvard Tunheim, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Inge Døskeland, Stavanger

Varamenn:

For 1-4:

Småbruker Olav Marås, Sæbøvåg
Forbrukerkonsulent Ragna B. Jørgensen, Bodø
Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad

For 6:

Advokat Bjørn Kolby

For 7-8:

Seksjonssjef Kåre A. Tjønneland
Avdelingsingeniør Aase Moe

Avdelingsingeniør Aase Moe tiltrådte 1.2.80 styret som varamann etter at den tidligere varamann til styret, førstegeolog Erik Talleraas hadde sagt opp sin stilling i direktoratet. Fra 1.11.80 rykket seksjonssjef Kåre A. Tjønneland opp som medlem av styret etter at overingeniør Hallvar Tunheim sa opp sin stilling i direktoratet.

Styret har i beretningsperioden avholdt 9 møter. I mai måned foretok styret en studiereise til Italia, hvor det bl a besøkte administrasjonen og flere av installasjonene til det italienske statsoljeselskapet Agip.

Styret var til stede ved åpningen av avdelingskontoret i Harstad 20.6.80.

Olje- og energidepartementet fastsatte 6.8.80 et midlertidig reglement for utøvelse av de ansattes medbestemmelsesrett ved styrebehandlingen i direktoratet.

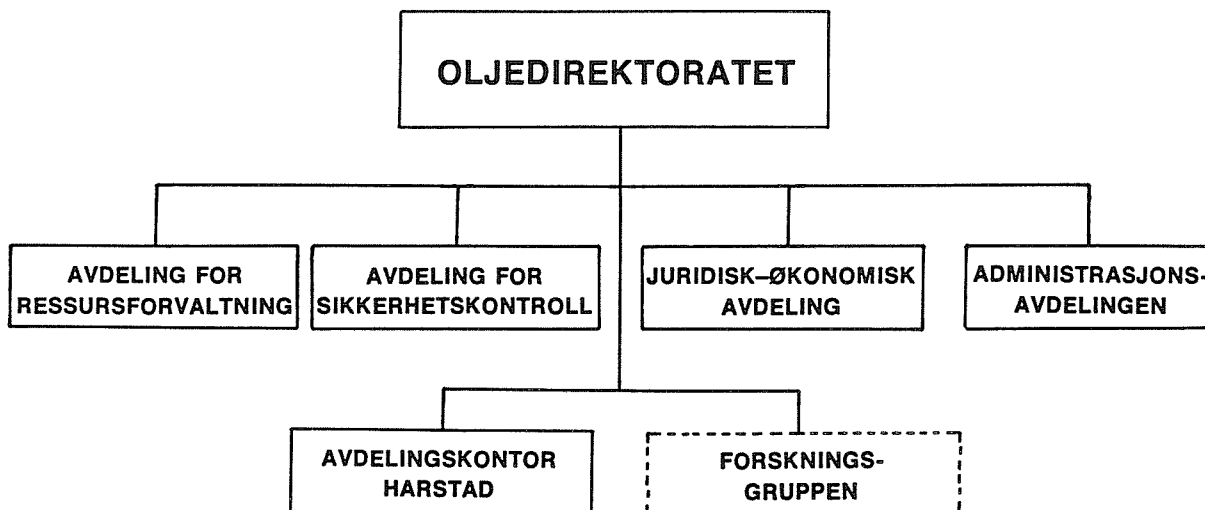
1.2.2 Organisasjon

De planer for endringer i organisasjonsformen som det er redegjort for i årsberetningen for 1979, ble med visse endringer gjennomført i første halvår av 1980 med nye avdelingsbetegnelser slik som vist i fig 1 A (jfr organisasjonstablå). Man kom imidlertid til at det ville være riktig å opprette 9 seksjoner i Avdeling for sikkerhetskontroll og ikke 11 som opprinnelig planlagt.

I Avdeling for ressursforvaltning er den organisasjonsmessige plassering av Seksjon for utvinningsgeologi endret slik at seksjonen nå rapporterer til underdirektøren for ressurskartlegging.

FIG. 1.A
Organisasjonstablå

Organizational table.



Det nyopprettede avdelingskontor i Harstad er organisatorisk plassert under avdelingsdirektøren for Administrasjonsavdelingen.

Som følge av at forskningsprogrammet for sikkerhet og beredskap i Oljedirektoratets regi skal avsluttes ved utgangen av 1981, er man begynt nedbygging av den midlertidig opprettede forskningsgruppe.

1.2.3 Personell

I forbindelse med budsjettbehandlingen for 1980 ble det besluttet opprettet 17 nye stillinger. Direktoratet har etter dette 227 faste stillingshjemler. I tillegg har direktoratet 51 engasjementstillinger, hvorav en lønnes av NORAD. Direktoratet har stilt 8 arbeidsplasser til disposisjon for medarbeidere som lønnes over andre etaters budsjett, enten som yrkesvalghemmede eller som arbeidssøkende ungdom. En pensjonert statsansatt er ansatt på pensjonistvilkår. To stipendiater fra NORAD har i deler av året vært tilknyttet direktoratet.

Ved utløpet av beretningsperioden er 257 medarbeidere i tjeneste. 6 tjenestemenn har ikke tiltrådt sine stillinger, og 17 ansettelsesaker er under behandling. 49 tjenestemenn har sagt opp og har fratrudd sine stillinger i 1980, jfr tab I. Antall fratredelser utgjør ca 17 % av det totale antall stillingshjemler mot 14 % for 1979. 11 av de ansatte som fratrudd våren 1980 hadde sagt opp sine stillinger høsten 1979.

På bakgrunn av den bekymringsfulle bemannings situasjon som bl a er omtalt i tidligere årsberetninger, ble spørsmålet om endring av lønnsforholdene i direktoratet tatt opp med de foresatte departementer høsten 1979 og våren 1980. Saken ble også tatt opp i Stortinget med spørsmål til olje- og energiministeren. Tjenestemannsorganisasjonene ved sine hovedsammenslutninger fremmet våren 1980 krav om forhandlinger om samme sak. Saken ble gitt bred omtale i presse og massemedia. Forhandlinger mellom staten og hovedsammenslutningen ble sluttført 12.8.80 med en avtale som i hovedtrekk gikk ut på:

Stillingsomgjøringer

- 14 stillinger som konsulent og førstekonsulent omgjøres slik at de blir plassert på et høyere trinn i lønnsplanen
- 18 stillinger som kontorassistent og 7 stillinger som kontorfullmektig omgjøres til høyere plasseringer.

- 19 stillinger som overingeniør i ltr 24-25 ble omgjort til overingeniør i ltr 26
- 1 stilling som laboratorieassistent og 1 stilling som førstelaborant ble gitt høyere lønns plassering
- 2 stillinger som tegneassistent og 1 stilling som tegneleder ble omgjort til høyere lønns plassering

Tillegg etter B-tabellen

- For stillinger som avdelings- og overingeniør, geolog/geofysiker og førstegeolog/førstegeofysiker gis det etter 3 års faktisk tjenestetillegg 5 på B-tabellen og etter 5 års faktisk tjeneste endres tillegget til trinn 10.
- For stillinger som seksjonssjef, underdirektør, avdelingsdirektør og direktør gis tillegg etter trinn 10 på B-tabellen.

Spesiallønninger

Inntil 14 stillinger som geolog, geofysiker og petroleumsfagekspert kan lønnes i ltr 28, 30 og 32 og benevnes spesialrådgiver.

Forutsetningen for denne avlønning er at stillingsinnehaveren har høye faglige kvalifikasjoner innenfor den virksomhet Oljedirektoratet driver. Utvelgelsen til denne avlønning skjer i samråd med organisasjonene, eventuelt i et partssammensatt råd i Oljedirektoratet, og forelegges Forbruker- og administrasjonsdepartementet til godkjenning.

Fordeling av omgjorte stillinger

De omgjorte stillinger fordeles på kontorer/seksjoner og avdelinger i samråd med tjenestemennenes organisasjoner og besettes på vanlig måte.

Som følge av avtalen fikk 157 av medarbeiderne bedret sine lønnsvilkår. I hvor stor grad dette vil bidra til å holde på personellet i direktoratet, er ennå for tidlig å si. Tendensen etter at avtalen ble gjort kjent kan imidlertid tyde på at den har hatt en positiv effekt.

I april ble det inngått avtale mellom staten og tjenestemannsorganisasjonene om godtgjørelse for inspektører på oppdrag på kontinentalsokkelen. I forbindelse med forhandlingene om generell bedring av lønnsforholdene i direktoratet, ble også denne avtalen berørt. I november ble det åpnet forhandlinger mellom Forbruker- og administrasjonsdepartementet og hovedsammenslutningene uten at det lykkes å komme fram til noen ny avtale ved beretningsperiodens utløp.

Spørsmålet om å få omgjort engasjementsstillingene er også i denne beretningsperio-

den tatt opp med departementet, bl a ble dette berørt under forhandlingene om lønnsforholdene i direktoratet. Direktoratet har fått forståelse av at dette spørsmål nå blir vurdert

på sentralt hold i forbindelse med omgjøring av alle engasjementsstillinger i staten.

Det er i løpet av beretningsperioden etablert egen bedriftslegeordning for direktoratet.

TAB. 1

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1980 med angivelse av nytt arbeid.

Personell who left NPD in 1980 with specification of new place of work.

Avdeling	Oljeindustri	Annen privat virksomhet	Annen off. virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	12	1	1	0	0	14
Sikkerhetskontroll	10	1	0	0	0	11
Juridisk/økonomisk	2	1	1	0	0	4
Administrasjon	6	2	2	9	1	20
Totalt	30 (76)	5 (24)	4 (21)	9 (23)	1 (10)	49

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973–80.

1.2.4 Opplæring

Behovet for videre faglig utvikling og behovet som er skapt av det store antall oppsigelser og dermed nyansettelser, har ført til at behovet for opplæring i perioden har vært stort. Oljedirektoratet har brukt 2237 kursdager i perioden, 1654 i Norge og 583 i utlandet. Dette blir gjennomsnittlig ca 9 kursdager pr ansatt. Av kursdagene innenlands ble 1120 dager benyttet i Stavanger. 370 av disse ble benyttet til kurs ved Rogaland Distrikthøgskole, og omfattet 43 personer. 7 ansatte fikk innvilget permisjon noen få timer pr uke for å følge semesterundervisning ved distrikthøgskolen/ingeniørhøgskolen. Undervisningen var relevant for de ansattes arbeid. 25 personer har fått plass på kurs arrangert av Forbruker- og administrasjonsdepartementet. 12 av disse deltok på et kurs arrangert i Stavanger. Totalt utgjør det 115 kursdager. Oljedirektoratet har god kontakt med oljeselskapene og gjennom konsesjonsavtalene har en adgang til selskapenes kurstilbud. Direktoratet har lagt beslag på 97 kursplasser som utgjør 590 kursdager. 480 av disse gikk til deltakelse på kurs i Stavanger.

Direktoratet har selv arrangert 5 faglige kurs og tatt initiativ til at oljeselskap har arrangert kurs i Stavanger. I tillegg har en hatt 3 introduksjonskurs for nytilsatte. Disse kursene og kursdagene som er medgått, er ikke medregnet i tidligere nevnte tall.

1.2.5 Samarbeidsutvalget

Samarbeidsutvalget har i 1980 avholdt 5 møter der saker som boligprosjekt, låneordning, lønnsforholdene, kursbudsjett, fordeling av velferdsmidler m v har blitt behandlet.

Samarbeidsutvalget har i 1980 hatt følgende sammensetning:

Medlemmer utpekt av ledelsen:

Direktør Fredrik Hagemann, utvalgets formann

Avdelingsdirektør	Farouk Al-Kasim
»	Magne Ognedal
»	Bjørn Bratbak

Varamenn:

Avdelingsdirektør	Arne Stavland
Underdirektør	Egil Bergsager
Underdirektør	Svein Bye
Seksjonssjef	Nic. B. Askvik

Medlemmer utpekt av organisasjonene:

Førstekonsulent Øystein Kristiansen (AF)

Førstegeolog Inger Flesland Strass (AF)

Overingeniør Hans Chr. Rønnevik (NOPEF)

Konsulent Thomas Houge-Thiis (YS)

Varamenn:

Overingeniør Lars Olaf Eide (AF)
Førstesekretær Arne B. Wermundsen (NOPEF)

Adm. sekretær Torunn Fraser (NOPEF)
Skriveleder Anne M. Hansen (YS)

Samarbeidsutvalget ble oppløst fra 23.12.80 da hovedavtalen om medbestemmelse trådte i kraft i Oljedirektoratet.

1.2.6 Arbeidsmiljøutvalget

Arbeidsmiljøutvalget har i 1980 avholdt 3 møter der saker som helsekontroll av personell som reiser offshore, fysioterapeutteneste, kontorsituasjon, EDB-råd m v har blitt behandlet.

I tillegg til medlemmene i Samarbeidsutvalget har Arbeidsmiljøutvalget bestått av hovedverneombudet samt en ekstra representant fra ledelsen.

Hovedverneombud:
Overingeniør Njål Corneliussen

Hovedverneombudets varamann:
Førstesekretær Arne B. Wermundsen

Ledelsens ekstra representant i Arbeidsmiljøutvalget:
Avdelingsdirektør Arne Stavland

1.2.7 Budsjett/økonomi

Til direktoratets forskjellige oppgaver er det i 1980 totalt bevilget kr 125 948 500,-. Beløpet fordeler seg slik:

- Ordinært budsjett	kr 74 348 500,-
- Geologiske- og geofysiske undersøkelser m v	kr 32 800 000,-
- Sikkerhets- og beredskapsforskning	kr 8 800 000,-
- Opprydding av havbunnen i Nordsjøen	kr 10 000 000,-
	<hr/>
	kr 125 948 500,-

Av det ordinære budsjett går kr 30 mill til kontrollutgifter. Disse utgiftene blir i sin helhet refundert av rettighetshaverne. Videre går kr 27 043 500,- til lønnsutgifter og kr 4 870 000,- til bygningers drift. Den resterende del av budsjettet, kr 12 435 000,- representerer direktoratets budsjett til drift av ordinære aktiviteter.

Tabell II viser dette budsjettets utvikling i perioden 1973-80 sammenlignet med økning i antall fast ansatte og økning i konsumprisindeks.

I likhet med en rekke andre institusjoner i staten er Oljedirektoratet vitne til at oppgavene øker og prisene stiger samtidig som den økonomiske situasjon ikke tillater budsjettene å øke tilsvarende.

TAB. II

Utviklingen i direktoratets budsjett til drift av ordinære aktiviteter.

Development of the operational cost budget in the period 1973-80.

	1973	Stign i % 1974		Stign i % 1975		Stign i % 1976		Stign i % 1977		Stign i % 1978		Stign i % 1979		Stign i % 1980		Stign i % 1981	
(Mill kr)																	
Aktivitets budsjett	3,7	21,6	4,5	33,3	6	18,3	7,1	8,5	7,7	23,4	9,5	20	11,4	8,8	12,4	11,3	13,8
Antall fast ansatte	40	57,5	63	30,2	82	46,3	120	25,8	151	25,8	190	10,5	210	8,1	227	3,5	235
konsumpris- indeks	91,3	9,5	100	11,7	111,7	9,1	121,9	9,1	133	8,1	143,8	4,8	150,7	14,8	173	ca 13	-

Budsjettsituasjonen stiller derfor Oljedirektoratet overfor store utfordringer med hensyn til prioritering. Man legger stor vekt på utvikling av planleggings- og styringssystemer som et middel til å prioritere riktig mellom et stort antall ressurskrevende tiltak.

Inntekter

I tillegg til innbetalt produksjons- og arealavgifter (jfr pkt 2.3) har direktoratet mottatt kr 70 016 mill i inntekter.

For 1980 fordeler inntektene seg slik:
(tusen kr)

Konto 4801 01 00	Undersøk.gebyr	kr	400	Konto 4840 01 00	Salg av seism.		
Konto 4801 03 00	Refusj. av kontr.				data	kr	35 304
	utg.	kr	33 673	Konto 5309 29 00	Tilfeld. innt.	kr	17
Konto 4801 05 00	Gebyrinnt. fra			SUM			kr 70 016
	frigitt prøvemater.	kr	235				
Konto 4801 06 00	Salg av publi-						
	kasj.	kr	387				

Inntektsutviklingen i perioden 1973–80 for-
deler seg som vist i tabell III.

TAB. III
Oljedirektoratets inntektsutvikling i perioden 1973–80.

Income development in the period 1973–80.

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	SUM
Salg av publika- sjoner	–	–	–	30	135	197	291	387	1 040
Salg av frigitt prøvemateriale	–	–	–	2	33	46	282	235	598
Undersøkelses- gebyr	345	340	220	210	280	380	420	400	2 595
Kontrollutg.	5 525	16 539	19 721	26 717	42 037	45 189	47 358	33 673	236 759
Salg av datapak- ker	–	–	–	1 300	3 170	14 847	31 275	35 304	85 896
Framleie av lokaler	–	288	463	375	76	71	–	–	1 273
SUM	5 860	17 177	20 404	28 634	45 731	60 730	79 626	69 999	328 161
Direktoratets samlede budsjett	28 067	45 380	61 101	79 855	101 160	114 730	123 565	125 949	679 807

1.2.8 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske offentlige institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året hatt besøk av en rekke offisielle delegasjoner fra utlandet. Videre har det vært en økning når det gjelder besøk av utenlandske pressefolk som – enkeltvis eller i grupper – kommer for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirk-somheten.

Oljedirektoratets årsberetning har en sen-
tral plass i direktoratets informasjonsvirk-
somhet. Årsberetningen er etter hvert blitt en
etterspurt publikasjon som trykkes i et opp-
lag på 6000 eksemplarer. Årsberetningen for
1979 forelå i mars. I den forbindelse ble re-
presentanter fra pressen invitert til Oljedire-
ktoratet for å møte direktoratets ledelse som
stilte seg til disposisjon for utfyllende kom-
mentarer til beretningen.

Oljedirektoratet deltok med egen stand på
oljemessen «Offshore North Sea» i Stavanger
i august. Deltakelse på slike arrangement er
representerer et nytt element i Oljedirektoratets
utadrettede informasjonsvirksomhet. Erfarin-

gene med deltakelsen var positive og delta-
kelse ved lignende arrangement vil bli vur-
dert i tiden framover.

Kontinentalsokkelkart, ajour til og med
blokktildelingene i 5. konsesjonsrunde, ble
utarbeidet og forelå ferdig til oljemessen i
august.

Antall pressemeldinger utsendt i 1980 viser
en fortsatt økning i forhold til tidligere år.
Økningen reflekterer den økede aktivitet. I
løpet av året ble det sendt ut 57 pressemel-
dinger. Blant disse kan nevnes en månedlig
aktivitetsrapport som også sendes ut på eng-
elsk.

1.2.9 Nord-Norge kontoret

Oljedirektoratets avdelingskontor Harstad
ble offisielt åpnet 20.6.1980. Åpningen av kon-
toret hadde direkte sammenheng med bore-
starten utenfor Nord-Norge.

Kontorets tjenestedistrikt vil være de tre
nordligste fylker.

Innen Oljedirektoratets arbeidsområde skal
avdelingskontoret være direktoratets kon-
taktledd med regionale og lokale myndig-
heter og nord-norsk næringsliv. Videre skal
kontoret stå i kontakt med presse og kring-

FIG. 2.B
Magnusgate 6, Harstad hvor Oljedirektoratets avdelingskontor for Nord-Norge holder til.

Magnusgate 6, Harstad where NDP's District Office for Northern Norway is located.



kasting og ellers bistå massemedia med tilgang på informasjon. Avdelingskontoret skal gi informasjon ved foredrag, deltagelse i møter etc. i landsdelen.

Kontoret skal være serviceorgan for hovedkontorets ansatte ved tjenesteoppdrag i Nord-Norge.

Bemanningen av kontoret er en stedlig representant og en kontorfullmektig på halv dag.

1.2.10 Lokaler

Kontorlokalesituasjonen har denne perioden vært uten vanskeligheter av noen art, om en ser bort fra problemet med å ha direktoratet delt på to steder. Gode og hensiktsmessige lokaler til avdelingskontoret i Harstad ble også leid, slik at de sto klare til åpningsdagen (fig. 1 B).

Det har ved imøtekommenhet fra eieren av Lagårdsveien 80 vært mulig å foreta en betydelig utvidelse av lagerlokalene for det geologiske prøvelager. Direktoratet har også sikret seg ledige lokaler i Lagårdsveien 80, slik at behovet i den nærmeste framtid er dekket.

Framdriften med utarbeidelse av planer for nytt bygg i Ullandhaugområdet er i god gjenge. Det er etablert et nært og godt samarbeid med Statens bygge- og eiendomsdirektorat. Romprogrammet ble godkjent i perioden, og byggeprogrammet er under utarbeidelse.

1.2.11 Bibliotek

Det er også i 1980 registrert en betydelig økning i antall henvendelser etter lån og ko-

pier, samt antall referansespørsmål. En tredjedel av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere, som omfatter norske bibliotek, privatpersoner og lokale oljeselskaper og andre firma innen petroleumsnæringen. Bibliotekpersonalet har også gitt orienteringer om bibliotekets tjenester og bibliotekteknisk veiledning til flere selskaper som planlegger eller har egne bibliotek.

Litteratursøkinger fra internasjonale og nasjonale databaser viser fortsatt økning. I tillegg til tidligere tilknytning til SDC, er det nå etablert kontakt med Lockheed (USA) og Scannet (Oslo). Utvalget av databaser har dermed økt.

Deler av bibliotekets katalog (ODIN), er lagt on-line på direktoratets datamaskin. Når hele katalogapparatet er automatisert, vil dette føre til en mer effektiv bibliotekstjeneste.

Samarbeidet med Statoils bibliotek og Norsk senter for informatikk om en petroleumstesaurus til hjelp i indekseringsarbeidet, er fullført. Tesaurusen vil være offentlig tilgjengelig fra 1.1.1981.

1.2.12 INFOIL-sekretariatet

I 1980 startet utgivelsen av den engelske utgaven Oil-index av referatorganet Olje-indeks som nå går inn i sin 8. årgang. Begge indekser kommer både som trykt utgave og on-line på det nordiske datanettet Scannet. Oversettelsen av emneordene fra norsk til engelsk foregår ved hjelp av et oversettelsesvokabular. Dette er utarbeidet ved Oljedirektoratet gjennom et prosjekt i regi av Norsk senter for informatikk støttet av Norsk Teknisk Naturvitenskapelig Forskningsråd.

Visse deler av produksjonen er fortsatt satt bort til konsulent. Abonnenttallet har steget med ca 25 % og on-line bruken på Scannet er stigende. Direktoratet vurderer for tiden tilbud av Olje-indeks database OIL i engelsk versjon på det internasjonale marked.

Et nytt samarbeidsprosjekt kalt INFOIL II mellom Norsk Teknisk Naturvitenskapelig Forskningsråds Kontinentalokkelkomite og direktoratet med Norsk senter for informatikk som utøvende konsulent går ut på å bygge en databank over igangsatte forskningsprosjekter og fagkompetanse innen sokkelrelatert og petrokjemisk forskning og industri i Norge (se kap 7.2 Petroleumsdokumentasjon). Department of Energy i Storbritannia vil delta i prosjektet i 1981.

I år som i fjor ble det holdt et seminar i petroleumsdokumentasjon med utenlandske og norske forelesere.

1.2.13 Effektivisering – rasjonalisering

Arbeidet med å effektivisere og rasjonalisere kontortjenestene har fortsatt ved anskaffelse av og opplæring på moderne kontor- og tekstbehandlingsutstyr. Bruken av EDB innen kontortjenesten har økt, bl a har man i perioden tatt i bruk direktoratets NORD-10 anlegg til tekstbehandling.

Den fortsatte innføring av EDB har blitt vanskeliggjort ved at det i 1980 har skjedd en fullstendig utskifting av alt EDB-personell. For å dekke det stadig økende behov for datatjenester og datakapasitet, har direktoratet etter anbefaling fra Rasjonaliseringsdirektoratet anskaffet et større dataanlegg av type

NORD/100. Dette er under installering ved utløpet av perioden.

Et større EDB-basert system for lagring av geologisk informasjon med tilhørende muligheter for datastyrt utskrift og utregning m m er utviklet etter oppdrag fra Oljedirektoratet og klart til å bli tatt i bruk.

Oljedirektoratet deltar i arbeidet i en uformell samarbeidsgruppe med Olje- og energidepartementet og Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen med Rasjonaliseringsdirektoratet som gruppeledelse for å utvikle og effektivere en felles plan for bruk av EDB i kontorarbeid og saksbehandling.

2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 RESSURSFORVALTNING

2.1.1 Undersøkelses- og utvinningstillatelser

2.1.1.1 Utvinningstillatelser

Det ble i 1980 tildelt 3 nye utvinningstillatelser. Utvinningstillatelsene 059-061 gjelder de første blokkene som er tildelt nord for 62°N.

Utvinningstillatelse 059.

Ved kgl res av 18.1.80 ble utvinningstillatelse 059, som omfatter blokk 6507/12, med delt følgende selskaper:

Statoil	50 %
Saga	10 % (operatør)
Elf	20 % (teknisk assistent)
Volvo Petroleum	10 %
Hydro	5 %
Deminex	5 %

Utvinningstillatelse 060.

Ved kgl res av 18.1.80 ble utvinningstillatelse 060, som omfatter blokk 7119/12, med delt følgende selskaper:

Statoil	50 % (operatør)
Esso	25 % (teknisk assistent)
Hydro	10 %
Saga	5 %
Deminex	5 %
Hispanoil	5 %

TAB. IV

Områder belagt med utvinningstillatelser pr 31.12.80.

Licensed area as of 31.12.80.

Utvinningstillatelse 061.

Ved kgl res av 18.1.80 ble utvinningstillatelse 061, som omfatter blokk 7120/12, med delt følgende selskaper:

Statoil	50 %
Hydro	15 % (operatør)
Conoco	25 % (teknisk assistent)
Amoco	10 %

De deltagerinteresser som er gitt ovenfor, kan endres i samsvar med en glideskala som gjelder for hver av blokkene og som regulerer Statoils deltagerinteresse. Statoils andel kan nå 80 %, avhengig av topp-produksjonsnivået for den aktuelle blokk.

2.1.1.2 Tilbakelevering av områder belagt med utvinningstillatelser

Det har i 1980 funnet sted en tilbakelevering av konsesjonsbelagte områder.

Dette er i lisens 042, blokk 36/1, hvor Amoco Norway A/S stod som operatør. Tilbakeleveringen hadde sammenheng med at de geologiske resultat av de 2 første borehull var så negative at gruppen ikke så noen rimelig grunn til å bore ytterligere hull. Oljedirektoratet var enig i denne vurdering og gruppen fikk derfor dispensasjon fra det resterende arbeidsprogrammet. Ett av vilkårene var imidlertid at hele blokken ble tilbakelevert.

Det totale areal belagt med utvinningstillatelser pr 31.12.80 er spesifisert i Tab IV, fordelt på utvinningstillatelser i Tab V.

Utvinningstillatelser tildelt	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal pr 31.12.80	Areal belagt med utvinnings-tillatelser (km ²)	Areal belagt med utvinnings-tillatelser i % av opprinnelig	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 169,546	5 936,495	14,10	26
1969	5 878,647	3 004,037	2 874,610	48,90	13
1971	523,937	130,727	393,211	75,05	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	488,659	1 840,577	79,02	7
1976	2 068,317	—	2 068,317	100,00	7
1977	1 175,665	—	1 175,665	100,00	5
1978	500	—	500,509	100,00	1
1979	4 007,887	—	4 007,887	100,00	3
1980	1 108,078	—	1 108,078	100,00	3
	60 285,121	40 088,125	20 196,996	33,50	73

TAB. V
Utvinningsstillatelser pr 31.12.80.

Production licenses as of 31.12.80.

Meddelt med virkning fra	Utvinnings-tillatelse nr	Totalt areal km ²	Antall blokker
1. sept. 1965	001-021	39 842,476	74
7. des. 1965	022	2 263,565	4
23. mai 1969	023-031	4 107,833	9
30. mai 1969	032-033	746,255	2
14. nov. 1969	034-035	1 204,529	2
11. juni 1971	036	523,937	1
1. sept. 1973	037	586,834	2
1. april 1975	038-042	2 329,206	8
6. aug. 1976	043	604,559	2
27. aug. 1976	044	193,076	1
3. des. 1976	045-046	1 270,682	4
7. jan. 1977	047	368,363	2
18. feb. 1977	048	321,500	2
23. des. 1977	049	485,802	1
16. juni 1978	050	500,509	1
6. april 1979	051-058	4 007,887	8
18. jan. 1980	059-061	1 108,078	3
Sum		60 285,121	126

2.1.1.3 Andelsoverdragelse

I løpet av 1980 er følgende andelsoverdragelser godkjent i henhold til § 48 i kgl res av 8.12.72.

Utvinningsstillatelse 020 (Blokkene 7/9, 8/5 og 16/8)

Her er A/S Pelican & Co K/S's andel på 5 % overtatt av BP Petroleum Development of Norway A/S, som dermed har 87,5 % andel. Fordelingen i lisens 020 er etter dette:

BP Petroleum Development of Norway A/S	87,5 %
Den norske statsoljeselskap A/S	12,5 %

Utvinningsstillatelse 022 (Blokkene 2/3, 3/1, 3/5 og 9/10)

Her har Amax Petroleum Norge A/S overdratt sin andel på 12,3 % til de øvrige utenlandske rettighetshaverne i utvinningsstillatelsen.

Eierandelene er etter dette:

Norske Gulf Production Company A/S	47,045 %
Norske Murphy Oil Company	6,028 %
Norske Ocean Exploration Company	6,028 %
Wintershall Norge A/S	26,554 %
K/S A/S Polaris Oil Consortium	3,345 %
Den norske stats oljeselskap A/S	11,000 %

2.1.1.4 Undersøkelsestillatelser

Det er i alt tildelt 89 kommersielle tillatelser. De kommersielle undersøkelsestillatelsene

har en 3 års varighet. Når disse 3 årene er utløpt må det søkes om ny tillatelse. Pr 1.1.80 var av denne grunn de 64 første tillatelsene foreldet.

Følgende tillatelser ble gitt i 1980:

Tillatelse nr 081 Amoco Norway Oil Company
 Tillatelse nr 082 Elf Aquitaine Norge A/S
 Tillatelse nr 083 Scandinavian Sun Oil Company A/S
 Tillatelse nr 084 Unionoil Norge A/S
 Tillatelse nr 085 Total Marine Norsk A/S
 Tillatelse nr 086 Phillips Petroleum Company Norway
 Tillatelse nr 087 Texaco North Sea Norway A/S
 Tillatelse nr 088 Mobil Exploration Norway Inc
 Tillatelse nr 089 Norske Getty Exploration A/S

De tre siste tillatelsene er tildelt i 1980, men har ikke gyldighet før 1.1.81.

2.1.2 Regionale undersøkelser

2.1.2.1 Hensikten med geologiske/geofysiske undersøkelser i statlig regi

Som et viktig ledd i kartlegging av petroleumssressursene på den norske kontinentalsokkel, forestår Oljedirektoratet de geofysiske/geologiske undersøkelser i statlig regi. Den vesentlige del av midlene går til seismiske undersøkelser. Undersøkelsene foregår hovedsakelig i områder som ikke er åpnet for detaljseismiske undersøkelser i selskapenes regi.

En generell målsetting for Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser er å kartlegge petroleumspotensialet på de ulike deler av sokkelen. Videre er det ønskelig at man på statens side har en oversikt over de geologiske hovedtrekk innen aktuelle områder allerede før de åpnes for oljeselskapene.

Når detaljundersøkelser skal foretas og borelokaliteter skal velges, er det av stor betydning at selskapene selv får anledning til å forstå disse. Erfaring viser at det ofte er store variasjoner i synet på hva som er de beste prospektene selv om det i stor grad er sammenfallende syn på de geologiske hovedtrekk.

Under den generelle målsetning om kartlegging av ressursene er der en rekke målsetninger som det legges vekt på.

En del av de viktigste er:

Klargjøring av nye områder

Ut fra de politiske signaler som gis, prioriteres områder som det er ønskelig å åpne for selskapene. En slik prioritering er et viktig

styringsmiddel for å beholde den fulle politiske kontroll. Det er derfor av vesentlig betydning at slike undersøkelser ikke overlates til selskaper med kommersielle interesser.

Avgrensning mot dyphavet

Geologiske kriterier er trukket inn i havrettssammenheng som grunnlag for jurisdiksjonskrav, særlig utover 200 n.m. mot dyphavet. Det er derfor av betydning å skaffe en oversikt over den geologiske utvikling også i disse områder, selv om de skulle være mindre interessante i oljeletingssammenheng.

Kunnskap om deler av sokkelen der jurisdiksjonskravene er uklare

I forbindelse med avgrensings-spørsmål er det nyttig på et tidligst mulig tidspunkt å ha kjennskap til de geologiske forhold i området. Det ligger i sakens natur at slike undersøkelser må utføres av en institusjon uten kommersielle interesser.

2.1.2.2 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser

Arets regional-geofysiske undersøkelser ble utført i nord-østlige deler av Barentshavet og på Spitsbergenbanken, Fig 2.1.A. Samlet linjelengde er ca 6 200 km. Langs disse linjene ble det samlet inn dypseismiske data samtidig med gravimetriske målinger og grunnseismikk (sparker).

Dypseismikk og gravimetri ble utført av GECO A/S, mens A/S GEOTEAM hadde ansvaret for sparkerregistreringene. Siden isforholdene var meget gunstige på nordøstsiden av Svalbard, ble et par av linjene strukket svært langt mot nord, ca 80°23'N, hvor en nådde iskanten. Fig 2.1.B gir en statistisk framstilling av undersøkelsene i nord (antall km seismiske linjer) utført av NTN og Oljedirektoratet. Tilsammen er det skutt 84 000 km dypseismikk i statlig regi siden 1969.

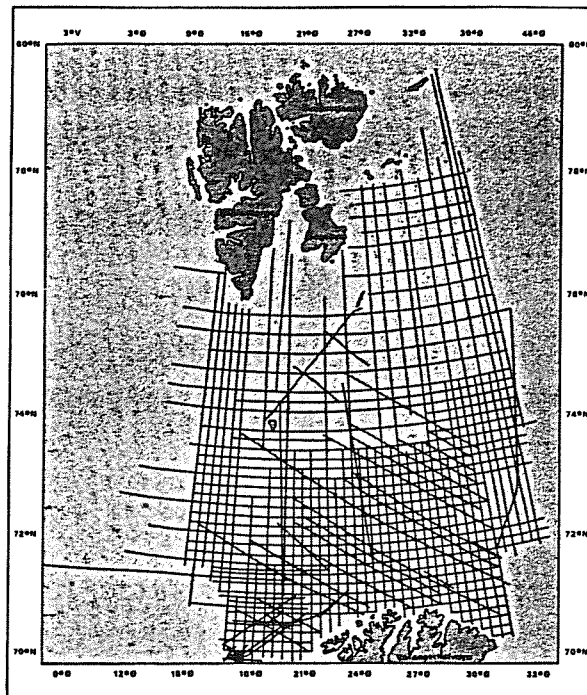
2.1.2.3 Innsamling og prosessering

Generelt kan en si at det har vist seg å være vanskelig å oppnå god kvalitet på seismiske data fra Barentshavet og sokkelen utenfor Nord-Norge med konvensjonelle metoder. En av årsakene til dette er at havbunnen i disse områdene er meget hard (høye seismiske hastigheter), noe som hindrer energien i å slippe ned i bergartene under bunnen. Man har derfor vært opptatt av å forbedre innsamlings-teknikkene og å finne metoder til forbedring av datakvaliteten.

Ved de dyp-seismiske undersøkelsene benyttet man også i 1980 en meget lang energikilde. Denne energikilde (SLAG) har i stor

FIG. 2.1.A
Seismiske undersøkelser i Barentshavet 1969-80.

Seismic surveys in the Barents Sea 1969-80.



grad blitt benyttet av Oljedirektoratet siden 1977.

SLAG, «Super Long Air-gun Array» har tidligere vist seg å gi gode resultater i nord-områdene. Energikilden er strukket ut til ca 250 m i skyteretningen, noe som har vist seg å gi en dempende effekt på diffraksjonsstøy i skyteretningen og multippelenergi (energi som reflekteres mellom havbunn og overflaten).

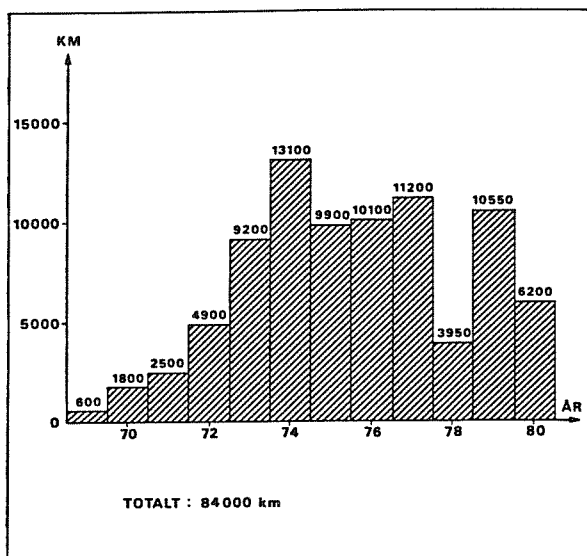
For å forsøke å oppnå ytterligere kvalitetsbedring på de dypseismiske dataene ble dessuten to felteksperimenter utført i 1980.

En lignende effekt som ved lang energikilde oppnås på støy som kommer inn vinkelrett på linjeretningen ved at energikilden gjøres bredere (superwide). Et eksperiment med en slik energikilde ble utført høsten 1980 utenfor Helgeland. Energikilden som bestod av fem delkilder, hadde en totalbredde på ca 110 m og hver delkilde ble holdt i posisjon på siden av fartøyet ved hjelp av styreplater festet til delkildene. Testresultatene fra eksperimentet er ikke ferdig prosessert.

Signal/støy-forhold kan generelt forbedres ved å øke antall registreringer fra samme refleksjonspunkt og deretter summere disse. Det ble i høst utført et slikt eksperiment i Barentshavet ved å bruke to energikilder med ca 50 m avstand mellom disse i linjeretningen. Kildene sendte ut energi vekselvis ved at kilden nærmest fartøyet først ble utladet og

FIG. 2.1.B
Geofysiske undersøkelser nord for 62°N i statlig regi.

Governmentally conducted seismic surveys north of 62°N.



registrering foretatt. Deretter beveget fartøyet seg 50 m fram og neste energikilde ble utladet og registrering foretatt. Datamengden fra samme refleksjonspunkt blir på denne måten fordoblet, noe som vil halvere støyenergien i den senere databehandling. Resultater av testen vil foreligge i 1981.

Ca 2 500 km seismiske linjer fra Trænabanken er blitt reprocessert i 1980 med godt resultat. Man fikk her testet et nytt programsystem hos et prosesseringsselskap for fjerning av multiplstøy. Metoden har vist seg å være meget effektiv på Oljedirektoratets data i nord.

2.1.2.4 Salg av data

I tillegg til kjøperne nevnt i årsmeldingen for 1979, har følgende selskaper kjøpt datapakken fra Trænabanken: Arco, Gulf, Hispanoil, Chevron, Phillips, Svenska Petroleum, Texaco.

Dette salget har innbrakt ca 12 mill kr til statskassen.

Videre har Svenska Petroleum kjøpt Trøndelag pk I, mens Volvo Energi har kjøpt data fra Haltenbanken og hovedpakken Troms.

Totalt er det blitt solgt data for ca 18 mill kr i 1980.

2.1.2.5 Geologiske og grunnseismiske undersøkelser i Barentshavet

Oljedirektoratet og Norsk Polarinstitutt gjennomførte i tidsrommet august og september 1980 et felles tokt i Barentshavet. Samarbeidsprosjektet var en kombinert geologisk og geofysisk undersøkelse.

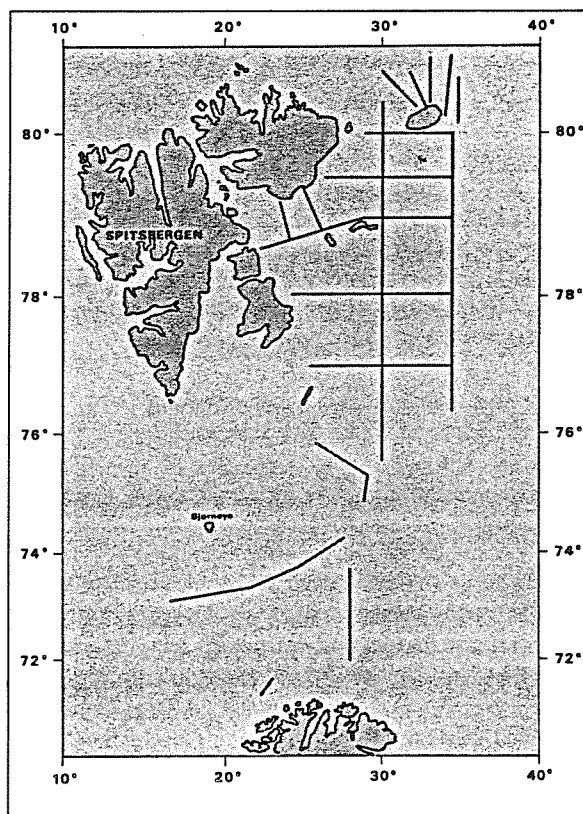
Den geologiske prøvetakingen ble utført med gravitasjonsprøvetaker, tønne- og kjetting-skrape og industrigrabb. Det ble dessuten foretatt bunnfotografering på enkelte stasjoner. En gruppe fra Woods Hole Oceanographic Institution foretok datainnsamling med hjelp av nephelometer (lysspredningsmåler) og vannhentere for å studere dagens sedimenttransport i vannmassene.

Den geofysiske delen var en grunnseismisk undersøkelse med sparker og dels med boomer som energikilder. Det seismiske utstyret var utlånt fra Woods Hole gruppen. Navigasjonsinstrumentene som ble brukt var en integrert satellitt/Omega mottaker. Arbeidsprosedyren som ble benyttet var først å foreta sparkerregistreringer langs en profilinje, for deretter utføre en kontrollert prøvetaking.

En stor del av toktet foregikk i nordøstlige deler av Barentshavet som ikke tidligere har vært undersøkt. På grunn av relativt gunstige isforhold, godt vær og velegnet båt (M/S NORVARG) ble toktet meget vellykket. Det ble utført grunnseismiske registreringer langs 1900 profilkilometer, foretatt 10 sonarbøymålinger av lydshastigheten i underlig-

FIG. 2.1.C
Oversikt over geologiske prøvestasjoner, tokt 1980.

Geological sample location, cruise 1980.



gende berggrunn, og samlet inn 262 havbunnsprøver fra 148 stasjoner (Se Fig. 2.1.C).

Innsamlet prøvemateriale ble fordelt mellom Oljedirektoratet og Norsk Polarinstitutt.

Oljedirektoratets formål med dette toktet var å fortsette den regionalgeologiske kartlegging av Barentshavet. Ved å sammenstille data fra analysene av bergartprøvene og de geofysiske undersøkelsene, vil en få økt viten om den geologiske utviklingen i Barentshavområdet. Analysene av bergartsfragmentene gir dessuten verdifull informasjon om bergartenes egenskaper som kilde- og reservoarbergarter for petroleum.

2.1.2.6 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi

Det ble i 1980 skutt 26 861 km seismikk i selskapenes regi på norsk sokkel i Nordsjøen. Nord for 62°N ble det i beretningsperioden skutt 1 833 km seismikk. Fig 2.1.D viser det totale antall km seismikk skutt på norsk kontinentalsokkel.

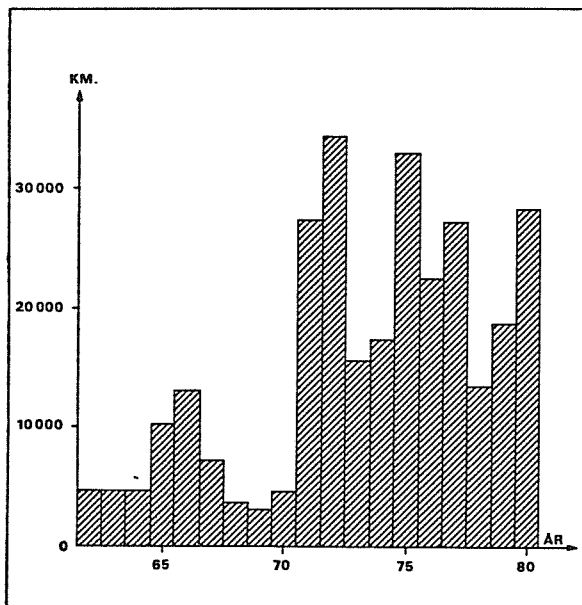
2.1.3 Undersøkelles- og avgrensningsboring

Ved årsskiftet 1979/1980 var 5 undersøkelsesborehull og 6 avgrensningsborehull under boring. Alle disse hullene er avsluttet i 1980, men ett av dem, Amocos 34/2-1 måtte oppgis grundt pga. tekniske problemer.

FIG. 2.1.D

Geofysiske undersøkelser utført på hele den norske sokkel (inkludert nord for 62°N).

Geophysical surveys carried out on the whole Norwegian Shelf (including north of 62°N).



2 av borehullene som ved forrige årsskifte var midlertidig forlatt, 31/2-1 (Shell) hvor testing gjenstår, og 30/3-1 (Statoil) hvor boringen ble stanset pga høye formasjonstrykk, og hvor boreplattform med 15 000 psi utstyr må foreta den resterende del av boringen, ble ikke fullført i 1980. Disse forventes fullført i 1981.

Totalt ble det påbegynt 36 nye borehull i 1980. Av disse ble 4 borehull oppgitt grundt pga tekniske problemer. 28 av borehullene er undersøkelsesborehull, mens 8 er avgrensningsborehull på strukturer hvor det er påvist hydrokarboner tidligere.

Ved utgangen av året var det påbegynt ialt 272 borehull på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 200 undersøkelsesborehull og 72 avgrensningsborehull.

Tabell VI viser en oversikt over de undersøkelses- og avgrensningsborehull som var påbegynt og/eller avsluttet i 1980.

1980 innledet en ny epoke i norsk oljeleting i og med at områdene nord for 62°N ble åpnet for boring. Tre blokker ble tildelt, alle med norske operatører. Norsk Hydro og Statoil ble operatører på Tromsøflaket (Troms I), mens Saga Petroleum ble operatør på Haltenbanken. Det ble boret 1 hull i hver av blokkene. Norsk Hydros hull var det dypeste, med total dybde på 3 548 m under havover-

FIG. 2.1.E

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

Drilling activity on the Norwegian Continental Shelf (number of wells spudded per year).

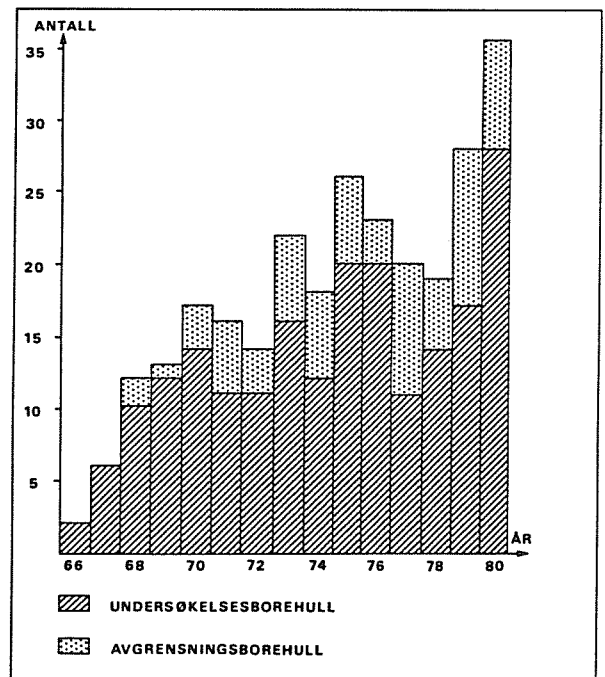


FIG. 2.1.F
Borehull 1980 i forhold til strukturelle hovedtrekk.

Wells drilled in 1980 in relation to main structural elements.

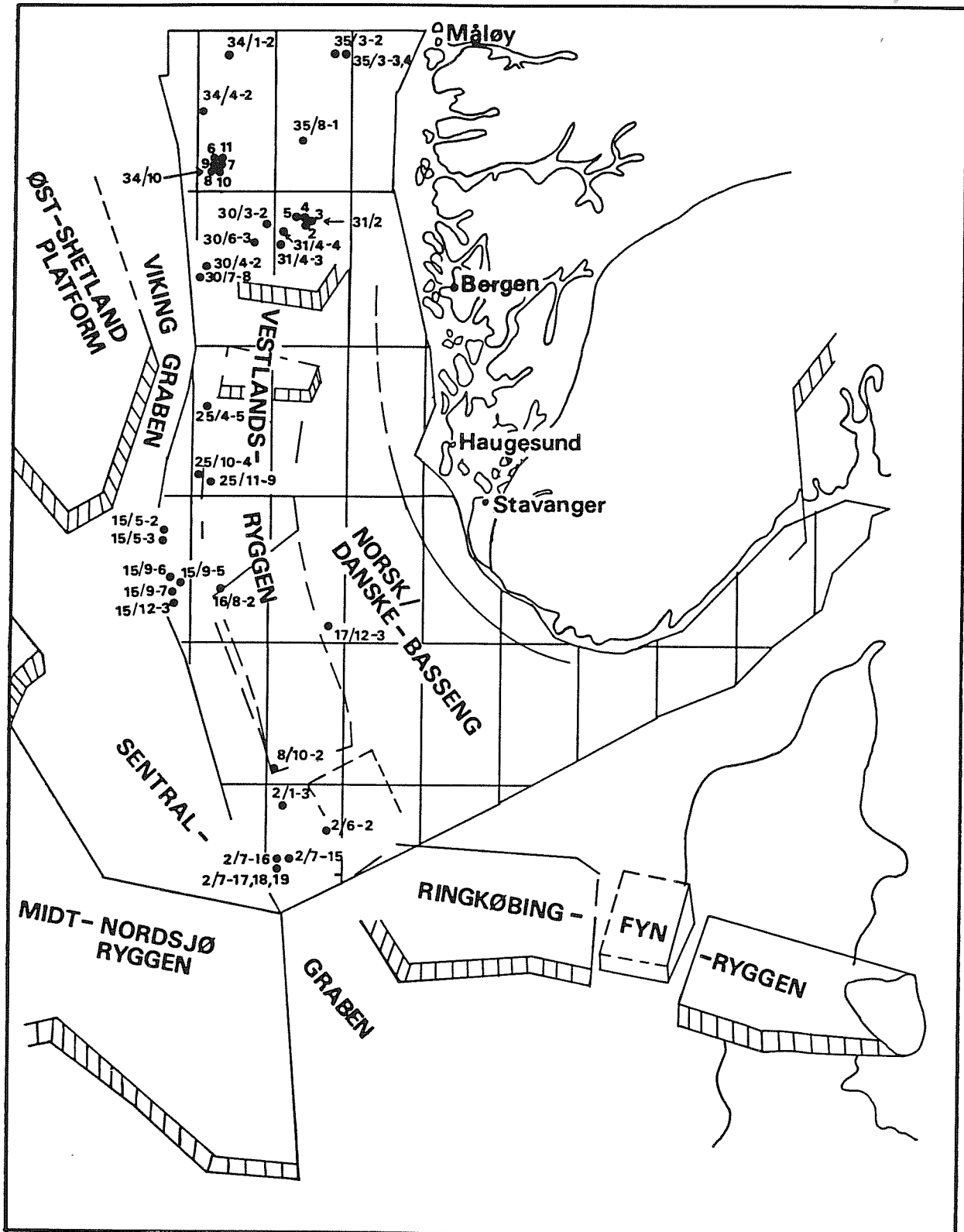
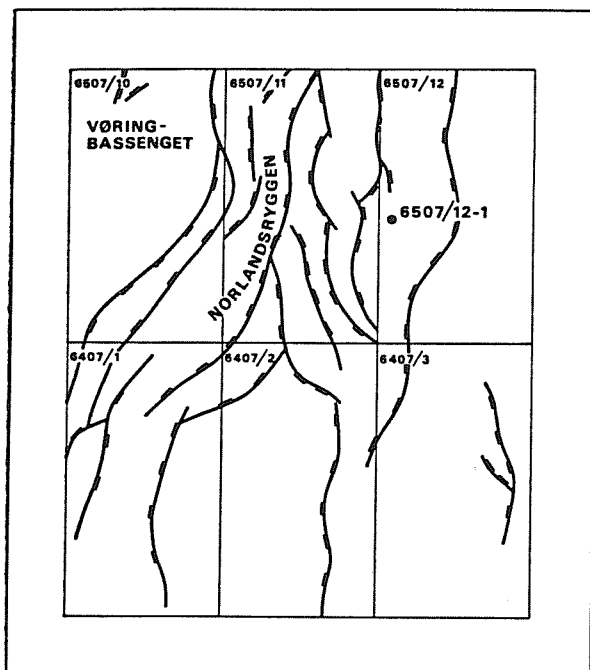


FIG. 2.1.G
Borehull 1980 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken.

Wells drilled in 1980 in relation to main structural elements of Haltenbanken.



havoverflaten, mens Statoils hull var det flaten, mens Statoils hull var det eneste som påviste hydrokarboner, om enn i små mengder. I Norsk Hydros hull ble det registrert en del gass gjennom deler av Jura og Trias, men uten at dette kan karakteriseres som funn. Ingen av de 3 boringene nord for 62°N har registrert unormalt høye formasjons-trykk.

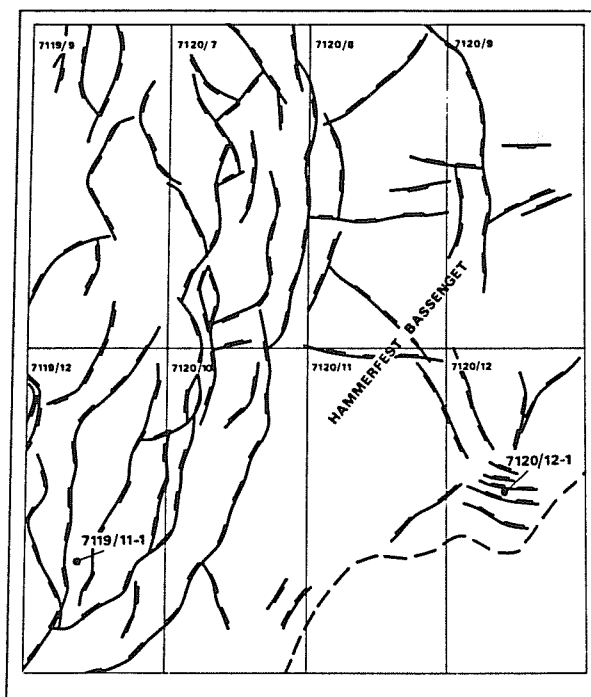
De geologiske forhold nord for 62°N bød ikke på store overraskelser og det ble som ventet funnet sandsteiner av jurassisk alder i de kartlagte prospekter.

Ved årsskiftet pågår forskjellig arbeid på 11 av undersøkelsesborehullene og 1 avgrensingsborehull, som det framgår av Tab VI. Det har vært høy aktivitet gjennom hele sesongen, med toppnivå på slutten av året med til tider 13 boreplattformer i aktivitet samtidig.

Boreaktiviteten i 1980 sammenlignet med foregående år er vist skjematisk i Fig 2.1.E. Som en ser, er det en markant økning i aktiviteten fra tidligere år. Dette skyldes først og fremst tildelingen av nye blokker (4. konsesjonsrunde), 9 i tallet, hvor de fleste er pålagt omfattende arbeidsforpliktelser. Dernest har funnfrekvensen i denne tildelingsrunden vært usedvanlig høy. Det er til nå, uten unntak, gjort ett eller flere funn i strukturer i alle

FIG. 2.1.H
Borehull 1980 i forhold til strukturelle hovedtrekk østlig del av Troms I.

Wells drilled in 1980 in relation to main structural elements in the eastern part of the Troms I area.



syv blokkene som er boret. Denne situasjonen har selvsagt medvirket til å høyne aktivitetsnivået betraktelig.

Fig 2.1.F. viser den geografiske fordelingen av borehull boret i Nordsjøen i 1980, og deres plassering i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

Fig 2.1.G. og 2.1.H. viser borehullene på Haltenbanken og Tromsøflaket plassert i forhold til blokinndeling og hovedstrukturelle trekk.

Som det framgår av disse figurene, har hovedtyngden av leteaktiviteten foregått mellom 60 og 62°N i Nordsjøen. Ialt 18 brønner (50 %) av det totale antall borehull er boret i 4. runde-blokker. I blokkene 34/10 (Statoil) og 31/2 (Shell) er det alene boret 9 brønner dette året, hvilket utgjør 25 % av det samlede antall boringer.

Videre er det verdt å merke seg at såvel Sleipner (Statoil og Norsk Hydro) som Balder (Esso) har vært prioritert i 1980. Phillips har holdt 1 og til sine tider 2 boreplattformer i aktivitet i Ekofisk-området. Her måtte 2 av borehullene oppgis grunt pga tekniske problemer.

Fordeling av prospekttyper

Også i 1980 har leteaktiviteten vært fokusert på jurassiske sandsteinsreservoarer. Ser en

bort fra de 3 borehullene som er oppgitt grunt og erstattet av nye hull, har 28 (85 %) av totalt 33 borehull hatt Jura som hovedprospekt dette året.

Nytt av året er den økende interessen for sandsteinsreservoarer i strukturelle og stratigrafiske feller i undre Krittt. Såvel Phillips i blokk 2/7, som Saga i 35/3, har oppnådd oppmuntrende resultater i så henseende. I tillegg borer Norsk Hydro ved årsskiftet på en svært lovende struktur i blokk 31/4. Vi forventer at denne prospekttypen vil bli viet stor interesse i årene som kommer.

Tre borehull (31/4-3, 15/5-3 og 15/12-3) har dette året testet dype permiske prospekter (rotligendes sandstein). Det fjerde (16/8-2) lykkes nesten å komme ned. Dessuten er to (31/2-4 og 25/10-4) under boring ved årsskiftet. Disse lagene ligger ofte svært dypt, og det er begrenset informasjon vi har om denne prospekttypen på norsk sokkel. Ingen av disse brønnene som har hatt jurassiske sandsteiner som primær prospekt, fant olje eller gass i Perm.

Boring på prospekter av Paleocen alder begrenset seg i 1980 til to borehull på Balderfeltet, mens Phillips borehull i blokk 2/7 er

kombinasjonsbrønner, som tester såvel øvre Krittt kalkprospekter som undre Krittt/øvre Jura sandprospekter.

Boringene i nord var spesielle etter som det her er snakk om helt nye geologiske bassenger, hvor lagrekken var ukjent. Sandsteiner av Jura og Trias alder var imidlertid ansett som primær-prospekter.

Av operatørene, har Statoil med 9 borehull boret flest borehull siste år. Dette er mer enn dobbelt så mye som noen annen operatør.

Svalbard

Norsk Polar Navigasjon A/S har denne sesongen gjenopptatt arbeidet i Berzeliusdalen på utmål Fridtjovbreen nr 15. Denne brønnen, Bellsund nr. 1, ble først påbegynt i 1974 og boringen fortsatte i 1975. Etter å ha boret til ca 500 m dyp, satte borestrengen seg fast, og boringen ble avsluttet. Det har ikke vært noen boreaktivitet på denne lokaliteten siden 1975.

I løpet av 1 ½ måneds arbeid i sommer har det lyktes å avviks bore seg forbi den fastsittende borestrengen. Boringen vil fortsette neste sesong og da vil brønnen bli logget. Det er ikke boret gjennom prospektive lag enda.

TAB. VI

Undersøkelingsborehull (U) og avgrensingsborehull (A) i 1980. *Exploration wells and delineation wells in 1980.*

S = side track, R = re-entry, X = br. ikke nådd prospekt, SS = semi-sub, DS = drill-ship, T = tørr F = funn

Till Nr	Borehull Nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbeg Avsl	Operatør Rettighetshaver	Plattform Type	Brønn Type	Vann Dybde KB	Total Dybde MSL
221	0002/07-14	56 29 20.30	10.08.79	Phillips	Haakon Magnus	A	70	3665
		03 14 02.25	20.01.80	Phillips gr.	SS		26	
227	0018/10-01	58 04 38.25	19.10.79	Elf Aquitaine	Dyvi Alpha	U	96	2775
		04 07 00.83	01.01.80	Petronord	SS		25	
228	0034/10-05	61 11 25.35	17.10.79	Statoil	Ross Rig	A	136	2775
		02 10 23.93	02.01.80	Stat/Hydro/Saga	SS		25	
229	0002/01-03	56 54 41.39	03.11.79	BP	Sedco H	U	66	4267
		03 06 30.39	29.03.80	Stat/BP/Conoco	SS		30	
230	0030/04-02	60 31 01.10	16.11.79	BP	Sedco 707	U	123	4775
		02 02 46.22	15.05.80	Stat/BP gr.	SS		25	
231	0034/10-06	61 14 37.09	14.11.79	Statoil	Borgny Dolphin	A	223	2338
		02 13 43.68	22.01.80	Stat/Hydro/Saga	SS		25	
232	0015/09-05	58 24 12.47	20.11.79	Statoil	Norskald	A	108	3921
		01 42 29.20	09.04.80	Stat/Esso/Hydro	SS		25	
233	0017/12-03	58 11 32.84	14.12.79	Phillips	Nortrym	A	112	2705
		03 51 44.06	03.02.80	Phillips gr.	SS		25	
234	0030/06-03	60 34 52.98	16.12.79	Statoil	Deep Sea Saga	A	105	2915
		03 47 01.41	07.03.80	Stat/Petr. gr.	SS		25	
235	0034/02-01	61 46 28.06	29.12.79	Amoco	Byford Dolphin	U	389	782
		02 33 06.20	19.02.80	Stat/Amoco gr.	SS		25	
236	0031/04-03	60 35 12.20	24.12.79	Norsk Hydro	Treasure Seeker	U	170	4956
		03 05 38.10	11.05.80	Stat/Hydro/Esso	SS		25	
237	0034/10-07	61 12 13.44	07.01.80	Statoil	Ross Rig	A	204	2755
		02 16 28.56	23.03.80	Stat/Hydro/Saga	SS		25	

Till Nr	Borehull Nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbeg Avsl	Operatør Rettighetshaver	Plattform Type	Brønn Type	Vann Dybde KB	Total Dybde MSL
238	0002/06-02	56 30 48.90 03 42 39.66	03.01.80 25.05.80	Elf Aquitaine Petronord gr.	Dyvi Alpha SS	U	70 25	4735
239	0002/07-15	56 23 46.82 03 18 54.63	29.01.80 02.06.80	Phillips	Haakon Magnus SS	U	69 25	4398
240	0008/10-02	57 08 06.90 03 18 09.50	05.02.80 17.03.80	Phillips Phillips gr.	Nortrym SS	U	66 25	2972
241	0031/02-02	60 46 47.80 03 37 23.50	27.02.80 23.04.80	Shell Stat/Shell gr.	West Venture SS	U	323 32	1858
242	0034/04-02	61 30 30.93 02 04 17.04	06.03.80 24.05.80	Saga Stat/Saga/Amoco	Byford Dolphin SS	U	322 25	3575
243	0034/10-08	61 09 59.53 02 12 03.44	08.03.80 25.05.80	Statoil Stat/Hydro/Saga	Deep Sea Saga SS	A	133 25	2191
244	0015/09-06	58 27 13.52 01 41 31.60	06.05.80 09.07.80	Statoil Stat/Esso/Hydro	Norskald SS	A T	112 25	3121
245	0002/07-16	56 25 21.68 03 05 41.87	21.03.80 12.07.80	Phillips Phillips gr.	Nortrym SS	U	71 25	4793
246	0016/80-02	58 20 59.81 02 24 59.58	03.04.80 13.08.80	BP Stat/BP gr.	Sedco H SS	U	73 30	3555
247	0031/02-03	60 50 27.84 03 35 10.82	28.03.80 20.07.80	Shell Stat/Shell gr.	Borgny Dolphin SS	A	334 25	2576
248	0034/10-09	61 12 55.34 02 15 00.54	24.03.80 09.05.80	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Rig SS	A	202 25	2175
		02 15 00.54	03.07.80	Statoil	Deep Sea Saga	A	202	2396
249	0035/03-02	61 51 05.98 03 46 28.22	19.05.80 26.10.80	Saga Stat/BP/Saga	Sedco 707 SS	U	273 25	4375
250	7120/12-01	71 06 48.70 20 45 20.10	01.06.80 12.10.80	Norsk Hydro Stat/Con/Hydro	Treasure Seeker SS	U	192 25	2548
251	7119/12-01	71 06 08.00 19 47 40.29	14.06.80 10.10.80	Statoil Stat/Esso/Hydro	Ross Rig SS	U	200 25	3088
252	0015/12-03	58 14 36.59 01 52 45.67	21.06.80 22.12.80	Statoil Statoil/Esso	Nordraug SS	U	86 25	4425
253	0002/07-17 X	56 20 13.00 03 06 04.00	24.06.80 12.07.80	Phillips Phillips gr.	Borgsten Dolph. SS	U	73 25	1575
254	0025/04-05	59 34 04.75 02 11 39.21	27.06.80	Elf Stat/Pan Ocean	Dyvi Alpha SS	A	121 25	
255	6507/12-01	65 07 01.77 07 42 49.89	01.07.80 26.10.80	Saga Elf/Saga/Volvo	Byford Dolphin SS	U	225 25	3695
256	0030/03-02	60 47 49.23 02 55 18.06	05.07.80 15.08.80	Statoil Statoil/Union	Deep Sea Saga SS	U	186 25	
		02 55 18.06		Statoil/Union	Deep Sea Saga	U	186	3542
257	0034/10-10 X	60 10 27.95 02 14 43.12	15.08.80 04.10.80	Statoil Stat/Hydro/Saga	Norskald SS	U	154 25	791
258	0035/08-01	61 21 26.37 03 21 44.09	28.07.80	Gulf Stat/Gulf/Getty	Sedco 704 SS	U	375 26	4319
259	0002/07-18 X	56 20 15.43 03 06 12.77	20.08.80 31.08.80	Phillips Phillips gr.	Borgsten Dolph SS	U	73 25	576
260	0015/05-03	58 43 47.93 01 38 12.05	21.08.80 06.12.80	Hydro Stat/Hydro/Elf	Nordtrym SS	U	110 25	5017
261	0031/02-04	60 51 23.57 03 30 44.33	01.09.80 13.09.80	Shell Stat/Shell/Con	Borgny Dolphin SS	U	335 25	
262	0002/07-19	56 20 18.36 03 06 13.61	02.09.80	Phillips Phillips gr.	Borgsten Dolph SS	U	73 25	
263	0031/02-05	60 46 16.58 03 25 55.18	26.10.80 21.12.80	Shell Stat/Shell/Con	West Venture SS	U	333 32	2500
264	0034/10-11	61 13 20.80 02 17 32.60	24.10.80	Statoil Stat/Hydro/Saga	Ross Rig SS	A	229 25	
265	0035/03-03 X	61 51 54.60 03 52 25.80	30.10.80 28.11.80	Saga Stat/BP/Saga	Byford Dolphin SS	U	252 25	875

Till Nr	Borehull Nr	Posisjon Nord Øst	Boring Påbeg Avsl	Operatør Rettighetshaver	Plattform Type	Brønn Type Klass	Vann Dybde KB	Total Dybde MSL
266	0025/11-09	59 10 14.36	04.11.80	Esso	Norskald	A	125	1885
		02 22 31.00	07.12.80	Esso	SS		25	
267	0031/04-04	60 40 01.10	10.12.80	Hydro	Nortrym	U	214	
		03 06 54.10		Stat/Hydro/Esso	SS		25	
268	0034/02-02	61 46 18.32	27.11.80	Amoco	Sedco 703	U	384	
		02 33 09.43		Stat/Amoco gr.	SS		26	
269	0030/07-08	60 29 43.08	19.11.80	Hydro	Treasure Seeker	U	103	
		02 00 20.56		Stat/Petronord	SS		25	
270	0025/10-04	59 11 26.02	08.12.80	Esso	Glom. Biscay II	A	126	
		02 19 50.19		Esso	SS		25	
271	0015/09-07	58 22 56.07	26.12.80	Statoil	Nordraug	A	132	
		01 42 45.99		Stat/Esso/Hydro	SS		25	
272	0035/03-04	61 51 54.54	30.11.80	Saga	Byford Dolphin	U	232	
		03 52 26.35			SS		25	

2.1.4 Produksjonsbrønner

Som vist i Tab III, er det i 1980 påbegynt 27 nye produksjonsbrønner, slik at det ved utgangen av året totalt er boret 197 produksjonsbrønner på norsk sokkel. 8 av disse brønnene er midlertidig forlatt eller under boring. Av produksjonsbrønnene er det boret 24 brønner som drenerer den britiske delen av Frigg-feltet.

Aktiviteten i 1980 er spredt på 6 ulike felt, Ekofisk, Eldfisk, Albuskjell, Tor, Edda og Statfjord. Fordeling feltene imellom er som følger:

	For 1980	Totalt
Ekofisk	2	46
Eldfisk	8	32
Albuskjell	6	19
Tor	1	13
Edda	5	10
Cod	-	8
Vest-Ekofisk	-	12
Frigg	-	48 (24 på norsk side)
Statfjord	5	9
	27	197

AKTIVITETSNIVÅ

Ekofisk

For å opprettholde produksjonsnivået lengst mulig, ble det i 1978 besluttet å bore 7 nye produksjonsbrønner på Ekofisk. Boreprogrammet ble senere utvidet med ytterligere 1 brønn (B-16) som skal benyttes i vanninjeksjonsprosjektet. 7 av disse 8 tilleggsbrønnene er boret ferdig og komplettert. Ingen brønner er under boring. Det gjenstår å bore 1 brønn. 37 brønner er i produksjon på feltet.

Eldfisk

På Eldfisk foregår boringen fra to plattformer (A og B) hvorav B har 2 boretårn, slik at det kan bores 3 hull samtidig. 18 brønner er ferdig boret på A-plattformen, mot 6 på B-plattformen. I tillegg er 3 brønner midlertidig forlatt etter at det er satt 340 mm foringsrør, og 2 brønner er under boring. Totalt skal det bores 48 brønner på dette feltet. 15 brønner er i produksjon på A-plattformen og 6 på B-plattformen.

Albuskjell

På Albuskjell foregår produksjonsboringen fra 2 plattformer. 1 i Shell-blokk 1/6 (vest på strukturen) og 1 i Phillips-blokk 2/4 (øst for strukturen).

Ved årsskiftet var 16 brønner boret ferdig og komplettert (8 på hver plattform), mens 1 er oppgitt pga tekniske problemer. Det ble i 1980 boret ferdig og komplettert 6 brønner (3 på hver plattform), og 2 brønner er under boring.

Totalt skal det bores 21 brønner på Albuskjell. 13 brønner er i produksjon på feltet.

Tor

På Tor er 12 produksjonsbrønner boret ferdig og komplettert, 1 av disse ble påbegynt i 1980. 1 brønn er under boring. Totalt gjenstår det å bore 2 av de i alt 15 brønnene på feltet. 10 brønner er i produksjon.

Edda

På Edda er 10 produksjonsbrønner boret ferdig og komplettert, 5 av disse ble påbegynt i 1980.

For tiden er det ingen boreaktivitet på feltet hvor det skal bores i alt 13 produksjonsbrønner.

6 brønner er i produksjon på feltet.

TAB. VII
Produksjonsbrønner påbegynt i 1980.

Production wells spudded in 1980.

Prod. brønn nr	Brønn	Posisjon	Påbegynt fra 510 mm eller 470 mm foringsrør	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 171	2/4-b-20	56°33'54.85" 03°12'13.20"	07.01.80	Phillips	Ekofisk	Ferdig boret
P 172	1/6-a-13	56°38'33.97" 02°56'23.95"	09.01.80	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 173	33/9-a-3	61°15'20.46" 01°51'13.95"	18.01.80	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 174	2/7-c-8	56°27'52.99" 03°06'15.66"	24.01.80	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 175	2/7-b-18	56°25'09.0 " 03°13'06.0 "	28.01.80	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 176	2/4-f-16	56°37'13.51" 03°03'14.13"	04.02.80	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 177	2/7-c-15		13.03.80	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 178	2/4-e-14	56°38'26.90" 03°19'39.30"	01.04.80	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 179	2/7-b-1		04.04.80	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 180	33/9-a-7		12.04.80	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 181	1/6-a-20		17.04.80	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 182	2/4-f-12		06.05.80	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 183	2/7-c-3		28.05.80	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 184	2/4-b-16		10.06.80	Phillips	Ekofisk	Ferdig boret
P 185	2/7-a-30	56°22'36.40" 03°15'56.80"	18.06.80	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 186	1/6-a-16		26.06.80	Phillips	Albuskjell	
P 187	33/9-a-20		03.07.80	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 188	2/7-c-6		04.07.80	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 189	2/4-f-9		01.08.80	Phillips	Albuskjell	
P 190	2/7-a-27		22.08.80	Phillips	Eldfisk	
P 191	33/9-a-6		25.08.80	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 192	2/7-c-10		06.09.80	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 193	2/7-a-7		08.09.80	Phillips	Eldfisk	
P 194	2/7-b-6		29.06.80	Phillips	Eldfisk	
P 195	33/9-a-12		20.10.80	Mobil	Statfjord	
P 196	33/9-a-16			10.12.80	Mobil	Statfjord
P 197	2/7-a-10		14.11.80	Phillips	Eldfisk	

Statfjord

På Statfjord er det boret og komplettert 9 produksjonsbrønner. 4 i søndre skaft og 5 i nordre. Videre er 1 brønn under boring i nordre skaft. I alt skal det bores 21 brønner i hver av de to skaftene.

2.1.5 Funn i 1980

I 1980 ble det boret ferdig 19 rene undersøkelshull. Det ble påtruffet petroleum i 10 av disse. Letesuksessen i 1980 var således vel 50 %, noe som er meget høyt.

De nye funnene er gjort på konsesjoner fra 1., 2., 3., 4., og 5. tildelingsrunde. At funn blir gjort på konsesjonsområder som ble tildelt for inntil 15 år siden, kan ha flere årsaker. En årsak er en generell bedret forståelse av geologien i områdene det bores i. En annen faktor er at de eldre konsesjonsområdene ikke er belagt med et geologisk begrunnet arbeids-

program som innen en viss tidsfrist sikrer at et minimum antall uavhengige prospekttyper blir testet.

2.1.5.1 Nye funn

Blokk 2/1

Blokk 2/1 ble opprinnelig tildelt Gulf i 1965. I 1971 valgte Gulf å trekke seg ut av lisensen og Conoco overtok. I forbindelse med denne overdragelsen sikret staten seg 12,5 % andel. I 1976 overtok BP deler av Conocos andel samtidig som de overtok operatør-ansvaret. Statoil ble tildelt 50 % eierinteresser, og gruppen måtte påta seg ytterligere arbeidsprogram.

Under boring av 2/1-3 ble det påvist olje i et 55 m tykt sandsteinslag av øvre Jura alder. Tre intervaller ble testet. Produksjonen under testingen varierte fra 2 068 m³ olje pr dag gjennom 16 mm dyseåpning i bunnen av re-

servoaret til 10 503 m³ olje pr dag gjennom 13 mm dyseåpning i de beste sonene i øvre del av reservoaret.

Det ble ikke definert noen olje/vann-kontakt i det første hullet i strukturen. Det trengs derfor ytterligere boringer før velbegrunnede reserveanslag kan angis.

Blokk 2/6

Blokk 2/6 ble tildelt i 1. konsesjonsrunde til Petronordgruppen med Elf som operatør.

Borehullet 2/6-2 sydvest i blokken påtraff spor av olje i kalkstein av øvre Jura alder. Reservoaregenskapene er svært dårlige med lav porøsitet. Funnet er derfor lite interessant i petroleumssammenheng.

Blokk 2/7 (Elver)

Blokk 2/7 ble tildelt Phillips-gruppen i 1. konsesjonsrunde. Borehullet 2/7-16 ble boret på en flat struktur like syd for Edda-feltet. Strukturen er kalt Elver. Under boring ble det observert oljespor i kalkstein av Danian-Maastrichtian alder. Oljesporene ble observert i et intervall med bruttotykkelse på 200 m. Reservoarqualiteten var imidlertid svært varierende, og oljen viste seg ikke produserbar under testing.

2/7-19 (Ebba)

Dette borehullet ble boret på en flat struktur, kalt Ebba, like syd for Elver. Danian-Maastrichtian kalkstein inneholder ikke produserbar olje.

I sandsteinslag av undre Krittd alder ble det konstatert petroleum, antagelig gass i to adskilte lag. Det øvre av disse lagene har dårlige reservoaregenskaper (under 10 % porøsitet), mens det nedre laget som ikke er gjennom-boret har opptil 15 % porøsitet. Boringen ble stoppet på grunn av høye væsketrykk i bergartene.

Blokk 30/3

Blokk 30/3 ble tildelt i 4. konsesjonsrunde med Statoil som operatør. Det ble boret på en struktur på grensen mellom 30/2 og 30/3, og man påtraff der spor av hydrokarboner i dårlige reservoarbergarter av undre Tertiær alder. Hullet ble ikke boret ned til de mer interessante lag i Jura pga spesielle krav til utblåsningsventilens kapasitet ved boring på den aktuelle strukturen.

Borehullet 30/3-2 påtraff olje i en mindre struktur på et større kompleks sydøst i blokken. Strukturkomplekset fortsetter inn i blokk 30/6. Ytterligere boring er nødvendig for å avgjøre betydningen av funnet.

Blokk 30/4

Blokk 30/4 og 29/6 ble tildelt i 3. runde med BP som operatør. Hull 30/4-2 ble boret på et pre-Kritt-strukturkompleks, som er felles med blokk 30/7 og 29/9. Hullet bekreftet tilstedeværelse av gass i lag av midtre Jura alder, og indikerer at funnet i 30/7-6 strekker seg inn i 30/4. Produksjonstesting av hullet var oppløftende idet det ble produsert 820 000 Sm³ gass/dag og 174 Sm³ olje/dag gjennom en 13 mm dyseåpning.

Blokk 30/6

Blokk 30/6 ble tildelt i 4. konsesjonsrunde med Statoil som operatør. Det er boret tre brønner på samme struktur, hvorav en er avsluttet i 1980. Borehullene har påvist et interessant gassfelt i undre - midtre Jura sandlag. Produksjonstesten av brønn 30/6-1 ga 688 000 Sm³ gass/dag og 165 Sm³ olje/dag. 30/6-2 ga vel 645 000 Sm³ gass/dag og 190 Sm³ olje/dag. Det tredje hullet testet 493 000 Sm³ gass/dag og 154 Sm³ olje/dag. (Alle tester gjennom 19 mm dyseåpning.)

De tre hullene er boret så høyt på den skrånne α-strukturen at de ikke definerer gass/vann-kontakten. Det trengs minimum ett, sannsynligvis to, avgrensingshull før størrelsesorden på strukturen er avklart. Med utgangspunkt i de tre hullene som er boret, er det mulig å angi reservene som ligger strukturelt høyere enn bunnen av reservoaret i 30/6-3, som har påtraffet reservoaret dypest. Dette minimumsanslaget er 28×10^9 Sm³ gass og 3×10^6 Sm³ olje.

Blokk 31/2

Blokk 31/2 ble tildelt i 4. runde med Shell som operatør. Seismiske undersøkelser før tildeling viste klare seismiske indikasjoner på en flattliggende væskekontakt. Denne kontakten strekker seg inn i naboblokkene 31/5, 3 og 6. Samlet dekker denne væskekontakten et areal på ca 750-800 km². Væskekontakten ble observert i flere mer eller mindre sammenhengende strukturer. De fire første hullene ble boret på samme hovedstruktur og viste at den seismisk indikerte væskekontakt var fra gass/oljekontakten. I de fire første borehullene var der gass over et 12 m oljereservoar. Produksjonstesten av gass i 31/2-2 viste 1,5 mill Sm³/dag gjennom to dyseåpninger, hver på 25 mm. Den beste oljetesten er foretatt i 31/2-2, og viste maksimalt 400 Sm³/dag og stabilt 270 Sm³/dag gjennom 25 mm dyseåpning.

Borehullet 31/2-5 ble boret på en struktur vest av det komplekset de fire første hullene ble boret på. Hullet bekreftet gass/olje-kontakt i

det samme nivå som i de øvrige hullene. Oljesonen i dette hullet var imidlertid 21 m tykk og av en lettere type enn i de øvrige hullene. Det indikeres således at det ikke er kommunikasjon mellom oljereservoarene i de to strukturkompleksene, mens det ikke kan utelukkes at det er kontakt i gass-sonen.

Oljedirektoratet har anslått de mulige utvinnbare reservene i blokkene 31/2, 3, 5 og 6 til $1,9 \times 10^9$ t o.e. Dette fordeler seg med $1,7 \times 10^9$ Sm³ gass og $0,2 \times 10^9$ t o.e. olje. Reservepotensialet i de strukturer som hittil er påvist hydrokarbonførende i 31/2 og 5 er anslått til 560×10^9 Sm³ gass og 90×10^8 Sm³ olje.

Blokk 31/4

Blokk 31/4 ble tildelt i 4. runde med Hydro som operatør. Borehullene 31/4-1 og 2, hvor kun hull nr 2 nådde forventet reservoar, ble boret på en mindre struktur uten positive resultater.

Borehullet 31/4-3 påtraff hydrokarboner i to sandlag av øvre Jura alder. Produksjonstesting av den øvre sonen viste 150 000 Sm³ gass/dag og 240 Sm³ olje/dag gjennom 19 mm dyseåpning. Den underste sonen produserte 175 m³ vann/dag og 175 m³ olje/dag gjennom 19 mm dyseåpning. Hullet 31/4-3 definerer ingen hydrokarbonvæskekontakt. Ytterligere boring er derfor nødvendig for å definere størrelsen på reservene. Strukturen er flat.

Blokk 35/3

Blokken ble tildelt i 3. konsesjonsrunde. Saga Petroleum er operatør. Det første hullet i blokken, 35/3-1, ble boret ned i Jura lag uten å påtreffe hydrokarboner. Hullet ble ikke godkjent som oppfyllelse av arbeidsforpliktelsene, da det pga uventet høyt formasjonstrykk ble ansett uforsvarlig å bore videre, og således ikke testet de lag som var forutsatt. 35/3-2 ble boret på samme struktur som det første hullet, men ble plassert noe høyere på strukturen. Under boring ble det påtruffet hydrokarboner i sandsteinslag av undre Kritt, midtre Jura og undre Jura alder. Sandsteinslagene av undre Kritt alder ble testet i to intervaller. Den øverste sonen produserte over 1 mill Sm³ gass/dag gjennom 13 mm dyseåpning. Testresultatet må karakteriseres som svært oppmuntrende.

Funnet i 35/3-2 er interessant isolert sett, samtidig som det indikerer muligheten for funn i undre Kritt lag i andre blokker i den nordligste del av Nordsjøen og sokkelen utenfor Møre.

Størrelsen på funnet i 35/3 er på nåværende

tidspunkt svært usikkert idet anslagene kan variere med en faktor på 10. Hull 35/3-3 vil sannsynligvis avklare noe av usikkerheten.

Blokk 35/8

Blokk 35/8 ble tildelt i 4. konsesjonsrunde med Gulf som operatør. Blokken ligger på dypt vann i en geologisk provins som er lite testet. Myndighetene ønsket derfor å få denne blokken tildelt, for ikke utelukkende å tildele lavrisikoblokker i 4. konsesjonsrunde.

Borehullet 35/8-1 er boret sydvest i blokken på en struktur som strekker seg med mindre deler inn i 35/7. Det ble påvist lett olje eller kondensat i øvre Jura og midtre Jura sandsteinslag.

Blokk 7119/12

Blokk 7119/12 ble tildelt i 5. konsesjonsrunde med Statoil som operatør. Hullet 7119/12-1 påviste olje i sandstein av midtre Jura alder. Hullet ble ikke testet pga tidsbegrensninger for boring i nord. Selve funnet har liten økonomisk interesse isolert sett, men det er svært oppmuntrende for videre leteaktiviteter i området.

2.1.5.2 Felt som er erklært drivverdige Balder

Esso har i løpet av siste halvdel av 1980 innlevert ilandføringssøknad for olje fra Balderfeltet.

Balderfeltet omfatter blokkene 25/10 og 25/11. I blokk 25/8, nordøst for Balder, finnes mindre mengder olje i tilsvarende sandsteiner.

Blokk 25/11 (lisens 001) ble tildelt Esso i 1965, blokk 25/8 (lisens 027) og blokk 25/10 (lisens 028) i 1969. Statoil har 17½ % andel av netto overskudd før skatter i lisens 028.

Brønn 25/11-1 ble boret i 1966/67 og hadde gode indikasjoner på olje i tynne sandsteinslag av Paleocen alder. Med grunnlag i seismikk skutt i 1973 ble 25/11-5 boret i 1974. Denne brønnen inneholdt ca 25 m netto oljeførende sand, og kan betraktes som det første funn på Balderfeltet. De neste brønnene 25/11-6 og 7 inneholdt begge olje (maksimum 52 m netto oljeførende sand). I 1979 ble det skutt 3-D seismikk over feltet.

Brønn 25/11-9 ble boret i den sørlige delen av feltet i 1980. I denne brønnen ble toppen av reservoaret påtruffet kun 1 m høyere enn antatt, men brønnen inneholdt mer skifer i den undre delen av reservoaret enn antatt. Brønn 25/10-4 var under boring ved årsskiftet, og Esso planlegger ytterligere 3 til 4 nye brønner i løpet av 1981.

Sandsteiner av Paleocen alder danner reser-

voaret i Balderfeltet. Disse ble avsatt av turbiditt-strømmer i et dyphavsmiljø.

Reservoarsandsteinen er svært dårlig konsolidert, men reservoarparametrene for øvrig er gode (porøsitet 30–35 %, vannmetting 7–20 %, permeabilitet 1–10 darcy). Oljen er tung og har en tetthet på ca. $0,91 \text{ g/cm}^3$ (25° API). Olje-vann kontakten er ca 1760 m under havoverflaten.

Produksjonstester er blitt utført i 25/11–5, 6 og 8, hvorav den beste testen produserte 635 Sm^3 olje pr dag (full dyseåpning).

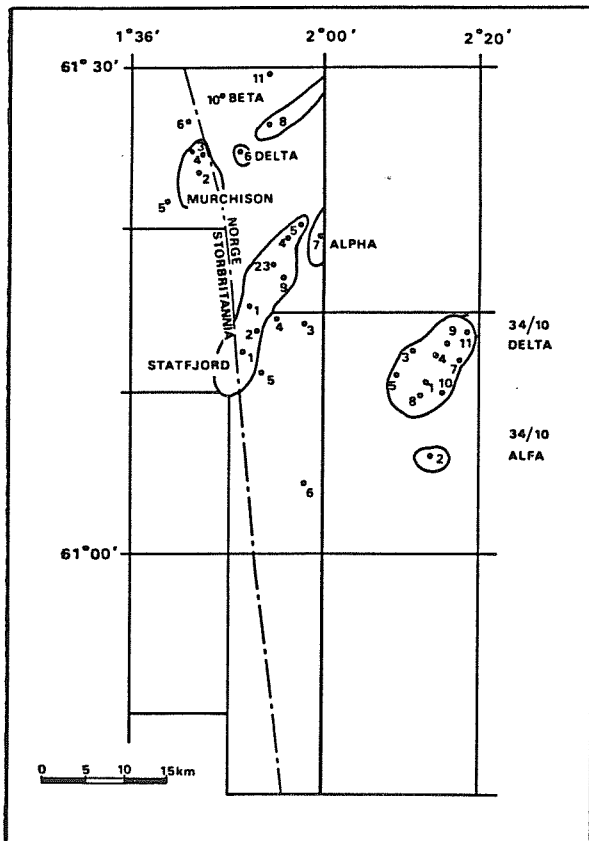
Oljedirektoratet har nylig utført reserveberegninger av Balderfeltet. Tilstedeværende reserver i den sørlige delen av feltet er ca 140 mill Sm^3 olje. Den nordlige delen av feltet hvor netto oljeførende sand er tynnere enn 20 m er ikke medregnet. De utvinnbare reserver er beregnet til 50 mill Sm^3 .

34/10

Statoil, som er operatør, har siden sommeren 1978 boret 11 brønner i denne blokken (Fig 2.1.I). En brønn er boret i Alfa-strukturen. Av de 10 brønnene i Delta har 9 truffet på oljeførende sandsteinslag.

FIG. 2.1.I
Statfjord-området.

The Statfjord area.



Delta-strukturen, som ligger relativt grunt (1 800 – 1 950 m under havflaten), er oppdelt i flere forkastningsblokker av nord-sørgående forkastninger. De oljeførende lagene heller 10–20° mot vest. Det er to sandsteinsformasjoner som inneholder olje (Brent og Cook) og de er av henholdsvis midtre og undre Jura alder. På grunn av de skråtilte lagene varierer reservoarforholdene mellom forkastningsblokkene. Denne variasjonen og uklar seismikk i østre del av feltet, medfører usikkerhet i reserveanslagene.

Av de ca $460 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje som etter Oljedirektoratets beregninger er til stede, er det rimelig å anta at $205 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ kan bli utvunnet.

Feltet er erklært kommersielt av rettighets-haverne og drivverdighetsrapport er til behandling hos myndighetene.

2.1.6 Feltutbygging

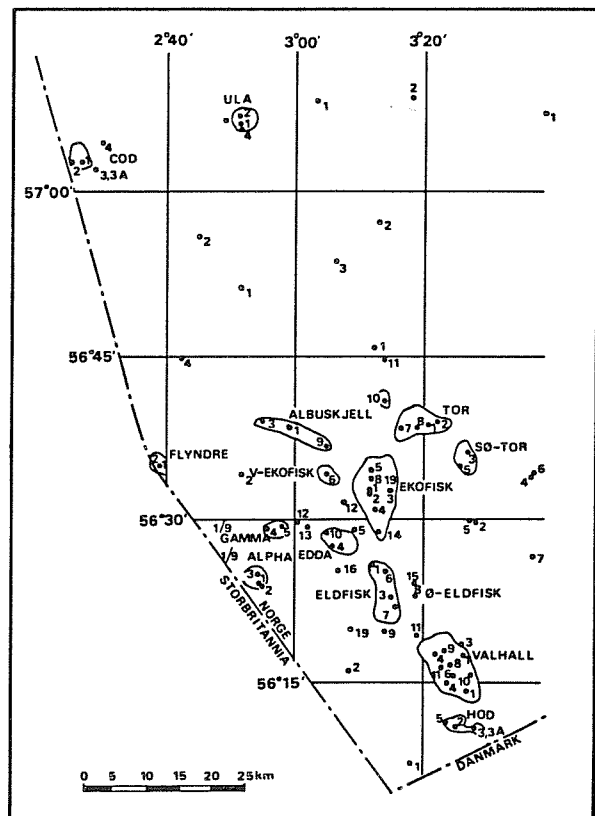
2.1.6.1 Ekofiskområdet

Utnyttelse av forekomstene

Utnyttelsen av petroleumforekomstene i Ekofisk-området ble grundig omtalt i Oljedirektoratets årsmelding for 1979. Nye felt er

FIG. 2.1.K
Ekofisk-området.

The Ekofisk area.



ikke blitt satt i produksjon i løpet av 1980, men de data som er innsamlet i løpet av 1980 har i betydelig grad økt kunnskapen om de sju feltene som nå produserer. Utbygging av Ekofisk-området er skjematisk vist i Fig 2.1.J og feltenes innbyrdes plassering på Fig 2.1.K.

Boring av produksjonsbrønner i 1980 har vist at de reservoarmessige forholdene i mange av feltene er langt mer kompliserte enn tidligere antatt. Dette gjelder særlig feltene Albuskjell og Eldfisk, hvor nye opplysninger viser at både reservoargeologi, bergartsegenskaper og sammensetning av hydrokarbonene kan variere fra brønn til brønn. Slike forhold gjør det vanskeligere å utvinne en forekomst, og antatt utvinningsgrad er blitt redusert for flere av feltene.

Oppførselen til brønner som er blitt boret tidligere tyder på at den produksjonsmåten som er valgt ikke er den optimale. Ren trykkavlastning fører til at bare mellom 15–20 % av oljen i feltene blir utvunnet. Nesten halvparten av dette kommer av ren utvidelse av petroleumsblandingen før trykket i reservoaret blir så lavt at gass begynner å strømme. Denne delen utvinnes uansett hvilken produksjonsmåte som velges, slik at bare mellom 7–15 % av oljen produseres ved hjelp av gassdriv. Dette gjør det nødvendig å intensivere arbeidet med å utvinne de petroleumsmengdene som kan gå tapt. Det kan nevnes at 1 % økning i oljeutvinningsgrad utgjør ca 17 mill Sm³. Dette tilsvarer ca to års oljeforbruk i Norge.

I forrige årsmelding ble det nevnt at gassinjeksjon i Ekofisk-feltet hadde gitt en økning i oljeutvinningen fra dette feltet på ca 14 mill Sm³. Produksjonsdata fra 1980 tyder på at gassinjeksjon har en klart positiv innvirkning på oljeproduksjonen. For å sikre at mer gass blir injisert, satte Olje- og energidepartementet 1.7.80 grense for hvor mye gass som kan selges årlig fra Ekofisk-området. I 1980 er det totalt blitt injisert 1,4 mrd Sm³ gass, tilsvarende ca 35 % av injeksjonskapasiteten. Dette har økt oljeutvinningen med anslagsvis 1 mill Sm³.

Operatøren for Ekofisk-området, Phillips Petroleum Co. Norway, har i 1980 gjort et betydelig arbeid for å finne ut om og i hvilken grad injeksjon av vann vil kunne bedre utnyttelsen av forekomstene og hvordan vanninjeksjon skal kunne settes ut i livet. Utstyr til et pilotprosjekt for vanninjeksjon i Ekofisk-feltet er installert, og injeksjon ventes å komme i gang i første kvartal 1981. Detaljplanlegging av vanninjeksjon i full skala i Ekofisk-feltet går parallelt med pilotprosjektet, slik at ikke unødig tid går tapt dersom

det blir aktuelt å igangsette vanninjeksjon i stor stil. Virkningen vil sannsynligvis avta jo senere vanninjeksjon kommer i gang.

Det er også i gang reservoarstudier på Eldfisk og Tor for å anslå virkningen av vanninjeksjon i disse feltene. På Tor er det videre gjort beregninger som viser at plattformen kan bære det tilleggsutstyr som er nødvendig for å igangsette begrenset vanninjeksjon. En avklaring om vanninjeksjon i Tor-feltet ventes tidlig i 1981.

Det er grunn til å presisere at effekten av vanninjeksjon i oljefeltene i Ekofisk-området ennå ikke er kjent. Det som foreligger av data gir grunn til optimisme, men usikkerheten er betydelig. Hvis det lykkes, kan vanninjeksjon øke utvinnbare oljereserver i oljefeltene med størrelsesorden 50 % i forhold til dagens produksjonsmåte. For feltene Ekofisk, Eldfisk og Tor vil en slik økning tilsvare ca 125 mill Sm³ olje.

Brenning av gass

Mengden gass som er blitt brent fra Ekofisk-feltene fremgår av fig. 2.1.L.

I fase I av Ekofisk-utbyggingen, fra 1971 til 1974, ble det drevet prøveproduksjon og lasting via bøye. All gass ble brent. Senere ble noe av gassen brukt til brensel på plattformen, og fra 1977 er det meste av gassen blitt ilandført gjennom Emden-rørledningen.

Mengden av brent gass ble redusert etter at gass-salget kom i gang. Uttrykt som prosent av total gassproduksjon er det en enda kraftigere reduksjon (Fig 2.1.M). I 1980 ble mindre enn 1 % av gassen brent. Dette er et respektable resultat i internasjonal målestokk. Likevel er det store verdier som går tapt ved brenning. I 1980 ble det brent 0,11 mrd Sm³ gass, til en verdi av ca kr 80 mill. Om den var blitt solgt i dag, ville den totalt brente Ekofisk-gassen, 3,6 mrd Sm³, hatt en verdi på omlag kr 2,5 mrd. Oljedirektoratet har derfor også i 1980 vurdert tekniske løsninger som kan redusere brenning ytterligere.

Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Alle sju feltene i Ekofisk-området er ferdig utbygget og i produksjon. Blant det som er utført i 1980 kan nevnes:

- installering av nye boligkvarter med 56 sengeplasser på 2/4 H
- installering av utstyr for pilotstudie av vanninjeksjon på 2/4 B
- installering av utstyr for rensing av avløpsvann på samtlige felt unntatt Vest-Ekofisk. Vest-Ekofisk har ikke eget prosessutstyr og vannrensing vil bli foretatt på Ekofisk.

FIG. 2.1.L
Brenning av gass i Ekofisk-området.

Average quantity of gas flared on Ekofisk.

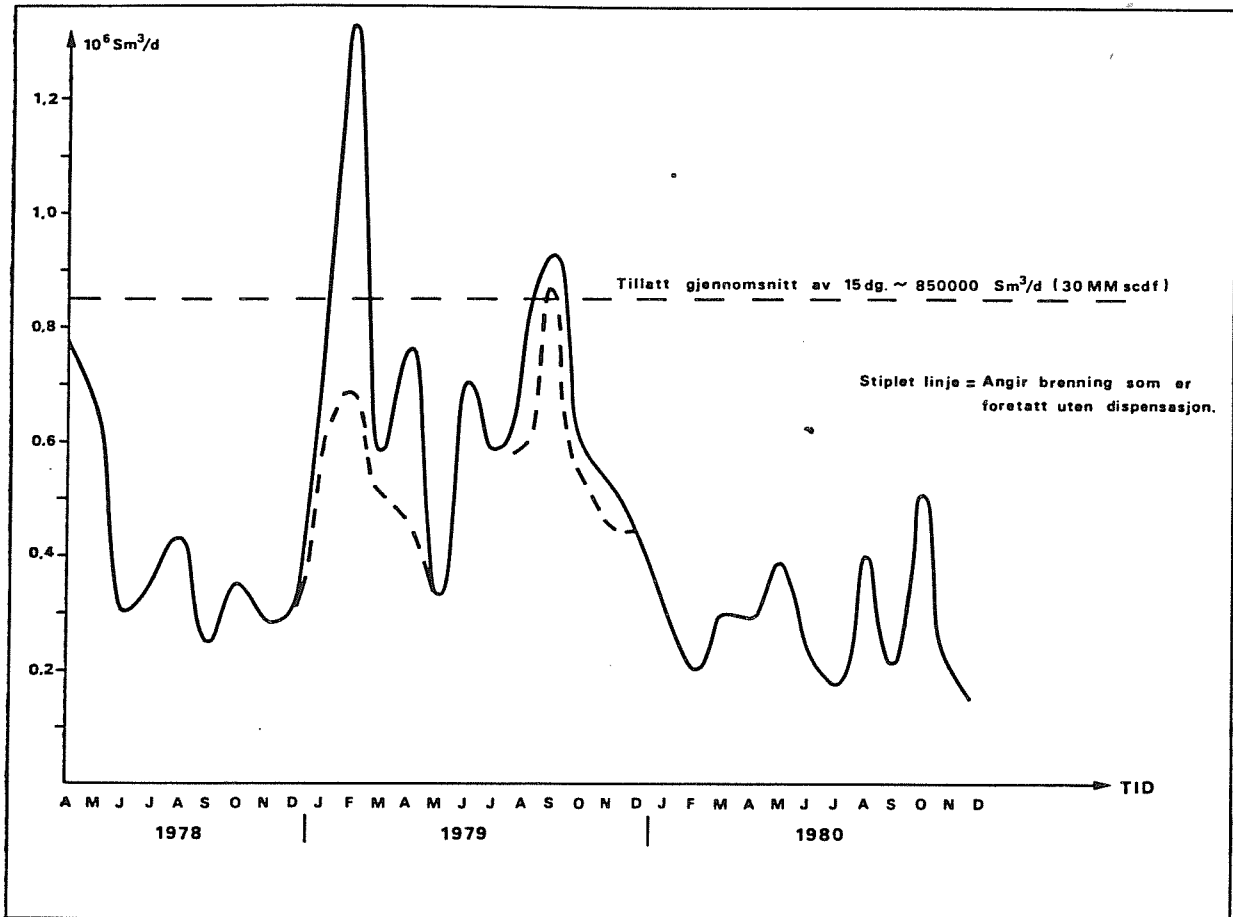
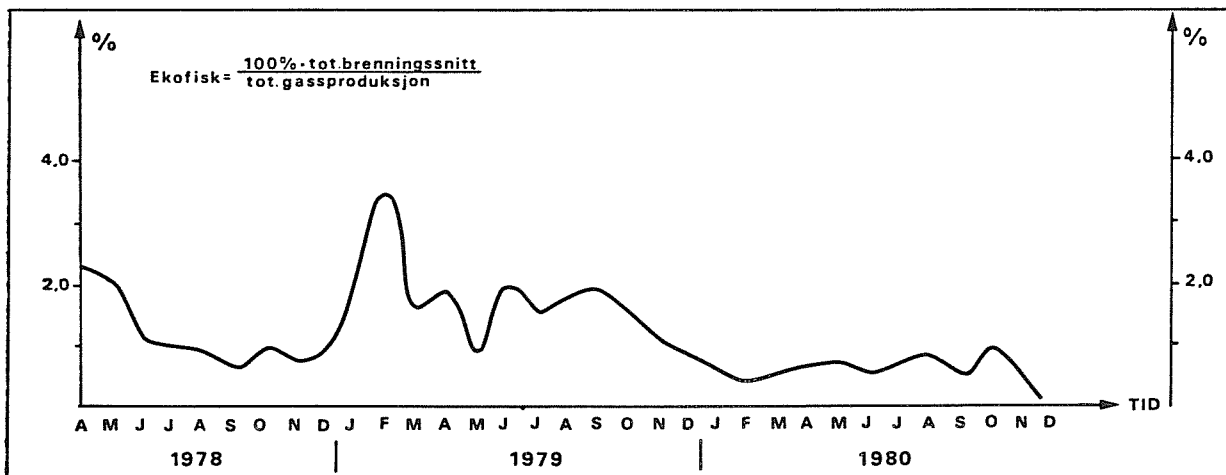


FIG. 2.1.M
Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon i Ekofisk-området.

Percentage average flared gas out of total production on Ekofisk.



Imidlertid gjenstår en del mindre konstruksjonsprosjekter.

2.1.6.2 Valhall/Hod

Utnyttelse av forekomstene

Valhall og Hod hører geologisk og reservoarmessig sammen med de øvrige feltene i Ekofisk-området. De tilstedeværende mengdene i Valhall-feltet er anslått å være 369 mill Sm³ olje og 94 mrd Sm³ gass. Av disse vil antagelig 43 mill Sm³ olje og NGL og 28 mrd Sm³ gass bli utvunnet gjennom Valhall A utbyggingen.

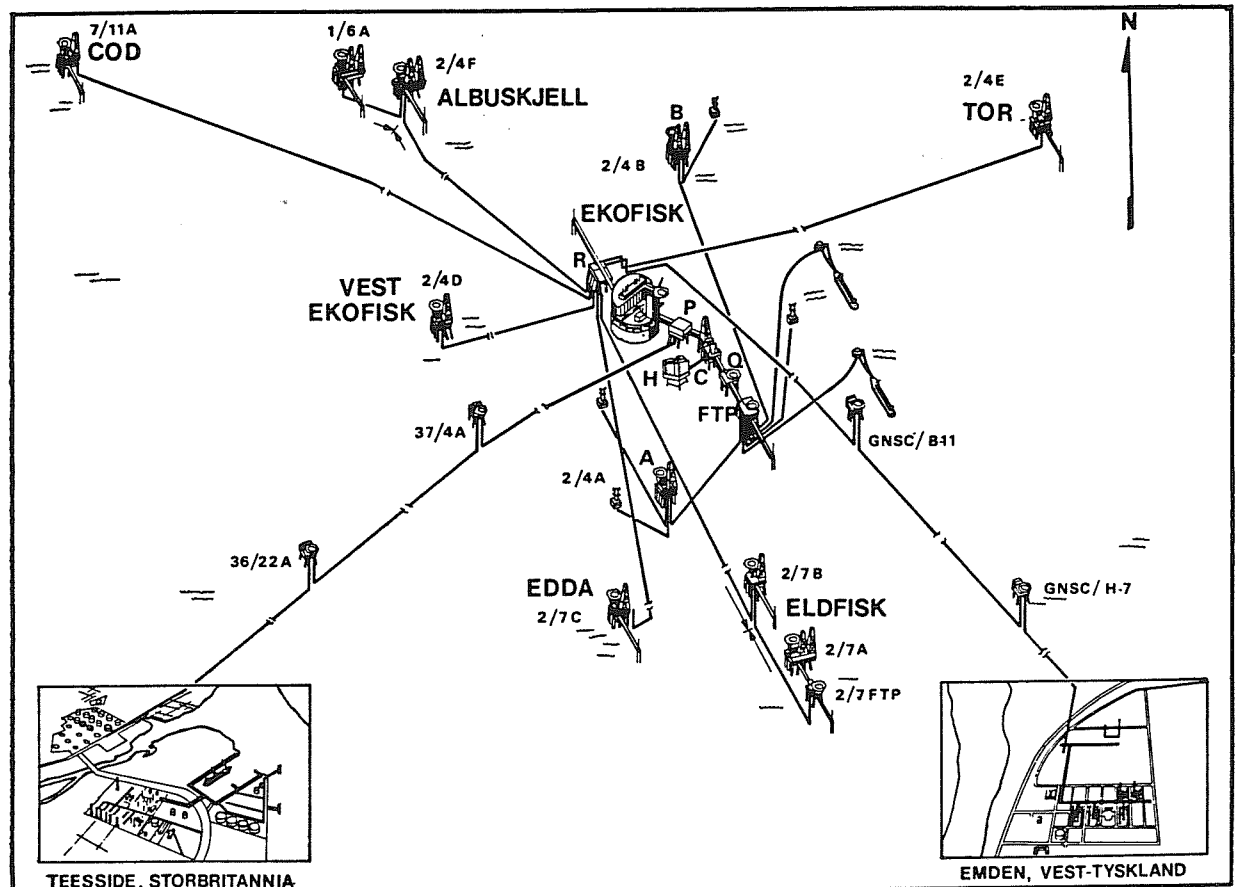
Utnyttelse av ressursene i Valhall avhenger av to vesentlige faktorer:

- I) tidspunkt for utbygging av de delene av feltet som ikke inngår i Valhall A,
- II) produksjonsmåte både for Valhall A og resten av feltet.

Erfaringene fra de øvrige feltene i Ekofisk-området tyder på at ressursutnyttelsen også på Valhall vil bli lav. Oljedirektoratet har derfor intensivt arbeidet med å få vurdert

FIG. 2.1.J
Anlegg for felt i Ekofisk-området.

Installations in the Ekofisk area.



alternative produksjonsopplegg. I første rekke er det injeksjon av produsert gass som blir vurdert, men også injeksjon av annen gass eller vann kan være aktuelt. Det er ventet at operatøren vil levere inn søknad om produksjonsmåte for Valhall A i løpet av 1981.

Valhall A vil bli satt i produksjon i løpet av 1982. Oljedirektoratet tar sikte på å få avklart spørsmålet vedrørende gassinjeksjon, slik at dette kan komme i gang fra produksjonsstart. Samme problemstilling gjør seg gjeldende ved vanninjeksjon.

Produksjonsanlegg/faste installasjoner

En skisse av de planlagte faste installasjoner på Valhall A er vist på Fig 2.1.N.

Ved utgangen av 1980 var bare stålunderstellet til boligplattformen blitt satt. De mest kritiske faktorene for fremdriften av prosjektet er klargjøring av boredekket og dekket til produksjonsplattformen. Forsinkelsene i disse prosjektene virker direkte inn på bore- og produksjonsstart.

Stålunderstellet til boreplattformen ble levert fra VDC-Verdal så sent at det ikke kunne bli installert i 1980. Dekk og bro til boreplattform produseres av VDC-Verdal-Egersund og er foreløpig ca et halvt år forsinket. Boremo-

dulene er praktisk talt ferdige til installasjon ved utgangen av 1980.

Dekket og en del av modulene til boligplattformen er installert på feltet. Installasjon av de resterende modulene er blitt forsinket pga. dårlig vær.

Stålunderstellet til produksjonsplattformen vil bli installert så snart været tillater det. Ca $\frac{1}{3}$ av arbeidet med dekket til produksjonsplattformen var fullført ved utgangen av 1980. Levering av dette dekket er avgjørende for når produksjon kommer i gang.

Transport

Petroleum fra Valhall A vil bli ilandført gjennom Norpipe-systemet. Produksjonen vil bli behandlet på Valhall A slik at olje og gass kan sendes direkte inn i hhv Teesside- og Emdenrørledningen uten å gå veien om prosessanlegg på Ekofisk.

To 20" rørledninger til Ekofisk ble lagt sommeren 1980. Disse vil bli koblet til Norpipe-systemet via en ny stigerørsplattform som Amoco-Noco-gruppen planlegger å installere ved Ekofisk sommeren 1981 (2/4 G).

Olje vil bli transportert til Teesside, der Amoco-Noco-gruppen selv overtar ferdige

salgsprodukt. Amoco-Noco-gruppen har dessuten inngått avtale om at Phillips-gruppen kjøper Valhall A-gassen på Ekofisk-feltet. Det er imidlertid ennå et åpent spørsmål når det fra et ressursmessig synspunkt er forsvarlig å begynne å selge gass fra Valhall.

I St meld nr 92 (1976-77), om ilandføring av petroleum fra feltene Valhall og Hod, sikret staten seg opsjon på NGL fra feltene. Staten har senere overlatt til A/S Noretyl å forhandle med rettighetshaverne om utøvelse av denne opsjonen. Det ser ut til at forholdsvis betydelige NGL-mengder vil bli transportert med oljestrømmen til Teesside.

2.1.6.3 Ula

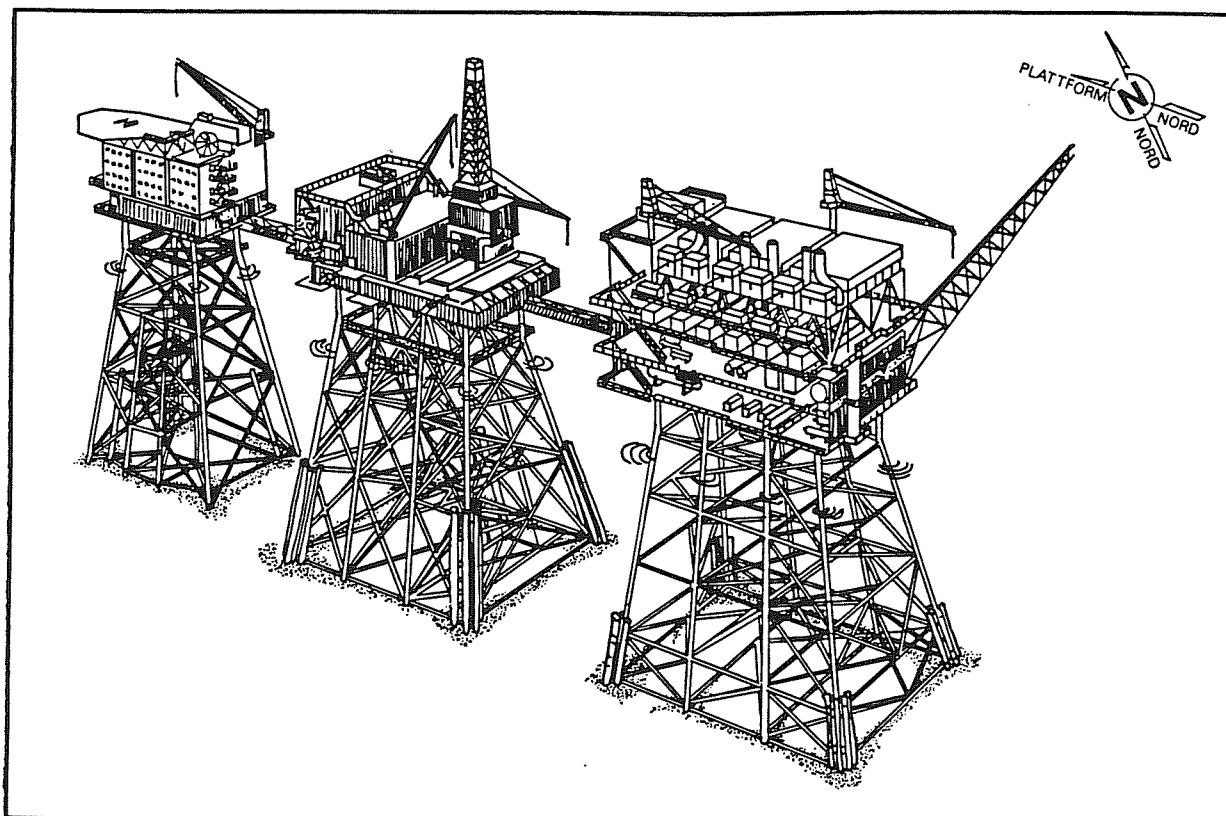
Ula-feltet ligger i blokk 7/12, ca 70 km nordvest av Ekofisk. Feltet ble erklært drivverdig i 1979. Statoil sluttet seg til erklæringen i 1980.

Petroleumsforekomsten finnes i sandstein av Jura alder. Feltet består av tre hoveddeler, hvorav den midterste har de beste reservoaregenskapene. Ula-feltet inneholder forholdsvis lett olje med lite oppløst gass. Selv om trykket kan senkes over 300 bar før fri gass begynner å utvikle seg i reservoaret, vil utvinningsgraden ved trykkavlastning bli lav.

Rettighetshaverne vil derfor produsere forekomsten under forholdsvis høyt trykk. De antar at det finnes nok vann i porøse lag i

FIG. 2.1.N
Planlagte installasjoner på Valhall.

Planned installations on Valhall.



tilknytning til oljesonen til at trykket vil holde seg oppe pga naturlig vanninnsig. Imidlertid er det tatt forholdsregler ved utforming av produksjonsanlegget, slik at sjøvann kan injiseres hvis det skulle bli nødvendig.

De totale mengder olje og gass i feltet er estimert til henholdsvis $61 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $7 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass.

Utvinningsgraden fra Ula blir ventelig rundt 35 %. Dette er adskillig lavere enn hva vandriv ventes å gi i f.eks. Statfjord-feltet (ca 50 %). Forskjellen kommer av at Ula-feltet reservoarmessig ser ut til å være mer inhomogent, slik at vann ikke vil trenge inn i alle delene av reservoaret.

Produksjonsraten fra Ula vil bli høy. Utvinningstakten vil på det meste utgjøre 14 % av oljereservene pr år. Dermed vil det ta kort tid fra manglende vanninnsig viser seg til vann må injiseres. Rettighetshaverne vil derfor overvåke dette reservoaret hyppigere enn hva som ellers er vanlig.

Ved beretningsperiodens utløp har operatøren meddelt at de foreliggende planer vil bli tatt opp til fornyet vurdering.

I løpet av feltets levetid vil vannproduksjonen øke betraktelig. Under perioden med

FIG. 2.1.0

Planlagte installasjoner på Ula.

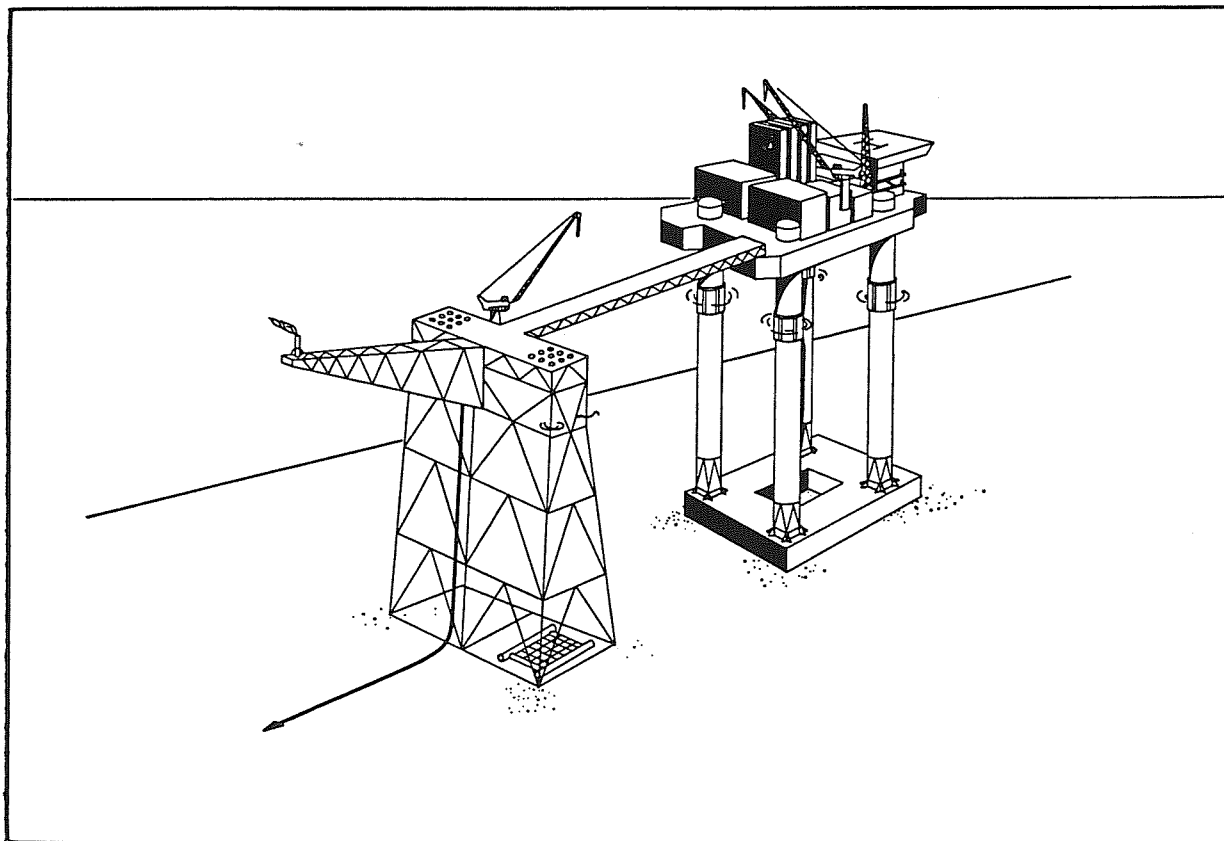
Planned installations on Ula.

plåtårte, de første 4–5 år, ventes vannproduksjonen å nå opp mot $2\,000 \text{ m}^3$ pr dag. Senere i levetiden vil andelen av produsert vann (watercut) øke. Da vil en imidlertid ha mulighet for å injisere en del av det produserte vannet slik at reservoartrykket kan vedlikeholdes eller økes. Operatøren regner med å kunne produsere med et watercut på over 50 %, kanskje opp mot 90 %. Reservoarsimuleringsstudier viser at en kan regne med å måtte produsere med en så høy vannandel mot slutten av feltets levetid. Operatøren har besluttet å bygge ut vannbehandlingskapasiteten slik at en kan møte disse forhold.

Utbyggingsplanen for Ula-feltet ble forelagt myndighetene ved årskiftet 79/80, og ble godkjent av Stortinget i mai 1980.

Feltet er planlagt bygget ut med to plattformer, en brønnhode-plattform og en behandlings/boligplattform. Plattformene vil være bundet sammen med bro som vist på Fig. 2.1.0.

Feltet er i utgangspunktet tenkt drenert med 8 produksjonsbrønner. De første brønnene vil bli forhåndsbores gjennom en stålramme på havbunnen, slik at disse kan kompletteres og settes i produksjon så snart behandlings- anleggene er klare. Selve behandlingsplattformen vil ha en kapasitet på 80 000 fat pr døgn.



Oljen som blir produsert var i første omgang planlagt ilandført via bøyelasting på feltet. En har siden kommet til at den bedre kan transporteres via rørledning til Ekofisk-anleggene og inn i Ekofisk-Teesside ledningen. Mengden assosiert gass som blir produsert med oljen er relativt liten. I stedet for å brenne den på feltet har en likevel funnet det økonomisk forsvarlig å transportere gassen til Ekofisk i eget rør, og derfra til kontinentet i Ekofisk-Emden rørledningen.

2.1.6.4 Frigg-området (Frigg, NØ-Frigg og Odin)

Utnyttelse av forekomstene

I årsmeldingen for 1979 ble utnyttelsen av Frigg-feltet med omliggende satellittfelt viet stor oppmerksomhet. Det ble påpekt at gass ville strømme fra satellittfeltene til hovedfeltet dersom ikke satellittfeltene ble satt i produksjon. For å hindre at gass skulle gå tapt på denne måten, besluttet rettighetshaverne seg i 1980 for å bygge ut satellittfeltene NØ-Frigg og Odin (Fig 2.1.P). Produksjon ventes å komme igang fra disse feltene hhv i 1983 og i 1984. Produksjonsraten vil bli såpass høy at lekkasje av gass inn i hovedfeltet blir stanset kort tid etter produksjonsstart.

Satellittfeltene er både geologisk og reservoarmessig meget lik hovedfeltet (se årsmelding for 1979). Utvinning fra slike forekomster er enkel, og utvinningsgraden kan bli meget høy. For Frigg-feltet ser det ut til at utvinningsgraden kan bli på 80 % eller mer. Dette skyldes at trykket i reservoaret kan senkes uten at store mengder vann trenger inn i reservoaret.

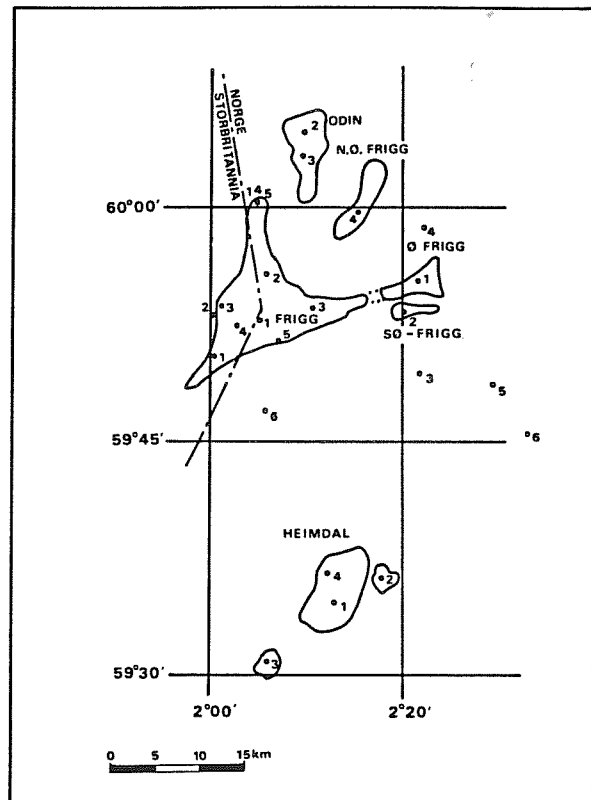
Observasjoner det siste året kan tyde på at vannsonen under gassen er noe mindre enn tidligere antatt. Dette får neppe noen innvirkning på utvinnbare mengder fra Frigg-feltet, og det er uvisst om det vil endre tidspunktet for når kompressorer må tas i bruk.

Utvinningsgraden fra NØ-Frigg og Odin vil neppe bli så høy som for hovedfeltet. For det første vil det ikke være mulig å produsere tilbake all den gassen som vil lekke inn mot Frigg-feltet. I tillegg er høyden på gass-søylen i reservoarene adskillig lavere enn i hovedfeltet og produksjonsraten vesentlig større i forhold til totale reserver. Dermed blir satellittfeltene mer utsatte for vanninnsig enn hovedfeltet.

Reservene i satellittfeltene er så små at det er tvilsomt om de alene kan dekke kostnadene til drift av transportsystemet. Produksjonsperioden til satellittfeltene bestemmes dermed av Frigg-feltet.

FIG. 2.1.P
Friggområdet.

The Frigg area.



Felles utnyttelse (unitisering)

Frigg-feltet er unitisert mellom Norge og Storbritannia med 60,82 % norsk andel og 39,18 % britisk. Myndighetene i de to landene undertegnet i 1976 en traktat om utnyttelse av feltet, og fordelingen ble vedtatt av rettighetshaverne i 1977. Denne omfatter ikke satellittfeltene.

Etter overenskomsten kunne fordelingen tas opp på nytt innen 1981 på grunnlag av tidligere og nye data, eller som følge av produksjonshistorien fra feltet. Ingen av partene ba om nye forhandlinger i 1980. Etter Frigg-traktaten kan refordeling skje ved utløpet av hver fireårs-periode (neste gang innen 1985), eller når som helst det måtte bli påvist tilleggsreserver som er i kommunikasjon med Frigg-reservoaret.

Nordøst-Frigg Utbyggingsplaner

Feltet vil bli utbygget med seks brønner ferdigstilt på havbunnen. Disse skal styres fra en kontrollstasjon som skal plasseres 150 meter fra brønnhodene. En rammekonstruksjon på havbunnen vil foruten brønnhodene og ventiltrærne være utstyrt med en manifold som

vil samle gassen fra de seks brønnene. Gassen skal overføres til Frigg-feltet for prosessering gjennom en 16" rørledning. Hvert av de seks ventiltrærne vil være styrt via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en artikulert kolonne). Det skal benyttes et hydraulisk kontroll- og styringssystem mellom brønnene og kontrollstasjonene. Fjernstyringen av kontrollstasjonen fra Frigg-feltet vil foregå via radiolink. Det vil dessuten sannsynligvis bli lagt en kabel på havbunnen mellom Frigg og NØ-Frigg som reservekommunikasjonssystem.

De seks brønnene vil bli boret fra en halvt nedsenkbar borerigg gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen. Boreplattformen vil også bli benyttet til kompletteringsarbeidet og til installasjon av de seks undervannsventiltrærne og senere til eventuelt vedlikehold av brønnene.

Stålrør til bunnrammen fabrikeres av Noroff, Sandnessjøen, mens brønnhoder og ventiler skal leveres av Kongsberg Våpenfabrikk i samarbeid med et utenlandsk firma. Kontrollledninger vil også bli levert av utenlandske firma. Til produksjonsboring er boreplattformen «Byford Dolphin» chartet, og boring vil begynne høsten 1981. Rørledninger planlegges installert sommeren 1982.

Odin

Utbyggingsplaner

Den valgte utbyggingsløsningen består av en plattform med et fire-bens stålunderstell og et integrert dekk. En halvt nedsenkbar boreplattform skal benyttes som hjelpeplattform i borefasen. Produksjonsplattformen vil kun i begrenset grad være utstyrt med behandlingsutstyr da gassen skal sendes ubehandlet til Frigg-feltet via en 20" rørledning.

Plattformstrukturen vil være dimensjonert for 12 brønner. Vekten ventes å bli ca 4650 tonn. Dekket vil ha en størrelse på 26 × 23 m og vil få en vekt på 3250 tonn inklusive utstyr.

Det planlegges boret 9 produksjonsbrønner, hvorav en brønn skal være i reserve.

Boligkvarteret blir dimensjonert for 20 personer.

Det preliminare prosjekteringsarbeidet er utført og på bakgrunn av dette materialet har man satt ut på anbud det tekniske designarbeidet for stålunderstellet, dekket, boreutstyret og rørledningene. De første konstruksjonskontraktene ventes inngått i 1981.

Anbudsinnyddelse for leie av et halvt nedsenkbar service-fartøy er planlagt sendt ut i februar 1981. Dette fartøyet skal assistere under boreoperasjonene og tjene som lager og boligkvarter.

2.1.6.5 Statfjord-området

Statfjord-området omfatter Statfjord-feltet, 33/9-Alfa og 33/9-Beta (se Fig 2.1.I). Selve Statfjord-feltet ble oppdaget våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt fremlagt, den siste i januar 1980. Feltet er nå besluttet utbygget med totalt tre fullt integrerte plattformer (Fig 2.1.Q).

De totale tilstedeværende mengder olje og gass i feltet var av rettighetshaver opprinnelig anslått til $1033 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $180 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass. Senere beregninger utført av direktoratet antyder $811 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ olje og $142 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ gass. Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret regner en med å oppnå en utvinningsgrad på ca 50 %. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje er $405 \times 10^6 \text{ Sm}^3$ (inkludert britisk del). Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til $48 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ tørr gass og 15 mill tonn NGL. Fordelingen av reservene i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068 % på britisk side og 84,0932 % på norsk side. Dersom det hadde vært ønsket fra noen av partnerne, skulle det her vært foretatt en revurdering av reservene etter fordelingen pr 1.1.81. Neste anledning til refordeling vil være 1.1.83.

Den endelige utbyggingsplanen for Statfjord-feltet ble forelagt Stortinget i St meld nr 58 våren 1980. Meldingen konkluderte med at feltet skulle bygges ut med totalt tre plattformer, samt at oljen skulle ilandføres via bøyelasting på feltet. Det ble ikke tatt standpunkt til utformingen av den siste plattformen (Statfjord «C») eller ilandføringen av gass fra feltet.

I løpet av sommeren 1980 bestemte rettighetshaverne seg for å bygge Statfjord «C» tilnærmet lik Statfjord «B»-plattformen, men med øket behandlingsskapitet. Den totale behandlingsskapitet vil, når Statfjord «C» står ferdig, være i størrelsesorden 35 mill Sm^3 pr år. Samtlige plattformer vil ha utstyr for gass- og vanninjeksjon. For å utnytte denne behandlingsskapitet optimalt, har en lagt vekt på å få plattformene utformet på en slik måte at en for fremtiden kan ta inn eventuell produksjon fra nærliggende felt.

Ilandføringen av gass fra feltet er blitt viet stor oppmerksomhet i løpet av 1980. De alternativer som er blitt vurdert, er ilandføring til Storbritannia via det britiske samlerørssystemet, til kontinentet via Ekofisk-anleggene og til kontinentet via Norge (Kårstø eller Mongstad) og videre via Ekofisk.

Det som spesielt vanskeliggjør valget av

ilandføring er tidsaspektet, da rettighetshaverne ser det som ønskelig å komme igang med salg av gass innen årsskiftet 1985/86. Direktoratet har i sine vurderinger spesielt lagt vekt på at den ilandføringsløsning som blir valgt kan tilpasses en framtidig koordinert gasstransport-løsning.

Produksjonen fra Statfjord-feltet kom i gang 24.11.79. Produksjonserfaring og opplysninger fra nye produksjonsbrønner i 1980 har dermed økt vår kunnskap om feltet betydelig. Ennå er imidlertid feltutbyggingen såvidt kommet i gang, og oppfatningen av forekomsten kan komme til å endre seg raskt i årene som kommer.

Boring av produksjonsbrønner i 1980 viser at kartleggingen av forekomstene er forbundet med stor usikkerhet. Totalreservene er uendret, mens det ser ut til at det underste reservoaret (Statfjord-formasjonen) kan bli noe redusert i forhold til det øverste (Brent-formasjonen). Siden all gass fra Brent-formasjonen skal injiseres i Statfjord-formasjonen, kan dette bety at Statfjord-formasjonen blir fortere fylt med gass. Det kan dermed bli nødvendig å injisere gass også i Brent-formasjo-

nen. Det trengs 2-3 års produksjonserfaring før det kan fastslås hvilken virkning gassinjeksjon vil ha på utvinningsgraden, og dermed hvor mye gass som kan injiseres uten problem.

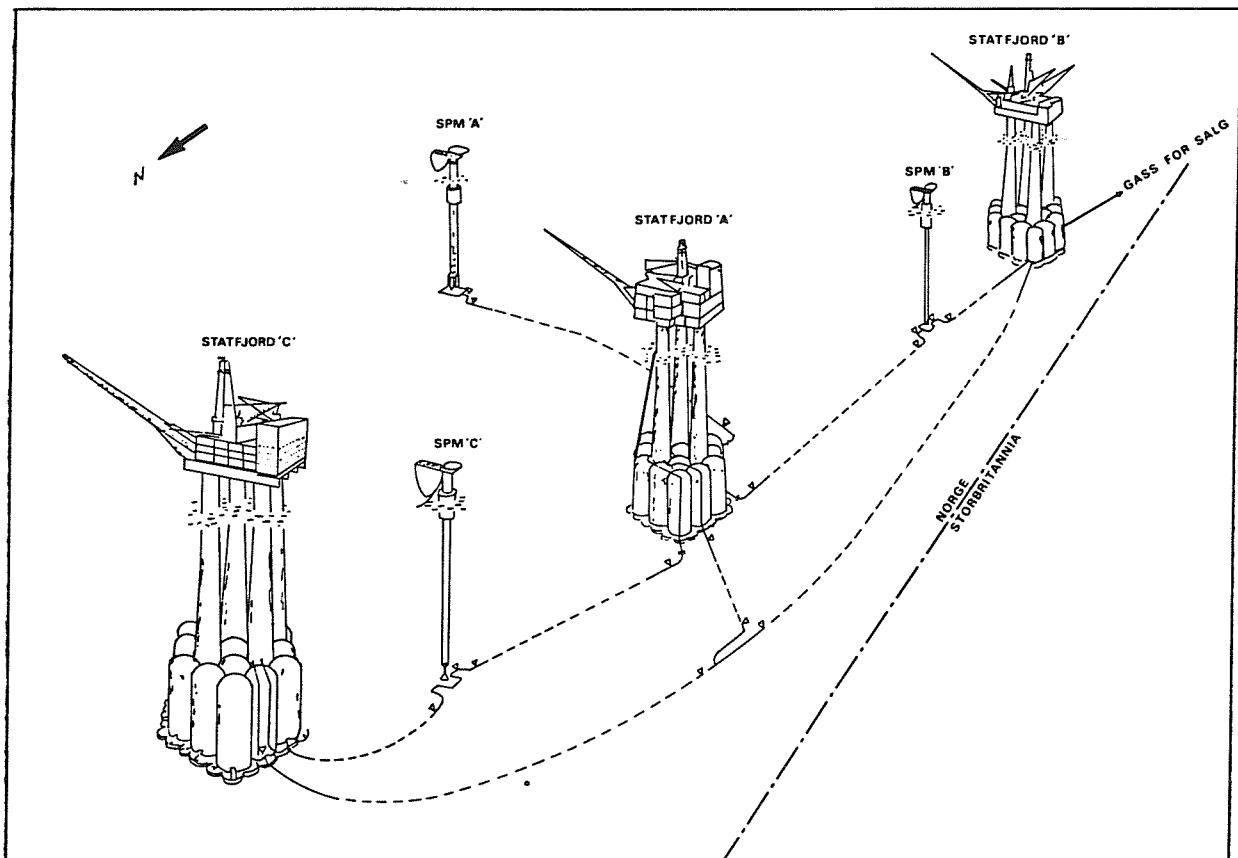
Gassinjeksjon i Statfjord-reservoaret vil ha en positiv, men tidsbegrenset virkning på oljeutvinningen. På grunnlag av omfattende reservoarstudier i 1979 og 1980, besluttet rettighetshaverne å gå inn for salg av gass fra 1986. I avtaler om salg av gass er det anbefalt å ta med klausuler som gjør det mulig å injisere gass i den utstrekning dette er hensiktsmessig fra et ressursmessig synspunkt. Det foreligger også en risiko for at gass-salg kommer i gang senere enn strengt tatt ønskelig, og Oljedirektoratet vil legge vekt på at de ulempene dette medfører minimaliseres gjennom den videre planlegging.

I henhold til den utviklingsplanen som ble godkjent av Stortinget i 1976, skulle gass injiseres allerede fra begynnelsen av. Som omtalt så var ikke injeksjonsutstyret klart til bruk før i juni 1980. De gassmengdene som totalt er blitt Brent innen utgangen av 1980, 500 mill Sm³, kan innebære at oljeutvinningen blir noe redusert.

FIG. 2.1.Q

Ekstisterende og planlagte installasjoner på Statfjord-feltet.

Existing and planned installations on the Statfjord field.



Ellers er det i 1980 ikke kommet opplysninger som gjør det nødvendig å endre beregningene over utvinning av Statfjord-feltet.

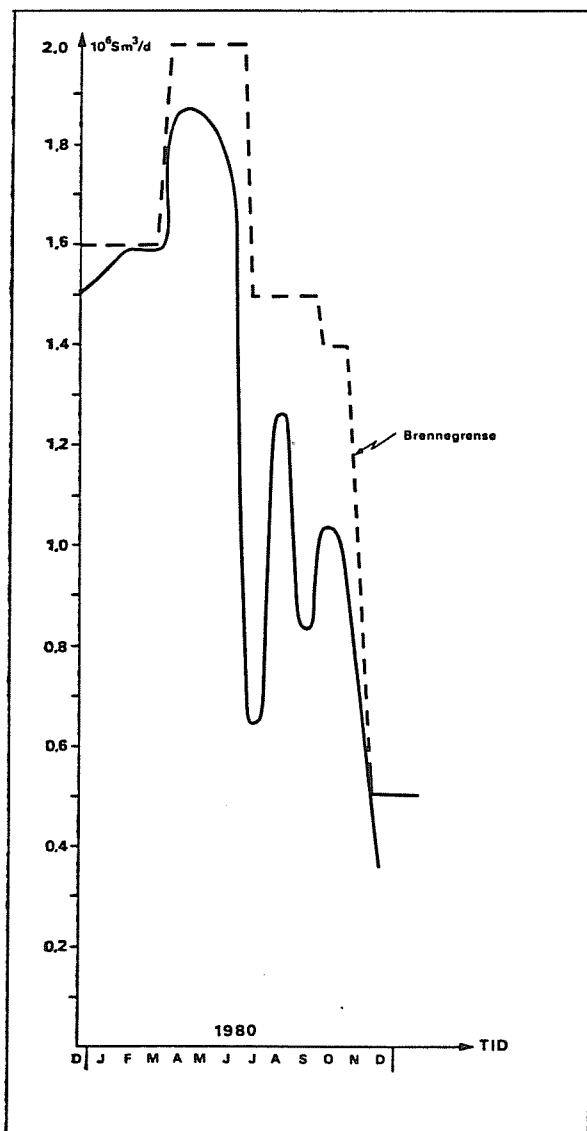
Brenning av gass Statfjord «A»

Da Statfjord «A» plattformen var klar for produksjon november 1979, var ikke systemet for injeksjon av assosiert gass fullført. Det ble da anslått at det ville ta ca 6 måneder å fullføre disse systemene. Tillatelsene til oljeproduksjon ville derfor medføre at det måtte gis tillatelse til å brenne all assosiert gass i dette tidsrommet.

For å komme igang med oljeproduksjonen, samt foreta den nødvendige innkjøring av oljebehandlingsanleggene, ble det vedtatt å gi tillatelse til produksjon under forutsetning av

FIG. 2.1.R
Brenning av gass på Statfjord «A».

Gas flared on Statfjord «A».



at den assosierte mengde gass som måtte brennes, ikke oversteg 1,6 mill Sm³ pr døgn i gjennomsnitt (Fig 2.1.R). Den oljemengden som da ble produsert var beregnet til å være minimumsmengden som anlegget kunne behandle under normale operasjonsbetingelser. Fra 1.4.80 gav imidlertid Olje- og energidepartementet, etter søknad fra rettighetshaver, tillatelse til å øke mengden gass brent fra 1,6 til 2 mill Sm³ pr døgn i gjennomsnitt. Da fullførelsen av injeksjonssystemet ble forsinket og de første forsøkene på injeksjon ikke startet før i juni, ble tillatelsen på 2 mill Sm³ pr døgn i juli redusert til 0,5 i midten av november da injeksjonssystemene ble ansett å operere normalt. Brent gass i prosent av total gassproduksjon er vist i Fig 2.1.S.

De totale mengder gass som er brent fram til normal drift startet i november, 562 mill Sm³ utgjør betydelige energimengder. Deres utstyret for injeksjon av gassen hadde vært mekanisk ferdigstilt på et tidligere tidspunkt, ville mengden kunne vært redusert betydelig. Sammenlignet med igangkjøring av injeksjonssystemer andre steder internasjonalt, må imidlertid igangkjøringen på Statfjord «A» sies å være meget tilfredsstillende og brenningen av gass i den forbindelse moderat.

2.1.6.6 Murchison

Murchison-feltet ble oppdaget i august 1975. Feltet ligger på grenselinjen mellom Storbritannia og Norge og i de samme geologiske formasjoner som Brent-reservoaret i Statfjord-feltet.

Utbygging av feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. Lisens 037-gruppen erklærte feltet drivverdig sommeren 1977 og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978.

De totale mengder olje og gass i feltet er beregnet til henholdsvis 117×10^6 Sm³ olje og $6,1 \times 10^9$ Sm³ gass. Det er beregnet å kunne oppnå en utvinningsgrad på ca 45 % ved hjelp av assistert utvinning. Vann vil bli injisert over hele feltets levetid, mens gass vil bli injisert de første 5 årene.

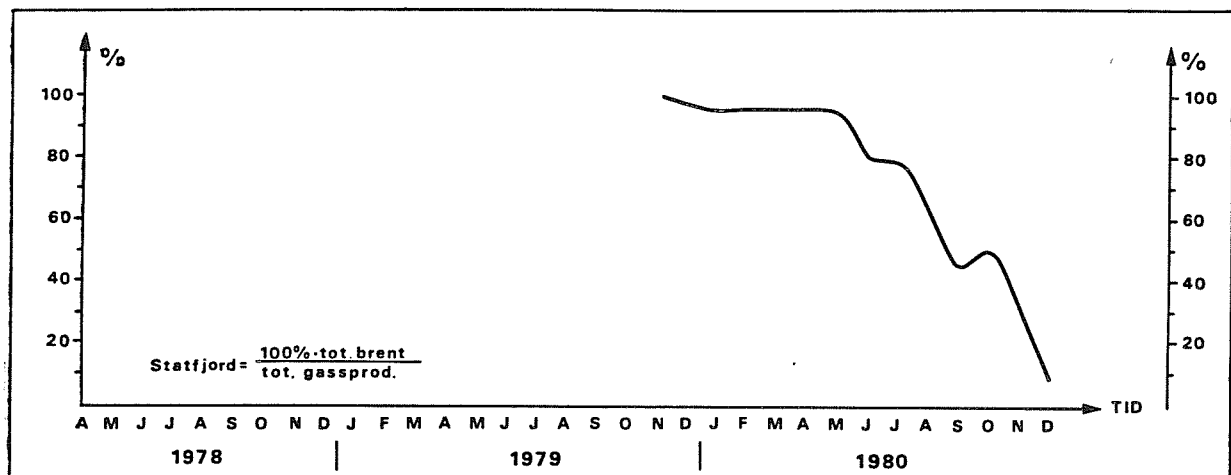
Den 5.4.79 ble det inngått avtale mellom britiske og norske rettighetshavere om felles utnyttelse av feltet. Avtalen fastsetter norsk andel til 16,25 %.

Feltet er bygget ut med en integrert bore-, produksjons- og boligplattform med understell av stål (Fig 2.1.T). Fra selve plattformen skal det bores 10 produksjonsbrønner og 12 injeksjonsbrønner: 10 for vann og 2 for gass. I tillegg er det installert 3 undersjøiske brønn-

FIG. 2.1.S

Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon på Statfjord «A».

Percentage average flared gas out of total gas production on Statfjord «A».



kompletteringer, 2 for oljeproduksjon og 1 for vanninjeksjon.

Plattformen er planlagt å kunne produsere en maksimum mengde på 150 000 fat olje pr døgn med et årlig gjennomsnitt på ca 130. Oljen som blir produsert inneholder vesentlige mengder NGL, som sammen med oljen blir transportert i rørledning via Cormorantfeltet til Sullom Voe på Shetland hvor NGL blir utskilt.

Utviklingen av feltet har stort sett gått som planlagt, og produksjonen kom igang 28.9.80 fra to brønner som ble ferdigstilt på havbunnen mens plattformen ble installert. Gassinjeksjonsbrønnen er fjerde brønn som bores fra plattformen. Inntil denne er ferdig våren 1981 må all produsert gass brennes. Dessuten er det forsinkelser i bygging av NGL-fraksjonsanlegget i Sullom Voe på Shetland. Oljerørledningen kan i mellomtiden bare transportere stabilisert råolje, slik at også all NGL må brennes på feltet. Det er uvisst når anlegget i Sullom Voe blir ferdig. Forsinkelsen er allikevel stor nok til at NGL-reservene på Murchison blir noe redusert. Det er foreløpig ikke klart om Statfjord-formasjonen inneholder drivverdige petroleumsmengder. Det er forutsetningen at gass-injeksjonsbrønnen vil bli boret gjennom Statfjord-formasjonen høyt på strukturen for å klarlegge dette. Det som måtte være av petroleum i denne formasjonen vil i alt vesentlig ligge på norsk side.

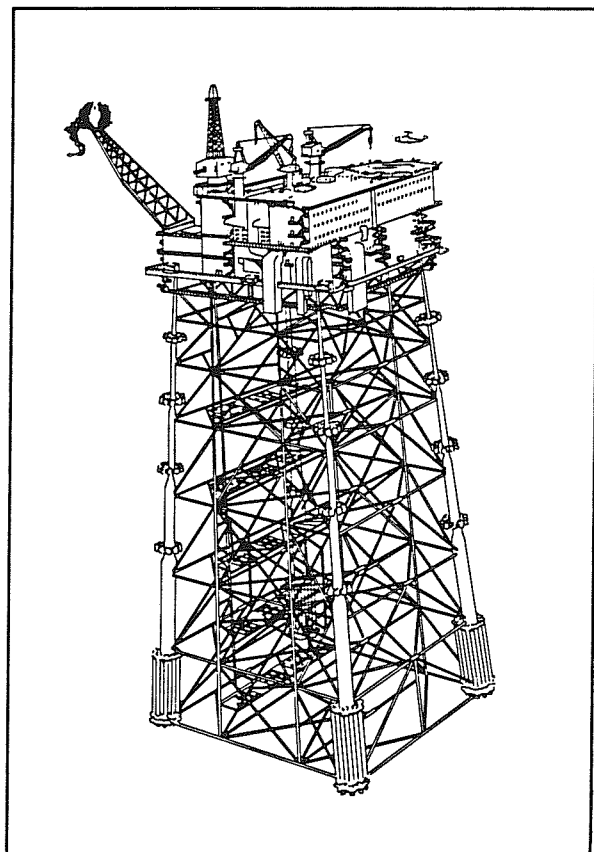
Det pågår fortsatt drøftinger med Shell/Esso om tilkøpling til FLAG-systemet for gasstransport. Det pågår videre drøftinger med BGC om priser og kvanta. Shell/Esso vil akseptere at gassen fra Murchison og Thistle

blir transportert i FLAG-systemet, men man vil produsere i 2 år med start i 1981 før man vet hvor mye ledig kapasitet det vil være i ledningen til de nevnte felt. Så lenge Shell således ikke kan garantere transport, kan hel-

FIG. 2.1.T

Installasjon på Murchison.

Installation on Murchison.



ler ikke Conoco garantere reserver til å fylle ledningen.

2.2 SIKKERHETSMESSIG KONTROLL

2.2.1 Generelt

Den sikkerhetsmessige kontrollen foretas når et anlegg planlegges, konstrueres, bygges, installeres og opereres. Kontrollen utføres med det siktemål at det er primært operatørens interne kontroll som skal undersøkes. Oljedirektoratet kontrollerer i denne forbindelse operatørens prosedyrer, organisasjonsfunksjoner, dokumentasjon og de fysiske installasjoner.

Utgangspunktet for kontrollen er Lov om arbeidervern og arbeidsmiljø av 4.2.77, Forskrifter om arbeidervern og arbeidsmiljø m v i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumforekomster gitt ved kgl res av 1.6.79 i medhold av arbeidsmiljølovens § 2 nr 3 første ledd, kgl res av 3.10.75 om sikkerhet m v for undersøkelse og boring etter undersjøiske petroleumforekomster, kgl res av 9.7.76 vedrørende sikkerhetsforskrifter for produksjon m v av undersjøiske petroleumforekomster samt regler og retningslinjer som i hovedsak er utarbeidet av Oljedirektoratet. I beretningsperioden er der bl a utarbeidet retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter.

I 1980 er nye konsepter for produksjonsanlegg blitt vurdert. I denne forbindelse arbeides det med å finne fram til en optimal kontrollordning hva angår bruk av offentlige kontrollressurser og hensiktsmessig fordeling av kontrollansvar.

Også i 1980 har en arbeidet med å finne frem til en fullgod kontrollordning når det gjelder dykkeaktiviteten, enten det dreier seg om vanlig dykking eller dykking med ubåter.

Oljedirektoratets godkjenningsprosedyrer er under revisjon for å sikre at de sikkerhetsmessige sider ved utbygging og drift blir forsvarlig ivaretatt, og for at operatører skal ha en klar forståelse av hvorledes godkjenningsprosessen foregår. Disse er nå ute til høring.

2.2.2 Rettighetshavers internkontrollplikt.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden erfart at uttrykket egenkontroll blir misforstått og har derfor erstattet dette med uttrykket internkontroll.

Rettighetshavers internkontroll er å kontrollere, og om nødvendig pålegge iverksettelse av tiltak for å sikre at planlegging, konstruksjon, bygging, installering og drift foregår på en forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lover og forskrifter.

I forbindelse med de retningslinjer som ble

gitt ut for rettighetshavers internkontroll, ble de selskaper som hadde konkrete prosjekter på gang i 1979 bedt om å sende inn en overordnet beskrivelse av selskapets system for internkontroll innen januar 1980.

Disse beskrivelsene er evaluert av Oljedirektoratet og videre arbeid med kontrollsystemene er på gang i alle selskapene.

Ved behandlingen av beskrivelsene og i den daglige kontroll av selskapenes aktiviteter, er det i økende grad trukket inn underliggende kontrollsystemer som: kvalitetssikringssystemer, vedlikeholdssystemer, driftskontrollsystemer, opplæringsystemer osv.

Det arbeid som er igang innen internkontroll hos samtlige selskaper ser ut til å ha bidratt positivt i sikkerhetsarbeidet i de forskjellige organisasjoner. Oljedirektoratet ser det som viktig å følge opp denne positive tendensen og videreutvikle også direktoratets kontrollmetoder basert på disse erfaringene.

Oljedirektoratet har invitert oljeselskap, fagorganisasjoner, departementer og andre direktorater til å bidra til en revisjon av retningslinjene for internkontroll. Disse vil foreligge i en revidert utgave medio 1981.

2.2.3 Kvalifikasjonskrav

Sikkerheten for den enkelte arbeidstaker på de faste installasjoner er bl a avhengig av at det reageres og handles riktig ved kritiske situasjoner. En avgjørende faktor er at operasjonene utføres av personell med høy faglig standard og at opplæring i havarivern, brannbekjempelse, førstehjelp osv gis den enkelte på en betryggende måte.

Leiroutvalg II, som vurderer utdanningsbehovene for personell som tjenestegjør på produksjonsanleggene i Nordsjøen, er ferdig med sitt arbeid. En samlet innstilling vil omfatte:

- sikkerhetsopplæring
- vernepersonelloplæring
- driftspersonelloplæring
- produksjonsborepersonelloplæring
- elektrodriфтspersonelloplæring
- vedlikeholdspersonelloplæring
- automasjonspersonelloplæring
- opplæring av ledende og administrativt personell

er nå avlevert Kirke- og undervisningsdepartementet.

Med hjemmel i kgl res av 9.7.76 er Oljedirektoratet delegert myndighet til å fastsette kvalifikasjonskrav til personell som arbeider på de faste installasjonene på kontinentalsokkelen.

Med bakgrunn i forslag fra Leiroutvalg II, har direktoratet overfor operatørselskapene

gitt retningslinjer om grunnleggende sikkerhetsopplæring, opplæring av produksjonsborepersonell, opplæring av driftspersonell og opplæring av helikoptervakter.

Fra høsten 1979 økte boreaktiviteten på norsk sokkel. Etterspørselen etter kvalifisert borepersonell tilsa at utdanningstempoet måtte økes ut over det som var mulig i offentlig regi. Direktoratets innstramming i adgangen til dispensasjoner fra kvalifikasjonskravene, medførte at en rekke kurs for borepersonell ble startet i privat regi fra våren 1980. En plan for avvikling av dispensasjoner er utarbeidet, og gjennomføringen av denne er ved årsskiftet 1980/81 i rute, slik at når det gjelder

- boredekksmenn – skal samtlige være kvalifisert
- tårnmenn – skal samtlige være kvalifisert
- ass. boreere – skal den planlagte utdannelsen være avviklet innen 31.12.81
- boreere – skal samtlige være kvalifisert. Et fåtall, med lang praksis i stillingen, holder på å avslutte den utdanning som er krevet
- ass. boresjefer/
boresjefer – skal samtlige være kvalifisert innen 31.12.81. Eventuell dispensasjon er betinget av gjennomføring av planlagt utdanning innen dette tidspunkt.

Utdanningskapasiteten innenfor grunnleggende sikkerhetsopplæring har i 1980 bedret seg vesentlig. Men på bakgrunn av det store akkumulerte behov, er det ennå en del personell som mangler full opplæring.

Dette gjelder spesielt personell som allerede har arbeidet på installasjonene en tid.

2.2.4 Produksjons- og hjelpesystemer

2.2.4.1 Elektro

1980 var et år med stor aktivitet også med hensyn til bygging og drift av elektriske anlegg.

Mest tidkrevende har vært kontroll av anleggene på Statfjord «B», Hod-Valhall og utvidelsene på TCP-2 på Frigg.

På Ekofisk har det også vært en del nyanlegg som har tatt mye tid. Det har vært problemer med å utføre så mye driftsinspeksjoner som ønskelig i beretningsperioden og

dette skyldes i første rekke bemanningssituasjonen.

Ved siden av kontrollarbeidet har det vært drevet en aktiv virksomhet med hensyn til informasjon og rådgiving. Dette regner en med vil vise seg å være vel anvendt.

Revisjon av forskriftene har også vært foretatt og spesielt bør nevnes arbeidet med utarbeidelse av retningslinjer/forskrifter for områdeklassifisering som vil bli ferdigbehandlet i 1981.

I tillegg blir det stadig mer aktuelt å bruke elektrisitet under vann. Dette har gjort det nødvendig å prøve å komme fram til brukbare forskrifter også på dette området. Oljedirektoratet har her et godt samarbeid med britiske myndigheter og vi håper å ha et forslag til forskrifter ferdig medio 1981.

Kvalifikasjonskravene for elektrofolk har også vært oppe til revisjon i 1980. I Norges Vassdrags og Elektrisitetssvesens forskrifter for elektriske anlegg er det tatt inn et nytt punkt som gir britiske elektrikere anledning til, på visse betingelser, å arbeide på norsk kontinentalsokkel.

2.2.4.2 Sikringssystemer

Kontrollen omfatter systemene for aktiv og passiv brannsikring, prosess-sikring, nødavstengningssystemer og gassutslippssystemer.

I konstruksjons- og byggefasen har kontrollen vært mest konsentrert om Valhall og Statfjord «B». For plattformer i driftsfasen er det lagt mer vekt på oppfølging av selskapenes vedlikeholds- og testrutiner.

Ulykke under bøyelasting på Statfjord «A»

Ulykken under lasting på Statfjord «A» den 21. august 1980 har vært viet spesiell oppmerksomhet. Oljetankeren «Polytraveller» var tilkoblet lastebøyen (Fig 2.2.A) og en var nesten ferdig med lastingen da trossen som fortøyer skipet til lastebøyen brast. Tankerens automatiske frikoplingssystem ble straks aktivert, men under frikoblingen sprutet en del olje ut fra lasteslangen og gnister ble antagelig dannet da kjettingen ble frigjort og raste ut over skipets baug. Brann oppstod umiddelbart og det var kraftig røktvikling. Etter ca 15 minutter var brannen under kontroll og den ble fullstendig sløkket etter ca 40 minutter.

Ulykken førte til at ett av besetningsmedlemmene omkom og en ble skadet.

En rekke studier/analyser er utført og under bearbeiding og flere forbedringer av laste- og fortøynings-systemene er utført og planlagt. Blant annet er en annen type trosse tatt i

bruk, inspeksjon og vedlikehold av systemene er intensivert, og prosedyrer og rutiner for lasteoperasjonen er innskjerpet.

2.2.4.3 Mekanisk utstyr

Kontrollarbeidet i design og byggefasen av de nye feltene slik som Nord Øst Frigg, Valhall og vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk er i det vesentlige blitt gjennomført med eget personell.

Kontrollen av vedlikehold og injeksjon i driftsfasen er rettet mot selskapenes interne kontroll av arbeidet og systemene.

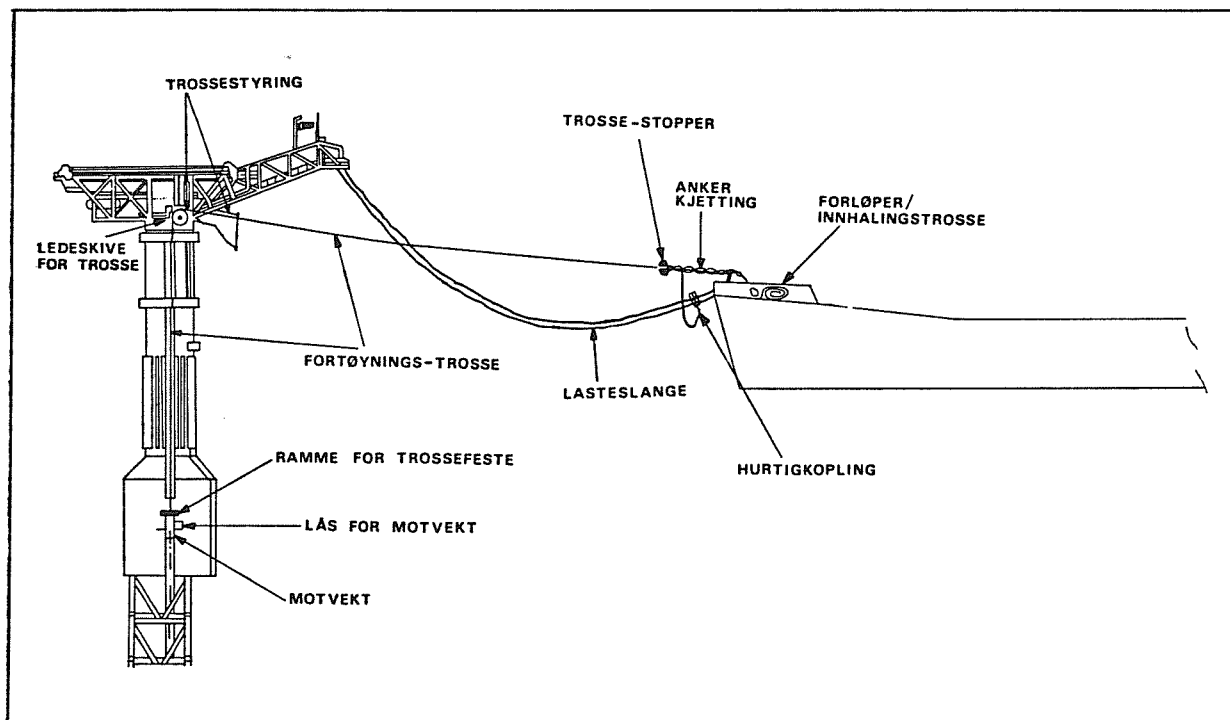
En del låser for sikkerhetsventilen i produksjonsstrengen (down hole safety valve) sviktet i begynnelsen av året. Det ble utført omfattende undersøkelser for å finne årsaken til dette, og få rettet på forholdene.

Undersøkelsen viste at konstruksjonen av enkelte typer av låser var slik at spesielle kombinasjoner av uheldige omstendigheter kunne få låsen til å svikte.

Det viste seg også at installasjonsoperasjonen og tilknyttede prosedyrer hadde stor betydning. Det er lagt ned et betydelig arbeide fra Oljedirektoratet, leverandører og operatørenes side for å rette på forholdene. Konstruksjonsendringer er foretatt, låser er skiftet, administrasjons- og vedlikeholdsrutiner er endret.

FIG. 2.2.A
Bøyelasting på Statfjord «A».

Offshore loading on Statfjord «A».



2.2.5 Boring

Undersøkelles- og avgrensingsboring

Det ble i 1980 gitt 36 boretilatelser. 28 av disse er undersøkelsesborehull, mens 8 er avgrensingsborehull på strukturer hvor det er påvist hydrokarboner tidligere.

Det har vært høy aktivitet i hele 1980, med 10–13 flyttbare boreplattformer i operasjon kontinuerlig. Ved utgangen av 1980 var 13 mobile boreplattformer i virksomhet på norsk kontinentalsokkel.

På Svalbard har Norsk Polarnavigasjon A/S arbeidet ca 1½ måned med videre boring i Berzeliusdalen. De har også foretatt opprydning på Haketangen etter tidligere boringer.

Det har vært problemer med å få gjennomført så mange driftsinspeksjoner som ønskelig. Dette skyldes en kombinasjon av bemanningssituasjonen og høyt antall borerigger i drift.

Uregelmessigheter under boring

Innen undersøkelses- og avgrensingsboring har man i beretningsperioden erfart flere utilsiktede innstrømninger av formasjonsvæske/gass i borehullet. Flere har imidlertid blitt oppdaget raskt og kontrollert på vanlig måte ved hjelp av sikringsutstyret. Fem tilfeller bør likevel nevnes som spesielt kritiske situasjoner, hvorav én resulterte i ukontrollert utblåsning.

Torsdag 21. august 1980 inntraff en grunn gassutblåsning på brønn 34/10–10 under boring med borefartøyet Nordskald. Boreriggen

ble trukket unna hullet v h a ankervinsjene. Senere ble boreplattformen Borgny Dolphin forfalt over den blåsende brønnen i et forsøk på å stanse utblåsningen. Etter flere dagers anstrengelser ble brønnen drept onsdag 24. september. Gassutblåsningen hadde da pågått i 34 dager. Brønnen ble deretter plugget med sement og endelig forlatt torsdag 2. oktober 1980.

Under boring av brønn 35/3-2 fikk man også problemer med grunn gass. Avledningssystemet ble tatt i bruk, men man brukte likevel 4 dager på å få full kontroll med brønnen.

Under boring av brønn 30/4-2 fikk man en kraftig utilsiktet innstrømning av formasjonsvæske. Innstengningstrykket ble så høyt at man istedenfor å sirkulere ut gassen/væsken på normal måte, valgte å pumpe alt tilbake til formasjonen. Etter 5 dager var brønnen stabilisert.

På brønn 35/8-1 har man hatt 2 kraftige utilsiktede innstrømninger av formasjonsvæske. Begge ble kontrollert med hjelp av sikringsutstyret, men det tok likevel 4 dager å stabilisere brønnen i hvert tilfelle.

Produksjonsboring

Det har også i 1980 vært stor aktivitet på de faste plattformene. På Ekofisk har 7-8 bore-rigger vært i drift, mens det har vært boret med 1 rigg på Statfjordfeltet. I tillegg har det vært økende aktivitet m h t vedlikehold av produksjonsbrønnene i Ekofiskområdet.

Oppfølging av vedlikeholdsarbeider utgjør en stadig større del av kontrollarbeidet innen produksjonsboring.

Aktivitet i 1980 med hensyn til produksjonsboring og vedlikehold fordeler seg på følgende felter:

	Boring		Vedlikehold For 1980
	For 1980	Totalt	
Ekofisk	2	50	15
Eldfisk	7	29	1
Albuskjell	6	19	-
Tor	1	12	2
Edda	5	10	-
Cod	-	8	-
W Ekofisk	-	12	-
Frigg (norsk)	-	24	1
Statfjord	5	9	-

Ekofisk

Det har vært boret 2 brønner på Ekofisk-feltet i 1980. 7 av 11 tilleggsbrønner er dermed ferdig boret.

Eldfisk

På Eldfisk er 7 brønner boret i 1980. 29 brønner er ferdigboret. Totalt antall brønner er redusert fra 48 til 43. «A»-plattformen har 1 brønn igjen, mens «B»-plattformen har 11.

Albuskjell

6 brønner har blitt boret på Albuskjell i 1980. Totalt er det nå boret 19 brønner.

Tor

1 brønn er boret i tillegg til de 11 som er boret tidligere. Boringen avsluttes med denne brønnen og den 13. brønnen utsettes til avgjørelsen m h t vanninjeksjon på feltet er tatt.

Edda

Det har også i 1980 vært boret 5 brønner på Edda slik at det totalt er boret 10 brønner. Boringen er avsluttet etter 10 brønner istedet for 13. 3 av de 10 borede brønnene har blitt plugget og forlatt etter å ha blitt klassifisert som tørre brønner.

Statfjord

I søndre skaft er det boret 4 brønner, derav en for gassinjeksjon.

I nordre skaft er det boret 5 brønner, derav en for gassinjeksjon.

Tillatelse til samtidig boring og produksjon i samme skaft på Statfjord «A» ble gitt av Oljedirektoratet den 2. juni 1980, men samtidig boring og produksjon startet ikke før 8. november 1980.

Problemer under boring

I beretningsperioden har man ikke hatt større problemer innen produksjonsboring. En har imidlertid hatt flere mindre tilfeller av utilsiktet innstrømning av formasjonsvæske/gass i borehullet som er blitt brakt under kontroll på vanlig måte.

2.2.6 Driftskontroll

Seksjon for driftsinspeksjon har i det inneværende år i det vesentlige vært engasjert i vurdering og oppfølging av rettighetshavers inspeksjonsprogram og gjennomføring av det nyetablerte internkontrollsystem. Kontrollen omfatter faste primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskipningsanlegg samt undervannsrørledningssystemer i driftsfasen.

Seksjonens inspektører har gjennomført jevnlig offshore inspeksjoner med bl a det

formål å etterkontrollere rettighetshavers interne kontrollsystem. Likeledes er utført visuelle inspeksjoner så vel over som under vann av strukturer og undervannsrledningssystemer.

2.2.7 Dykking

Dykkeaktiviteten på norsk sokkel har i 1980 vært av omtrent samme omfang som året før. På årsbasis har det vært ca. 145 000 mann/timer i metning.

I 1980 har det ikke vært noen alvorlige ulykker i forbindelse med dykkeoperasjoner på norsk sokkel.

Oljedirektoratet har utført over 50 inspeksjoner av dykkesystemer, hvorav en del utenfor norsk kontinentalsokkel. Siden slutten av 1979 har Oljedirektoratet på vegne av Sjøfartsdirektoratet inspisert dykkesystemene på norske skip, flyttbare boreplattformer m v, utenfor norsk kontinentalsokkel.

Det har videre vært utført en del inspeksjoner på systemer under bygging. Med tanke på eventuell senere bruk på norsk sokkel, ønsker brukerne at systemene blir levert slik at de oppfyller de kravene som stilles av norske myndigheter. Dykkesystemene som opererer på norsk sokkel i dag har et teknisk akseptabelt nivå. Inspeksjonene vil i tiden framover bli mere rettet mot det operasjonelle.

1.4.1980 ble det fastsatt bestemmelser for dykkere som bl.a. begrenser den tiden dykkerne kan oppholde seg i vann, samt de perioder dykkerne kan være utsatt for et angivende trykk på mer enn en atmosfære.

Våren 1980 ble det fastsatt kvalifikasjonskrav til dykkere som skal delta i dykkeoperasjoner hvor dykkeklokke benyttes. Samtidig ble det iverksatt en sertifiseringsordning for klokkedykkere. Oljedirektoratet har pr. 31.12. 1980 utstedt 1340 klokkedykkersertifikater. Ca. 10 % av de innsendte søknadene har blitt avslått. Alle som i dag arbeider som klokkedykker på norsk sokkel har sertifikat.

Utarbeidelse av kvalifikasjonskrav for dykkerpersonellet har vært foretatt i nært samarbeid med de britiske myndigheter. Det er forberedt en avtale om gjensidig godkjenning av dykkesertifikater mellom de to lands myndigheter. Denne ordningen ønsker også Frankrike å slutte seg til.

Det blir lagt stor vekt på arbeidet med internasjonal harmonisering av forskrifter. Av fora som benyttes kan nevnes European Diving Consultative Organization (EDTC), Intergovernmental Maritime Consultative Organization (IMCO) og ILO.

Som antydning i fjorårets årsberetning, kunne det ventes en økning i bruken av en-atmo-

sfære bemannede undervannsfarkoster. Seks borerigger på norsk sokkel har nå slikt utstyr og to til ventes i begynnelsen av 1981. Det er ennå ikke formelt avklart hvem som skal ha kontrollansvaret for disse farkoster. Alt utstyret som er i bruk på norsk sokkel, har imidlertid vært inspisert av Oljedirektoratets inspektører. Det er pr i dag ikke fastsatt forskrifter for denne form for dykking. Oljedirektoratet har ferdig utarbeidet et forslag til slike forskrifter, men i påvente av ovennevnte avklaring er arbeidet med disse ikke kommet videre.

Oljedirektoratets «Midlertidige forskrifter for dykking på den norske kontinentalsokkel», ble fastsatt 1.7.1978. Forskriftene ble endret 1.4.1980. Et omfattende arbeid er igang med å oppdatere og forbedre forskriftene. Andre offentlige institusjoner som har et ansvar for dykking er trukket med i dette arbeid. Ansvarsavgrensning og harmonisering er en kontinuerlig prosess. Dette arbeid har imidlertid vist seg å være mere komplisert og ta mere tid enn antatt.

De fremtidige utbygginger av felter på større dyp vil sette store krav til utstyr og personell. For å oppnå en mest mulig sikker gjennomføring av operasjoner på dette område, vil det være nødvendig å følge opp utviklingen av undervannsteknologi.

2.2.8 Opprydding av havbunnen i Nordsjøen

Oljedirektoratet ble tillagt administrasjonen av prøveprosjektet «Opprydding av havbunnen i Nordsjøen». Provedprosjektet er nærmere beskrevet i St prp nr 72 (1979-80).

Oppryddingen startet opp 19. mai og ble foreløpig avsluttet i begynnelsen av oktober. Etter den tid var en tråler engasjert tre uker i november.

Fire trålere, ett kartleggingsfartøy og ett fartøy for visuell inspeksjon var engasjert. Hovedtyngden av arbeidet ble utført av trålerne, og Oljedirektoratet er godt fornøyd med denne oppryddingsmetodens effektivitet. I prøveprosjektet har en fått opp ca 250 tonn etterlatenskaper. Omtrent halvparten av dette var vaier av forskjellige dimensjoner. For prosjektet er det utarbeidet en rapport som gir en oversikt over prosjektets framdrift og funnene.

Provedprosjektet har hatt en styringskomité hvor Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet, Noregs Fiskarlag og Norsk Industriforening for Operatørselskaper samt Sjøkartverket var representert.

Administrasjonen av prosjektet har medført betydelig mer arbeid for Oljedirektoratet.

De områdene man har ryddet – ca 2000 km² – var klart forsøpelt, og selv om de metodene som ble benyttet blir betegnet som effektive, kan en ikke gi noen garanti for at det fremdeles ikke ligger gjenstander igjen. Hovedtyngden av forsøplingen skulle imidlertid være fjernet, og fiskerienes forhold innenfor de oppryddede områder burde være klart forbedret. Dette har en fått flere indikasjoner på.

2.2.9 Rørledninger

Det er nå ialt installert 1800 km rørledning i forbindelse med virksomheten på den norske kontinentalsokkelen.

Fordelingen av rørledningene er slik:

Ilandføring:

– Ekofisk–Emden	492 km (915 mm ledning)
– Ekofisk–Teesside	345 km (864 mm ledning)
– Frigg–St. Fergus	363 km (813 mm ledning)

Ialt	<u>1150 km</u>
------	----------------

Mellom anlegg på sokkelen: 650 km.

I summen er også tatt med 70 km (2 × 35) rørledninger fra Valhall til Ekofisk som er lagt i beretningsperioden. Denne ledning er ikke ferdigstet.

Vesentlige skader fra fiske eller skipstrafikk er ikke oppdaget. En har heller ikke hatt lekkasjer i transportsystemet. Naturlig tilbakedekking av grøftene foregår som forutsatt.

2.2.10 Arbeidsforhold

I løpet av 1980 har andelen norske arbeidstakere på de faste installasjoner steget til ca 84 %.

Skiftplanene for de enkelte selskaper skal innsendes Oljedirektoratet for godkjenning. Etter at direktoratet har kontrollert at de forutsetninger som arbeidsmiljøloven krever foreligger, blir planen godkjent. Kontroll med hvorvidt forskriftenes bestemmelser blir fulgt, foregår ved kontakt med arbeidsgivere og arbeidstakerorganisasjoner, ved oppfølging av månedlig rapportering og ved inspeksjon ved selskapenes kontorer. På installasjonene foregår kontrollen ved jevnlig inspeksjoner og samtaler med ledelsen, verneombud og tillitsmenn. Hittil synes opplegget å ha fungert tilfredsstillende.

Når det gjelder skiftordninger i bruk på sokkelen varierer disse i hovedsak fra 8/8 til 16/21. Sett i forhold til antall arbeidstakere er det en klar sentrering mot 14 dagers oppholdsperioder. Videre viser tendensen at de lange avspæringsperiodene fordeles på hver enkelt periode, f eks 14 på 21 av eller 16 på 24 av.

Gjennom lengre tid har det pågått en dialog mellom Oljedirektoratet og selskapene på sokkelen om hvilket personell som etter arbeidsmiljølovens § 41 a skal klassifiseres som såkalt «ledende personell» og således unntas fra arbeidstidskapitlet i loven. Dette synes nå på det nærmeste å være avklart.

2.2.11 Arbeidsmiljøfaktorer

Arbeidsmiljøloven legger opp til en forbedring av miljøstandarden på arbeidsplassene. I loven er det fastsatt hvordan arbeidet med å bedre miljøet skal drives og hvilke krav arbeidsmiljøet skal tilfredsstillere.

Virksomheten skal selv avdekke og løse sine miljøproblemer, og den enkelte operatør har hovedansvaret for at loven blir etterlevd.

Det er neppe mulig i en lov å konkretisere de enkelte arbeidsmiljøkrav i detalj. Loven må nødvendigvis inneholde skjønnsmessige kriterier. Den peker imidlertid på de arbeidsmiljøfaktorer som virksomheten må ta hensyn til. Disse faktorer må vurderes både enkeltvis og samlet med henblikk på mulig innvirkning på arbeidernes fysiske og psykiske helse og velferd.

En del av arbeidsmiljøkravene er regulert i forskrifter fastsatt av Oljedirektoratet. Videre kontrollerer Oljedirektoratets inspektører at arbeidsforholdene på offshoreinstallasjonene tilfredsstiller de normer som er fastsatt i egne forskrifter eller gitt i konkrete pålegg i medhold av Arbeidsmiljøloven.

Oljedirektoratets arbeid i tilknytning til løsning og forbedring av arbeidsmiljøproblemer på produksjonsanleggene inneværende år, har i hovedsak vært en videreføring av de arbeidsoppgaver som ble påbegynt i 1979. I denne sammenheng har en løsning av de yrkeshygieneiske problemer ved bruk av oljebasert boreslam vært ofret stor oppmerksomhet.

For å kartlegge de yrkeshygieneiske konsekvenser ved daglig omgang med oljebasert boreslam, startet Oljedirektoratet i 1979 et prosjekt i samarbeid med Yrkeshygieneisk institutt. Prosjektet er på det nærmeste avsluttet, og selv om måleresultatene ikke er tilstrekkelig analysert, synes det som om ventilasjonsutbedringen over slamtankene har redusert dieselkonsentrasjonen til et akseptabelt nivå.

Kvikksølv

Oljedirektoratet har i løpet av 1980 fått innrapportert meldinger om at personell på offshoreinstallasjoner er blitt eksponert for kvikksølv i konsentrasjoner som langt overstiger det nivå som kan aksepteres ut fra gjeldende vernetekniske og yrkeshygieneiske

normer. På denne bakgrunn har Oljedirektoratet pålagt et kontraktorselskap å ta fem arbeidstakere ut av alt arbeid hvor kvikksølv-eksponering foreligger.

Kravet om suspensjon av kvikksølveksponert personell er først og fremst et forebyggende helsemessig tiltak. I forbindelse med utluftingen må den aktuelle arbeidsplass kartlegges og saneres slik at ytterligere kvikksølveksponering kan reduseres/elimineres.

Etter Oljedirektoratets oppfatning tilfredsstiller ikke det eksisterende overføringsutstyr for bunnhullsprøver de krav som må stilles til en yrkeshygienisk forsvarlig håndtering av kvikksølv.

På denne bakgrunn har Oljedirektoratet framsatt krav om å innføre forbedret utstyr/teknikker innen 1.1.81 for denne type arbeid. Spesielt omfatter pålegget en vurdering av å innføre utstyr hvor overføringen av formasjonsvæske skjer uten bruk av kvikksølv.

En mer detaljert behandling av arbeidsmiljøproblemene ved bruk av kvikksølv offshore, er gitt på sidene 94-96 i denne publikasjon.

Asbest

På bakgrunn av de yrkesmedisinske erfaringer som er gjort ved eksponering for asbestfibre, samt arbeidsmiljølovens krav om at helsefarlige stoffer alltid skal erstattes med ikke helsefarlige stoffer når dette er teknisk mulig, har Oljedirektoratet gitt forbud mot bruk av asbest og asbestholdige produkter offshore.

Forbudet mot å bruke asbest eller asbestholdige materialer som tilsetningsstoff til boreslammet, har ført til visse tekniske problemer for en operatør. Etter Oljedirektoratets oppfatning finnes det additiver med tilsvarende verdifulle boretekniske egenskaper som asbest, som ikke medfører noen helsefare for arbeidstakerne. Oljedirektoratet har på denne bakgrunn anbefalt operatøren å gå mer aktivt inn for å vinne erfaring med asbestalternativer, og således frigjøre seg for bruk av asbestholdige materialer på installasjonene.

Polymerfeber

I 1979 ble det innrapportert melding om yrkessykdom blant elektrikerne som benyttet polyetylen krympeplast til merking av PVC-isolerte ledninger. De beskrevne symptomer som skjelvinger, frostanfall, slapphet og temperaturstigning er typisk for den toksiske reaksjon som betegnes polymerfeber.

På denne bakgrunn ble det innført røkeforbud under arbeid med påkrymping av merke-

plast, samtidig som det ble utarbeidet retningslinjer for en god personlig hygiene, spesielt i forbindelse med røykepauser.

Oljedirektoratet informerte også produsenten om at direktoratet ville forby denne type merkeplast offshore, og anbefalte at merkeplasten ble påført et ikke-helsefarlig smøremiddel.

I april 1980 ble Oljedirektoratet meddelt at produsenten av nevnte merkeplast hadde erstattet det tidligere smøremiddel med kalsiumstearat. Undersøkelser som Oljedirektoratet har fått utført ved Sentralinstituttet for industriell forskning, har bekreftet at ved oppvarming av den nye type merkeplast ikke avgis noen giftige fluor-forbindelser.

Oljedirektoratet har pålagt operatørselskapene snarest og senest innen 15.8.1980 å ha etablert interne kartotek på samtlige faste installasjoner på den norske kontinentalsokkel hvor det brukes eller oppbevares giftige og helsefarlige stoffer/produkter. Dette gjelder også stoffer/produkter som brukes eller oppbevares av kontraktører og underkontraktører.

Operatørselskapene er videre pålagt å sette inn nødvendige ressurser slik at disse kartotek snarest og senest innen 31.12.1980 er komplette.

Når det gjelder informasjon og produsenters ansvar for merking av helsefarlige og giftige stoffer og produkter, er Oljedirektoratet kjent med at nye og mer detaljerte merkeforskrifter er under utarbeidelse under ledelse av Statens Forurensningstilsyn.

Under utarbeidelse av det nye regelverk søker man å harmonisere dette med de klassifiserings- og merkeforskrifter som gjelder eller er under utarbeidelse i de øvrige nordiske land og i Europa. Oljedirektoratet har derfor anbefalt at EF-reglene brukes i en overgangsperiode som veiledende utfylling til arbeidsmiljølovens § 11, inntil mer detaljerte norske forskrifter er fastsatt.

Støy

Oljedirektoratet har i 1980 gjennomført forberedelser for et større prosjekt hvor formålet er å kartlegge støyeksponeringen for offshorepersonellet.

- Hovedpunktene i prosjektet vil bli:
- kartlegging av støyeksponeringen på offshoreinstallasjoner i Nordsjøen
 - beregning av støybelastningen (eksponeringsprofil) blant offshorepersonell
 - sammenligning av beregnet støybelastning med beregnet eksponeringsprofil for norske industriarbeidere
 - beregne kostnader ved støyreducerende til-

- tak, eventuelt vurdere kostnadene ved alternativ utrustning
- fremlegge forslag til støyforskrifter
- vurdere kostnader og gevinster ved innføring av basisforskrifter vedrørende støy.

2.2.12 Brannskader

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med riksadvokatens bestemmelser har mottatt rapport om, er gitt i Tab VIII.

Den rapporteringspraksis som er innarbeidet er så omfattende at den skal inkludere praktisk talt samtlige branntilløp.

I 1980 har samtlige faste installasjoner vært i driftsfasen. Det vil si at de branner som i år er rapportert inn er fra plattformer i drift. (Bortsett fra Valhall.)

Oljedirektoratet har totalt i 1980 registrert 25 branner (mot 36 totalt og 18 i driftsfasen i 1979) på faste installasjoner.

Et tilfelle har medført 1 dødsskade og 1 alvorlig personskade. Dette skjedde på «Polytraveller» ved en ulykke under bøyelastning på Statfjord i august. Alle andre branner har medført liten eller ingen materiell skade.

TAB. VIII
Brannskader på faste installasjoner i 1980.

Fire damages on fixed installations.

Skader som følge av brannen	Konstr. fasen	Driftsfasen		
		A	B	C
Personsk. og store mater. skader	0	2	0	0
Pers.skader og mindre el. ing. mater. skader	0	0	0	1
Ingen pers.skade, men større mater. skader	0	0	0	0
Ingen pers.skader og minim. eller ingen mater. skader	0	12	11	2
TOTALT	0	14	11	3

A – brannårsak: Som følge av drift/driftsuhell

B – brannårsak: Konstruksjonsarbeid

C – brannårsak: Andre årsaker

2.2.13 Skaderegistrering

Alle personskader skal rapporteres skriftlig til Oljedirektoratet. Ved alvorlige arbeids- og dødsulykker skal Oljedirektoratet og Stavanger Politikammer underrettes på raskeste måte. Representanter fra begge myndighetene etterforsker ulykken.

2.2.13.1 Arbeidsulykker

Tabellene IX – XIII gir en oversikt over de

yrkesskader som har vært rapportert til Oljedirektoratet for årene 1976–80, og som har ført til fravær eller dødelig utgang. Oversiktene tar ikke hensyn til fraværets lengde og gir derfor ikke grunnlag for sammenligning med statistikk fra annen virksomhet.

Når det gjelder de meldte ryggskader, vil flere av disse i alminnelighet ikke kunne godkjennes som yrkesskade etter folketrygdloven.

Fritidsskader blir ikke systematisk innrapportert og er derfor ikke innarbeidet i oversiktene.

Tallene for 1979 er korrigererte og er innarbeidet i sammendragsoversikten for 1976–80. Oversiktene omfatter arbeidsulykker på de faste anlegg på den norske kontinentalsokkel, samt pumpeplattformene tilknyttet rørledningene til Teesside og Emden. Grunnlaget for oversiktene er de meldinger om yrkesskader som arbeidsgiverne plikter å sende til Oljedirektoratet.

For 1979 og 1980 er det tatt inn 2 nye oversikter, en for skadeårsak fordelt på yrke, og en for skadeårsak fordelt på virksomhet.

Inndelingen i yrker er foretatt ut fra hensiktsmessig vurdering. Betegnelsen ledelse omfatter alt personell med stilling over formanns-nivået.

Virksomhetsinndeling er basert på de 3 hovedaktiviteter: konstruksjon, boring og produksjon. Vedlikeholdsarbeider er fordelt på disse 3 avhengig av hvilken virksomhet melder den har rapportert skaden under.

Inndelingen er foretatt skjønnsmessig blant annet fordi det på anleggene ofte foregår samtidige aktiviteter.

Oversiktene er basert på det dataprogram Oljedirektoratet har arbeidet med i de 2 siste beretningsperioder. Dette arbeidet vil fortsette for bedre å kunne finne fram til skadeforebyggende tiltak.

Skader pr 1000 årsverk for de siste 4 år viser små avvik. En forbedring her synes å være avhengig av at det settes inn større ressurser fra arbeidsgiver- og arbeidstakersiden, og da spesielt for kategoriene fall-, tråkk-, støt- og klemskader.

Fortsatt virker det som om oppfølgingen på arbeidsplassen, spesielt overfor nyansatte og personell med liten erfaring fra de arbeidsoperasjoner de er satt til, ikke er god nok. Generell opplæring og kontroll med at arbeidet blir utført på forsvarlig måte, samt riktig bruk av redskap og verneutstyr, må innarbeides bedre. Det er mye som taler for at det som skal til for en ytterligere skadereduksjon er en mer bevisst holdning til spørsmålet om personellsikkerhet og arbeidsmiljø.

2.2.13.2

Det har ikke inntruffet ulykker med dødelig utgang på de faste anlegg i 1980. Skader i forbindelse med havariet med «Alexander L.

Kielland» er ikke med i disse oversikter. I tillegg til 123 omkomne, er det foreløpig rapportert 15 personskader blant de 89 som ble reddet. Havariet er omtalt under pkt 2.2.14.

TAB. IX

Skader/døde pr årsverk (1976–80), faste produksjonsanlegg m v.

Occupational accidents/fatalities/1000 man years (1976–80), fixed installations.

Ar	Arb.timer	Timer pr årsverk	Arsverk	Skader	Skader pr 1000 årsverk	Døde	Døde pr 1000 årsverk
1976	4.876.316	1852	2 633	213	80,9	2	0,76
1977	7.926.742	1802	4 399	282	64,1	2	0,45
1978	14.932.154	1752	8 523	624	73,2	6	0,70
1979	14.588.728	1752	8 327	603	72,4	0	0,00
1980	10.809.590	1752	6 169	448	72,6	0	0,00
Totalt	53.133.530		31.051	2170	69,9	10	0,32

TAB. X
Arbeidsulykker 1979-80. Faste produksjonsanlegg m v. Skade årsverk/yrke.
Occupational accidents 1979-80. Fixed installations. Cause of injury/occupation.

Skade Årsak	Yrke															Sum	%	År
	Ledelse	Stillasbygger	Maler/ sandblåser	Rørarbeider	Konstruksjons- arbeider	Sveiser	Elektriker	Instrument- mekaniker	Produksjons- personell	Forpleining	Borer	Tårnmenn	Boredeks- arbeider	Borearbeider	Andre			
Motor generator transmisjon	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	2	0,33	-79
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0,17	-79
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Heis, kran løfteanordning transportør	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	2	4	0,66	-79
	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	5	1,12	-80
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-79
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	2	0	6	24	4	10	3	5	0	1	0	3	4	8	6	76	12,60	-79
	2	0	0	5	2	6	5	2	2	3	1	1	2	4	1	36	8,04	-80
Varmt eller kaldt stoff fast, flytende gassaktig	1	0	0	3	0	2	1	2	1	2	0	0	2	1	0	15	2,49	-79
	0	0	0	2	3	3	2	1	2	1	0	0	1	3	3	21	4,69	-80
Elektrisk strøm	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	4	0,66	-79
	0	0	0	1	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0,89	-80
Eksplosjon, sprengning brann e.l.	0	0	0	0	2	0	1	4	0	0	0	0	0	0	2	9	1,49	-79
	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	4	0,89	-80
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	0	0	1	0	1	1	2	1	2	2	0	0	0	6	1	17	2,82	-79
	0	0	3	1	1	1	0	1	0	1	0	0	3	4	5	20	4,46	-80
Fall (av per- son til lavere nivå)	1	4	7	5	2	3	11	4	3	0	2	2	8	9	3	64	10,61	-79
	4	3	3	5	3	2	3	3	0	1	1	3	6	6	13	56	12,50	-80
Fall (av per- son på samme nivå)	2	4	4	9	3	7	6	8	5	7	2	2	5	8	8	80	13,27	-79
	5	1	0	7	2	4	11	6	4	3	2	2	4	4	6	61	13,62	-80
Fallende gjenstand som skadede ikke håndterte	1	4	0	10	9	6	1	3	1	0	0	0	11	8	2	56	9,29	-79
	1	3	2	3	2	2	2	2	0	1	2	0	4	7	6	37	8,26	-80
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming	6	11	9	23	22	11	14	12	6	3	4	17	40	30	15	223	36,98	-79
	8	8	5	12	7	8	12	6	3	2	1	11	25	35	11	154	34,37	-80
Løfting, bær- ing som skadede utførte	2	0	3	8	2	1	1	3	2	4	1	3	3	4	2	39	6,47	-79
	1	3	0	5	0	3	3	3	0	1	0	0	3	4	4	30	6,70	-80
Andre årsaker	0	2	1	2	0	1	1	1	1	0	0	0	2	1	1	13	2,16	-79
	2	0	1	4	0	2	1	1	0	0	0	0	3	2	3	19	4,24	-80
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-79
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0,22	-80
Sum	15	25	31	84	45	42	45	44	21	20	9	27	76	76	43	603		-79
	23	18	14	46	20	31	43	26	12	13	7	20	52	70	53	448		-80
%	2,49	4,15	5,14	13,93	7,46	6,97	7,46	7,30	3,48	3,32	1,49	4,48	12,60	12,60	7,13		100	-79
	5,13	4,02	3,13	10,27	4,46	6,92	9,60	5,80	2,68	2,90	1,56	4,46	11,61	15,63	11,83			-80

TAB. XI
Arbeidsulykker 1979-80. Faste produksjonsanlegg m v. Skade årsak/virkosmhet.
Occupational accidents 1979-80. Fixed installations. Cause of injury/activity.

Skade Årsak	Virkosmhet							Sum	%	AR
		Konstruksjon	Boring	Produksjon	Transport	Til og fra arbeid	Andre			
Motor generator transmisjon		1	0	1	0	0	0	2	0,33	-79
		0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme		0	0	1	0	0	0	1	0,17	-79
		0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Heis, kran, løfteanordning transporter		1	1	2	0	0	0	4	0,66	-79
		1	2	2	0	0	0	5	1,12	-80
Kjøretøy fartøy fly		0	0	0	0	0	0	0	0,00	-79
		0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme		50	16	9	0	0	1	76	12,60	-79
		12	7	16	0	0	1	36	8,04	-80
Varmt eller kaldt stoff fast, flytende gassaktig		6	4	4	0	0	1	15	2,49	-79
		7	2	12	0	0	0	21	4,69	-80
Elektrisk strøm		2	0	1	0	0	1	4	0,66	-79
		1	0	3	0	0	0	4	0,89	-80
Eksplisjon, sprenning brann e.l.		5	0	4	0	0	0	9	1,49	-79
		0	1	3	0	0	0	4	0,89	-80
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling		4	8	4	0	0	1	17	2,82	-79
		1	6	13	0	0	0	20	4,46	-80
Fall (av person til lavere nivå)		19	19	13	0	13	0	64	10,61	-79
		12	14	24	0	5	1	56	12,50	-80
Fall (av person på samme nivå)		20	12	10	0	35	3	80	13,27	-79
		11	9	20	0	19	2	61	13,62	-80
Fallende gjenstand som skadede ikke håndterte		23	19	7	0	6	1	56	9,29	-79
		10	12	14	0	0	1	37	8,26	-80
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming		67	89	22	1	38	6	223	36,98	-79
		24	58	55	0	16	1	154	34,37	-80
Løfting, bæring som skadede utførte		19	12	5	0	1	2	39	6,47	-79
		6	8	13	0	0	3	30	6,70	-80
Andre årsaker		5	4	0	0	2	2	13	2,16	-79
		2	4	12	0	0	1	19	4,24	-80
Yrkessykdom		0	0	0	0	0	0	0	0,00	-79
		0	1	0	0	0	0	1	0,22	-80
Sum		222	184	83	1	95	18	603		-79
		87	124	187	0	40	10	448		-80
%		36,82	30,51	13,76	0,17	15,75	2,99		100	-79
		19,42	27,68	41,74	0,00	8,93	2,23			-80

TAB. XII

Arbeidsulykker 1979-80. Faste produksjonanlegg m v. Skade årsak/skadet lemsdel.

Occupational accidents 1979-80. Fixed installations. Cause of injury/injured part of the body.

Skade årsak \ Skadet lemsdel												Sum	%	AR
	Hode	Øye	Mage Bryst	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot Ben	Døde	Andre				
Motor generator transmisjon	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	2 0	0,33 0,00	-79 -80
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	0,17 0,00	-79 -80
Heis, kran løfteanordning transportør	0 1	0 0	0 0	1 0	3 1	0 1	0 0	0 0	0 2	0 0	0 0	4 5	0,66 1,12	-79 -80
Kjøretøy fartøy fly	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0,00 0,00	-79 -80
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	8 4	28 9	3 2	1 0	26 18	3 1	3 1	4 1	0 0	0 0	0 0	76 36	12,60 8,04	-79 -80
Varmt eller kaldt stoff - fast, flytende, gassaktig	0 2	10 13	0 0	0 0	2 4	2 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 1	15 21	2,49 4,69	-79 -80
Elektrisk strøm	0 0	0 2	0 0	0 0	3 1	0 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 0	4 4	0,66 0,89	-79 -80
Eksplosjon, sprengning brann e.l.	3 1	0 0	0 2	0 0	2 1	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	3 0	9 4	1,49 0,89	-79 -80
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	1 0	14 13	0 0	0 0	1 0	0 0	0 0	0 1	0 0	0 0	1 6	17 20	2,82 4,46	-79 -80
Fall (av person til lavere nivå)	7 7	0 0	7 2	8 8	5 3	13 5	4 6	13 14	0 0	7 11		64 56	10,61 12,50	-79 -80
Fall (av person på samme nivå)	6 9	1 0	8 7	11 8	12 6	6 3	16 3	17 22	0 0	3 3		80 61	13,27 13,62	-79 -80
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	10 5	0 0	0 0	2 1	13 17	2 0	3 3	25 8	0 0	1 3		56 37	9,29 8,26	-79 -80
Trækking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming	27 20	1 0	9 7	12 4	93 65	14 8	21 11	42 34	0 0	4 5		223 154	36,98 34,37	-79 -80
Løfting, bæring som skadete utførte	0 0	0 0	0 1	27 23	2 2	7 1	1 0	2 3	0 0	0 0		39 30	6,47 6,70	-79 -80
Andre årsaker	1 1	1 2	0 0	1 5	4 4	3 2	0 0	2 3	0 0	1 2		13 19	2,16 4,24	-79 -80
Yrkessykdom	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 1		0 1	0,00 0,22	-79 -80
Sum	63 50	55 39	27 21	63 49	168 122	50 23	48 24	106 88	0 0	23 32		603 448		-79 -80
%	10,45 11,16	9,12 8,71	4,48 4,69	10,45 10,94	27,86 27,23	8,29 5,13	7,96 5,36	17,58 19,64	0,00 0,00	3,81 7,14			100	-79 -80

TAB. XIII

Arbeidsulykker akkumulert 1976-80. Faste produksjonsanlegg m v. Skade årsak/skadet legemsdel.

Occupational accidents accumulated for 1976-80. Fixed installations. Cause of injury/injured part of the body.

Skadet legemsdel Skade Årsak											Sum	%
	Hode	Øye	Mage Bryst	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot Ben	Døde	Andre		
Motor generator transmisjon	1	0	0	0	4	1	0	1	0	1	8	0,37
Arbeidsmaskin splinter o.l. fra samme	2	2	0	1	7	0	0	3	0	0	15	0,69
Heis, kran, løfteanordning transportør	4	0	2	3	21	2	4	4	1	3	44	2,03
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0,05
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	21	135	6	2	102	8	5	12	0	2	293	13,50
Varmt eller kaldt stoff - fast, flytende, gassaktig	6	90	1	0	12	6	0	3	0	4	122	5,62
Elektrisk strøm	0	3	0	0	9	1	0	0	0	5	18	0,83
Eksplisjon, sprengning brann e.l.	6	2	2	0	4	0	0	1	5	3	23	1,06
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	4	38	0	0	1	1	0	1	0	16	61	2,81
Fall (av person til lavere nivå)	19	0	24	49	17	31	24	64	4	52	284	13,09
Fall (av person på samme nivå)	20	1	26	37	34	20	45	73	0	13	269	12,40
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	24	3	1	4	52	6	16	57	0	7	170	7,83
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming	61	4	22	22	245	39	60	131	0	13	597	27,51
Løfting, bæring som skadete utførte	1	0	7	105	44	19	5	13	0	0	194	8,94
Andre årsaker	3	23	1	14	10	6	1	7	0	5	70	3,22
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0,05
Sum	172	301	92	237	563	140	160	370	10	125	2170	
%	7,93	13,879	4,24	10,92	25,95	6,45	7,37	17,05	0,46	5,76		100

2.2.14 Havariet med «Alexander L. Kielland»

Torsdag 27.3.1980, ca kl 1830, ble nødmeldinger sendt ut fra «Alexander L. Kielland», en flyttbar halvt nedsenkbar plattform, som ble benyttet som boliplattform for personell på Ekofiskfeltet og var stasjonert ved den faste installasjonen Edda.

Vanligvis var boligplattformen forbundet til Edda med en 30 meter lang bro, men under dårlige værforhold ble plattformen ved hjelp av egne ankerkjettinger trukket lengre vekk, noe som var situasjonen like før nødmeldingen gikk ut.

Været i området var svært dårlig, full storm med orkan i kastene og bølgehøyde 8–10 meter. I tillegg var sikten dårlig.

«Alexander L. Kielland» er av pentagontypen, med fem vertikale stålsøyler med pontonger nederst. Disse leggene er ca 35,6 meter høye og utgjør sammen med pontongene plattformens flytelegeme. Plattformen er en boreplattform, med tilhørende boretårn, men var siden den ble bygget i 1976 blitt nyttet som boligplattform.

For dette formål var den i tillegg utstyrt med ekstra innkvarteringsenheter.

Ulykken inntraff etter at en av plattformens stålsøyler med pontong ble revet av, hvoretter plattformen fikk slagside og tippet rundt.

En meget omfattende redningsaksjon ble umiddelbart igangsatt, ledet av Hovedredningssentralen Sør-Norge.

123 personer forulykket, mens 89 personer ble reddet.

Selv om ulykken ble behandlet som en skipsulykke, sto Kommunal- og arbeidsdepartementet, som er tillagt beredskaps- og sikkerhetsområdet for virksomheten på kontinentalsokkelen, for den overordnede koordinering og oppfølging fra myndighetenes side.

Regjeringen nedsatte 28. mars 1980 en undersøkelseskomisjon for ulykken. Kommissjonenes rapport forelå ikke ved beretningsperiodens utløp.

Sjøfartsdirektoratets Sakkyndige Råd ble sammenkalt 31. mars 1980 og drøftet øyeblikkelige tiltak for å øke sikkerheten.

8. april oppnevnte Kommunal- og arbeidsdepartementet en koordinerende arbeidsgruppe, som fikk følgende mandat:

« Gjennomgå eksisterende regler/retningslinjer/prosedyrer for sikkerhets- og beredskapsmessig kontroll for faste og mobile installasjoner tilknyttet petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

– Vurdere nødvendige tiltak innenfor sikkerhetsopplæringen.»

Gruppen så primært på tiltak som kunne gjennomføres på kort sikt, og dens rapport forelå 29. april 1980.

Rapportens hovedpunkter omfattet:

- Kontrollprinsipper
- Opplæring og utdanning
- Beredskap
- Registrering av personell
- Tekniske evalueringer

Bla. med dette som bakgrunn er faglige vurderinger, gjennomgåelse av rutiner og problemstillinger, iverksetting av tiltak m.v. utført og under oppfølging av involverte myndigheter, selskaper, institusjoner og organisasjoner m.v.

2.3 PETROLEUMSØKONOMI OG MÅLETEKNISK KONTROLL

2.3.1 Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel

Oljedirektoratet har for perioden fram til 1981 beregnet årlige kostnader for leting etter petroleum, investeringer i feltutbygging og driftskostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.1980. Likeledes er det utarbeidet estimater for de samme størrelser for årene fram til 1990.

I beregningen er de felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia inkludert med den norske andelen.

Følgende felt inngår i beregningene (norsk andel):

- Ekofiskområdet
- Valhall
- Ula
- Frigg (60,82 %)
- Nord-Øst Frigg
- Odin
- Statfjord (84,09 %)
- Murchison (16,25 %)

I tillegg inngår den norske rørledningen fra Frigg til St. Fergus og Norpipe-rørledningene fra Ekofisk til Teesside og Emden.

Alle tall er i norske kroner med løpende pengeverdi. Fra 1981–1990 er de forskjellige profiler eskalert med 10 % p a. I de tilfeller tall-materialet er utarbeidet i US\$ er \$ omregnet etter faktisk kurs fram til 1981, deretter er det benyttet kurs \$/kr = 5.

Med de forutsetninger som er benyttet kan Oljedirektoratets framstilling avvike fra beregninger allerede gitt i andre offentlige publikasjoner.

Som det framgår av Fig 2.3.A har det totale volum av varer og tjenester til leteboring, feltutvikling, produksjonsboring og drift av felt i løpende priser steget fra ca 9 mrd kroner i 1975 til i overkant av 16 mrd kroner

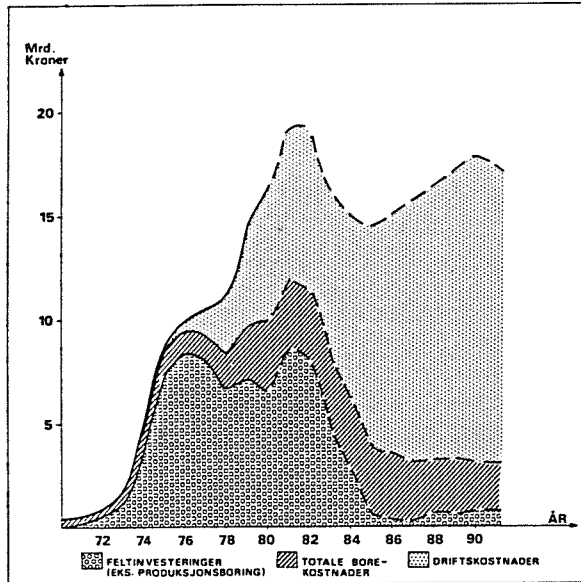
i 1980. Selv uten at nye prosjekter realiseres ut over de som inngår i denne analysen, vil det utover i 1980-årene medgå varer og tjenester til en verdi av mellom 14 og 19 mrd kroner pr år. Hvis nye prosjekter blir realisert, som for eksempel samlerøsystemet for gass, full skala vanninjeksjon på Ekofisk eller nye feltutbygginger, vil disse prosjekter føre til ytterligere økning av etterspørselen etter varer og tjenester. Effekten av eventuelle nye prosjekter som vedtas med det første, vil først kunne bli betydelig fra 1982-83, det vil si når kurven på Fig 2.3.A begynner å avta. Det er viktig å presisere at kurven viser etterspørsel i løpende kroner. I faste priser vil etterspørselen bli vesentlig redusert etter 1982 hvis ikke nye prosjekter igangsettes.

2.3.1.1 Kostnader ved seismiske undersøkelser

De årlige kostnader ved seismiske undersøkelser ligger nå i overkant av 100 mill kr. Kostnadene for 1980 var ca 115 mill kr.

FIG. 2.3.A
Totale investeringer, borekostnader og driftskostnader.

Total investments, drilling costs and operating costs. 1970-90.



A. Figuren viser vare- og tjenesteleveranser til leteboring, feltutvikling, produksjonsboring og drift av felt. Det er kun de felt som var besluttet utbygget pr 31.12.1980 som er inkludert. Det er videre inkludert et estimat for framtidige kostnader til leteboring. Heltrukket linje viser virkelige verdier, stiplet linje viser prognoserte verdier.

2.3.1.2 Kostnader ved leteboring

Oljedirektoratet har beregnet kostnaden for leteboring i 1980 til ca 2 mrd kr. Tilsvarende tall for 1979 var 1.2 mrd kr. Årsaken til den store økningen er hovedsakelig at det ble påbegynt 36 nye brønner i 1980 mot 28 i 1979. I tillegg til den generelle prisstigningen er den daglige leien for mobile borerigger steget ganske betraktelig i løpet av 1980. For kontrakter, som ble inngått i siste del av året, var riggleien ca 400.000 kr pr dag, mot ca kr 180.000 pr dag ved utgangen av 1979.

De årlige leteboringskostnadene omfatter både boring av rene undersøkeshull (wildcats) og hull boret for å avgrense strukturer som er påvist tidligere. I den årlige aggregerte kostnaden for leteboring medgår utgiften for alle hull som er påbegynt i løpet av året. Fig 2.3.B viser kostnaden til leteboring i perioden 1966-1980. Totalt utgjør disse 8,5 mrd kr. Fig 2.3.C viser et grovt overslag over forventede kostnader fram til 1990. Det understrekes at dette er et overslag beheftet med stor usikkerhet, da både den årlige aktivitet og rate-nivået for rigger fluktuerer meget.

FIG. 2.3.B
Årlige leteboringsutgifter i perioden 1966-80.

Annual expenditure on exploration drilling. 1966-80.

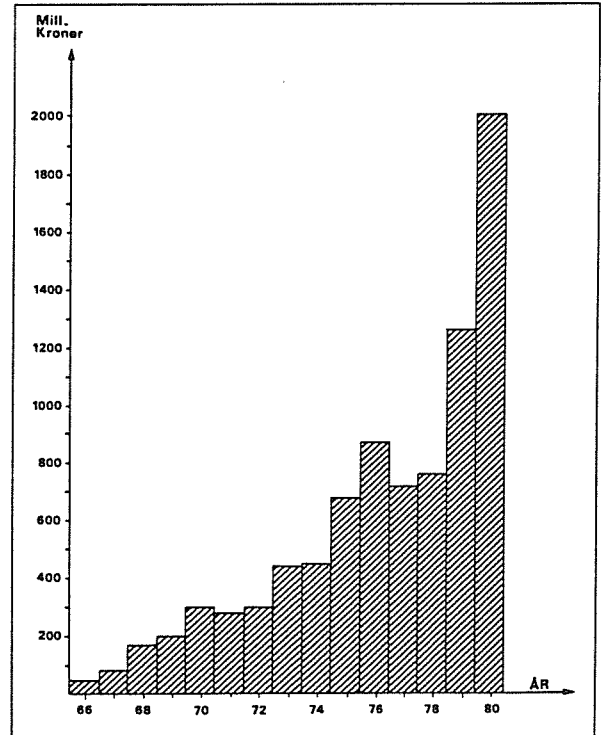
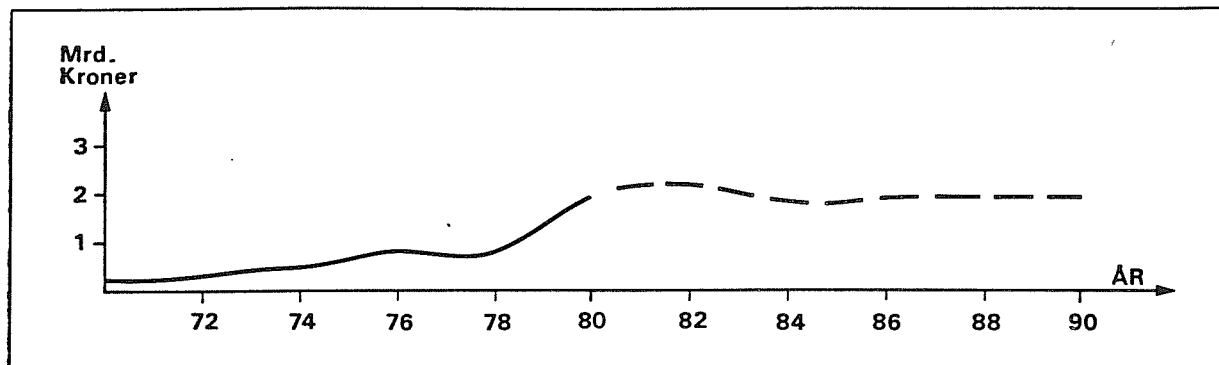


FIG. 2.3.C
Kostnader ved leteboring.

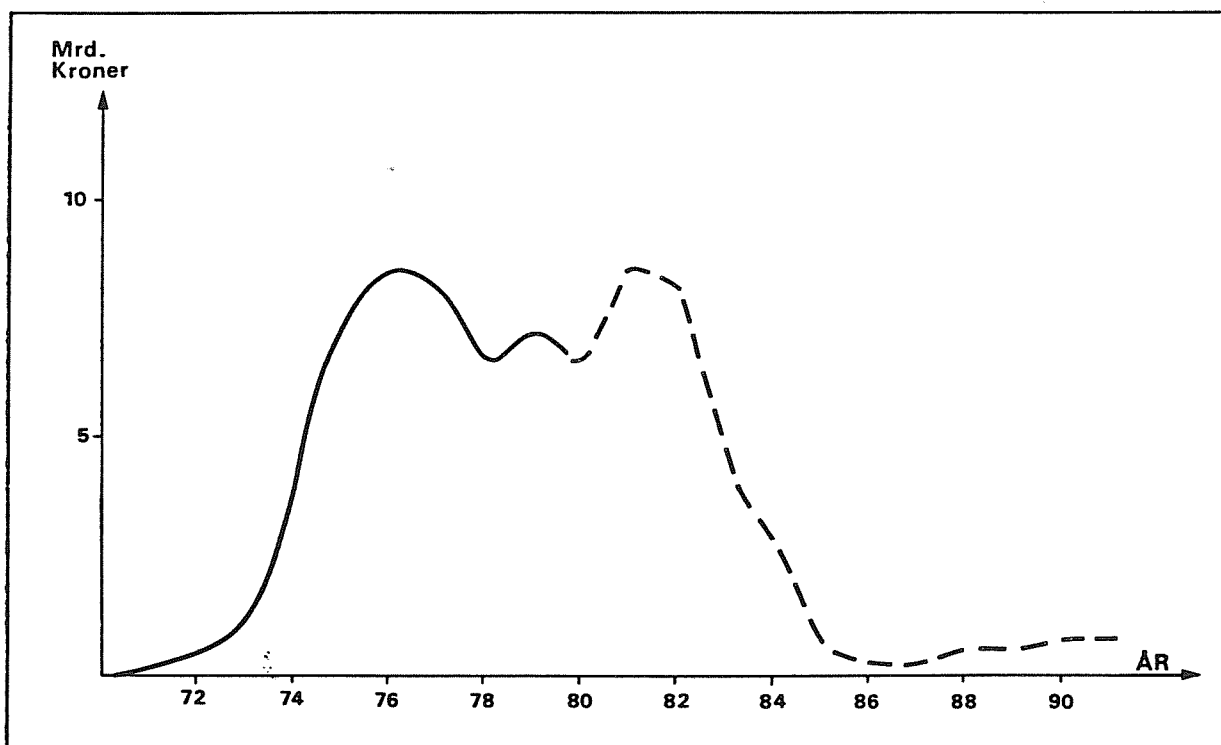
Exploration drilling costs. 1979-90.



Heltrukket linje viser virkelige kostnader.
Stiplet linje viser estimer for leteboring i perioden 1981-90.

FIG. 2.3.D
Investeringer i feltutbygging. (Eksklusive produksjonsboring)

Field investments (excl. production drilling). 1970-90.



Investeringer i feltutbygging for ferdige utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.1980. Heltrukket linje viser virkelige investeringer. Stiplet line viser estimer for de gjenstående investeringene for disse prosjektene.

2.3.1.3 Investeringer i feltutbygging og produksjonsboring

Fig 2.3.D viser de årlige investeringene i feltutbygging fram til utgangen av 1980 og estimat fram til 1990. Som nevnt er det kun felt som er besluttet utbygget pr 31.12.80 som inngår i beregningene. I 1980 ble det investert ca 6,5 mrd kr i feltutbygging. Investeringsnivået vil holde seg høyt også i 1981 og 1982, deretter vil aktiviteten falle raskt med mindre nye prosjekter blir startet.

Fig 2.3.E viser kostnaden for produksjonsbrønner og i Fig 2.3.F er kostnadene til både lete- og produksjonsboring samlet. Som det går fram av sistnevnte figur har boremarkedet økt sterkt i slutten av syttiårene og for-

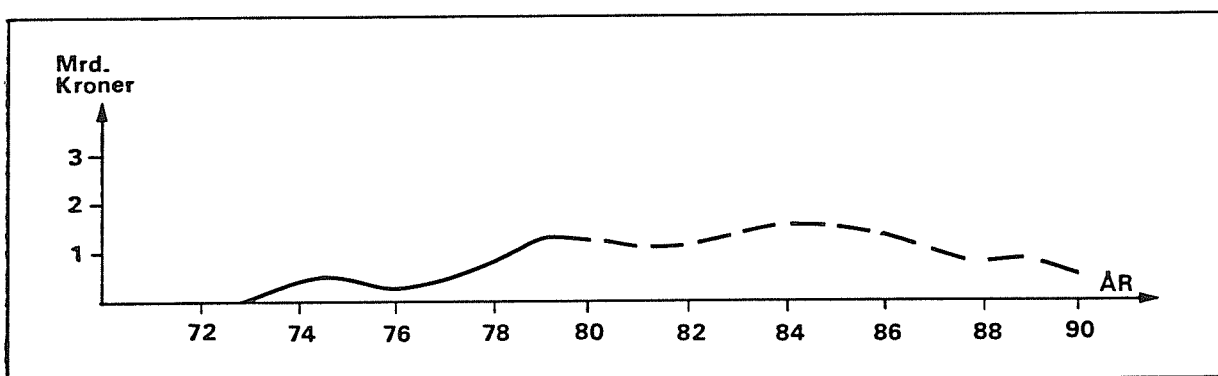
ventes å holde seg relativt stabilt omkring 3 mrd årlig fram til slutten av 1980-årene.

Fig 2.3. G viser de totale investeringene i feltutbygging og produksjonsboring. De norske selskaperes andel av investeringene framgår også av figuren.

2.3.1.4 Driftskostnader

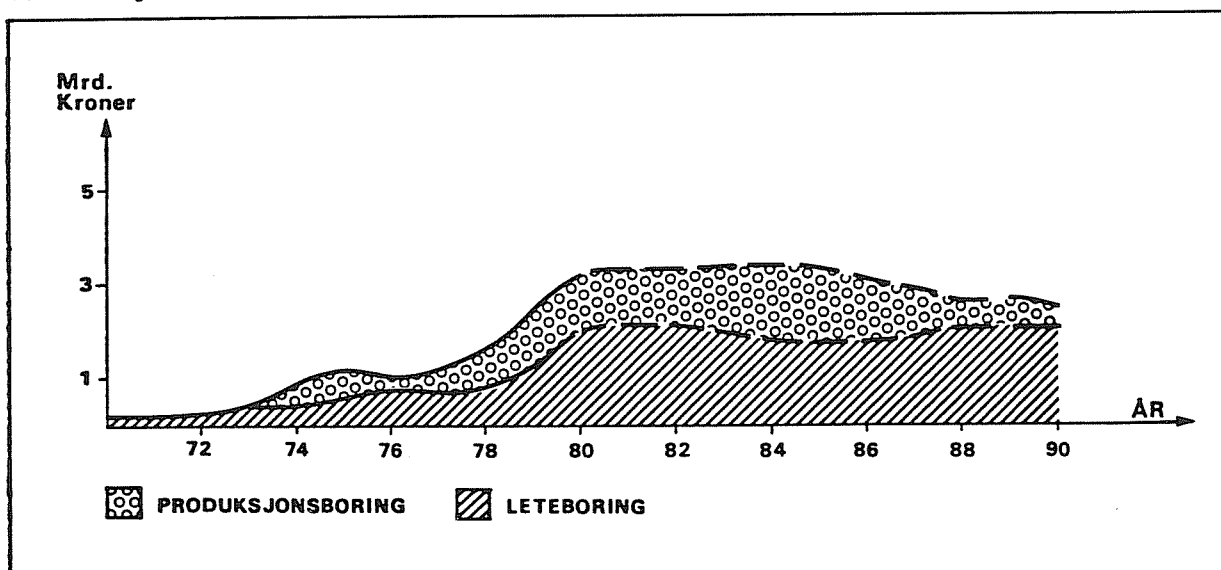
I Fig 2.3.H vises de årlige drift- og vedlikeholdskostnader for de felt som er besluttet utbygget. Dette markedet beløp seg i 1980 til over 6 mrd kr. I forbindelse med at antallet plattformer i drift har øket, har drifts- og vedlikeholdskostnadene vist en sterk stigning og utgjør en sterkt økende andel av offshore-markedet.

FIG. 2.3.E
Kostnader ved produksjonsboring.



Heltrukket linje viser virkelige kostnader fram til 1981. Stiplet linje viser estimater for produksjonsboring for de felt som er under oppboring eller er besluttet utbygget pr 31.12.1980.

FIG. 2.3.F
Totale borekostnader.
Total drilling costs. 1970-80.

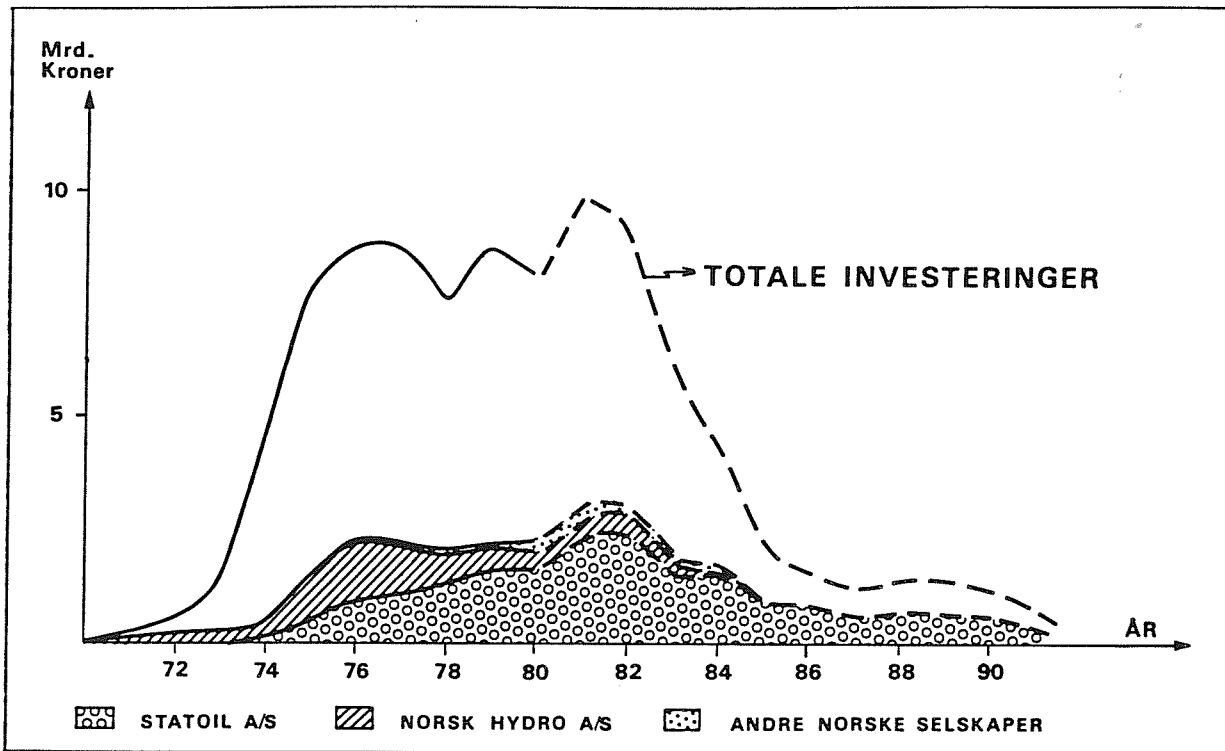


Figuren viser summen av kurvene 2.3.C og 2.3.E. De samme forutsetninger gjelder.

FIG. 2.3.G

Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer og produksjonsboring.

Norwegian companies' share of field investments and production drilling costs. 1970-90.

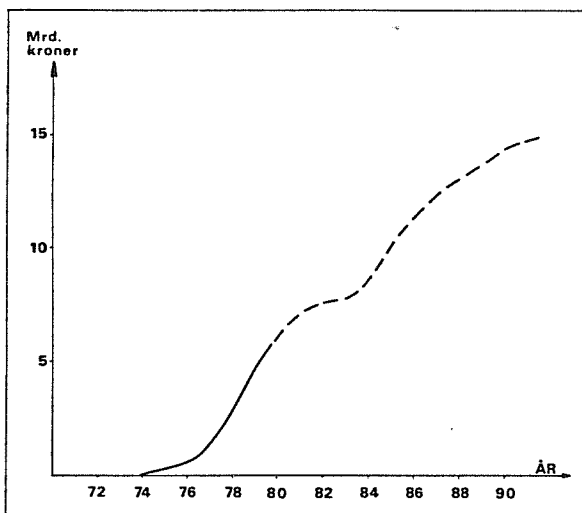


Figuren viser norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.1980. Fra 1981 baserer beregningene seg på estimater. Dette er vist ved stiplede linjer i figuren.

FIG. 2.3.H

Totale driftskostnader.

Total operating costs. 1970-90.



Totale drifts- og vedlikeholdskostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.1980. Heltrukket linje viser virkelige kostnader. Stiplet linje viser estimater for perioden 1981-90.

FIG. 2.3.I

Innbetalt produksjonsavgift 1979 og 1980.

Royalties from the Ekofisk-area, Frigg-field and Statfjord-field. 1979-80.

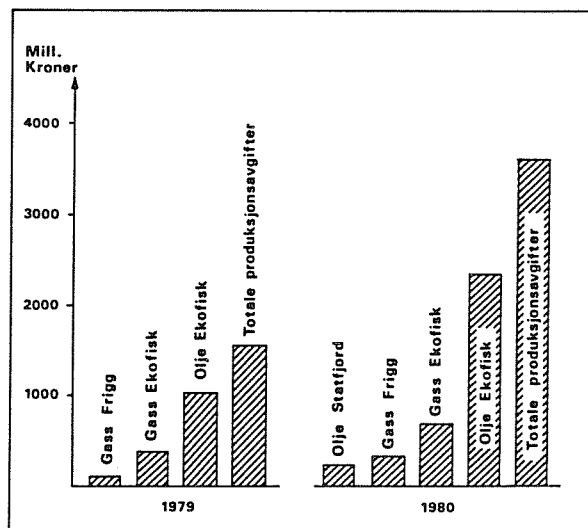
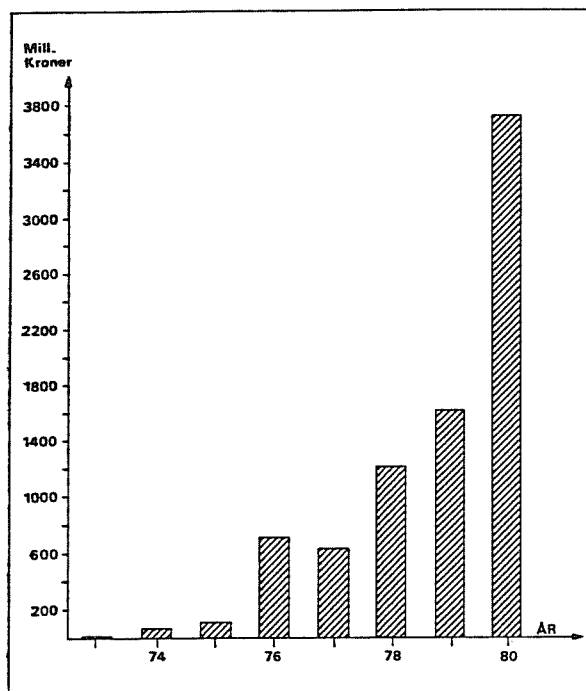


FIG. 2.3.J
Innbetalt produksjonsavgift 1973-1980.

Total royalties. 1973-80.



TAB. XIV
Innbetalt produksjonsavgift 1979-80.

Royalties 1979-80.

	1979 innbetalt	1980 innbetalt
Olje Ekofisk	1.055.911.360	2.326.668.959
Olje Statfjord		257.972.003
Gass Ekofisk	395.633.735	701.597.893
NGL Ekofisk		13.928.658
Gass Frigg	156.006.026	333.172.126
Kondensat Frigg		6.152.112
	1.607.551.121	3.639.491.751

2.3.2 Produksjonsavgift

Det er i 1980 ialt innbetalt kr 3.639.491.751 i produksjonsavgift. Tab XIV viser de totale produksjonsavgifter på norsk sokkel i 1979 og 1980 fordelt på produktene olje, gass, NGL og kondensat.

Fig 2.3.I viser de totale produksjonsavgifter i 1979 og 1980 i søyleform.

2.3.2.1 Olje

Oljedirektoratet har i 1980 mottatt kr 2.326.668.959 i produksjonsavgift for råolje fra Ekofiskområdet og kr 257.972.003 i produksjonsavgift for råolje fra Statfjord.

Avregningen for råolje for 1980 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalsvis på følgende måte:

Ekofisk

1980	Innbet. produksjonsavg.
Foreløpig oppgjør 4. kv 1979	kr 357.112.783
Prisjustering 3. & 4. kv 1979	kr 200.344.494
Foreløpig oppgjør 1. kv 1980	kr 659.293.078
Foreløpig oppgjør 2. kv 1980	kr 435.235.243
Prisjustering 1. & 2. kv 1980	kr 404.556.976
Foreløpig oppgjør 3. kv 1980	kr 270.126.386
	kr 2.326.668.960

Statfjord

1980	Innbetalt produksjonsavg.
Foreløpig oppgjør 4. kv 1979	kr 17.190.726
Foreløpig oppgjør 1. kv 1980	kr 53.592.923
Foreløpig oppgjør 2. kv 1980	kr 72.743.237
Prisjustering 1. & 2. kv 1980	kr 39.537.949
Foreløpig oppgjør 3. kv 1980	kr 74.907.168
	kr 257.972.003

TAB. XV
Utviklingen av normprisene fastsatt for norsk råolje.

Quarterly normprice. 1975-80.

Kvartal	Pris pr fat norske kroner	Pris pr fat i dollar (US\$)	Norske kroner
1975 1. kv Offshore	59,62	US\$ 11,90	5,0101
2. kv Offshore	58,35	US\$ 11,80	4,9449
3. kv Offshore	63,38	US\$ 11,70	5,4171
4. kv Offshore	68,89	US\$ 12,45	5,5333
4. kv Teesside	69,12	US\$ 12,60	5,4857
1976 1. kv Teesside	70,40	US\$ 12,70	5,5433
2. kv Teesside	70,50	US\$ 12,79	5,5121
3. kv Teesside	71,00	US\$ 12,89	5,5081
4. kv Teesside	69,25	US\$ 13,15	5,2662
1977 1. kv Teesside	75,50	US\$ 14,33	5,2687
2. kv Teesside	76,00	US\$ 14,39	5,2814
3. kv Teesside	76,25	US\$ 14,26	5,3471
4. kv Teesside	75,75	US\$ 14,04	5,2953
1978 1. kv Teesside	73,25	US\$ 13,98	5,2396
2. kv Teesside	75,25	US\$ 13,94	5,3981
2. kv Offshore	75,90	US\$ 14,06	5,3983
3. kv Offshore	74,60	US\$ 14,13	5,2795
3. kv Teesside	74,00	US\$ 14,02	5,2782
4. kv Teesside	71,75	US\$ 14,29	5,0210
1979 1. kv Teesside	81,65	US\$ 16,05	5,0872
2. kv Teesside	103,50	US\$ 20,05	5,1621
3. kv Teesside	120,45	US\$ 24,00	5,0188
4. kv Teesside	137,20	US\$ 27,50	4,9891
4. kv Statfjord	134,00	US\$ 26,86	4,9888
1980 1. kv Teesside	166,95	US\$ 33,75	4,9467
2. kv Teesside	177,95	US\$ 36,00	4,9431
1. kv Statfjord	166,70	US\$ 33,70	4,3466
2. kv Statfjord	177,70	US\$ 35,95	4,9430

2.3.2.2 Gass

Oljedirektoratet har i 1980 fått innbetalt kr 1.034.770.019 i produksjonsavgift for gass. Innbetalingen gjelder oppgjør for Ekofisk-området og Frigg med følgende fordeling:

Frigg

Innbetalt av Petronord-gruppen

kr 333.172.126

kr 1.034.770.025

Ekofisk

Innbetalt av Dyno/Methanor	kr	165.156.885
Innbetalt av Sydvaranger	kr	14.372.617
Innbetalt av Shell	kr	30.779.052
Innbetalt av Amoco/Noco-gruppen	kr	8.915.296
Innbet. av Phillips	kr	492.351.444
Refundert av OD	kr	9.977.621
	kr	<u>482.374.043</u>
		kr 701.597.899

Det presiseres at avgiftsbeløpene er netto avgifter etter visse fradrag.

Avregningen for gass har foregått etter kontraktspriser. Disse er forskjellige for de enkelte gruppene, og varierer i løpet av året.

Innbetalingene fra Dyno/Methanor og Sydvaranger er oppgjør for den del av produksjonsavgiften som er blitt tatt ut «in kind» i 1980. De resterende innbetalingene er kontantoppgjør.

Det refunderte beløp på 9,98 mill kr er betaling til Phillips Petroleum Company Norway for dekning av kostnader på Ekofisk som er påløpt statens andel av avgiftsgass som er tatt ut «in kind».

2.3.2.3 NGL/Kondensat

Oljedirektoratet har i 1980 fått innbetalt kr 20.766.048 i produksjonsavgift for NGL og kondensat. Innbetalingene gjelder oppgjør fra Ekofisk og Frigg med følgende fordeling:

Ekofisk

Innbetalt av Shell	kr 188.729
Innbetalt av Phillips-gruppen	kr 14.228.862
Negativt oppgjør fra Amoco-gruppen	kr 488.933
	<hr/>
	kr 13.928.658

Frigg

Innbetalt av Petronord-gruppen	kr 6.152.112
	<hr/>
	kr 20.080.770

Som det framgår av oppstillingen, utgjør netto innbetalt produksjonsavgift kun en brøkdel av totalt innbetalt produksjonsavgift for 1980. Oppgjørene for Amoco/Noco-gruppen er også gått i negativ retning. Det negative resultat er videre blitt fratrukket Amoco/Noco-gruppens oppgjør for gass.

Det er to hovedårsaker til at en oppnår negative resultater og/eller relativt lave positive resultater ved NGL-oppgjørene:

1. Lave priser ved salg til Rafnes.
2. Høye prosesseringskostnader i Teesside.

2.3.3 Arealavgift og andre avgifter

Oljedirektoratet har i løpet av 1980 innkassert kr 63.299.850. Disse fordeler seg som følger:

Konsesjoner meddelt i 1965:	kr 55.204.800
Konsesjoner meddelt i 1969:	kr 16.105.998
Konsesjoner meddelt i 1971:	kr 969.400
Konsesjoner meddelt i 1973:	584.000
Konsesjoner meddelt i 1980:	kr 838.630
	<hr/>
	kr 73.702.828

Tilbakebetalt i 1980:	kr 10.402.978
	<hr/>

Netto innbetalt:	kr 63.299.850
	<hr/>

Det tilbakeleverte beløpet er tilbakebetaling av arealavgift til Phillips-gruppen, Amoco/Noco-gruppen og Statoil/Mobil-gruppen.

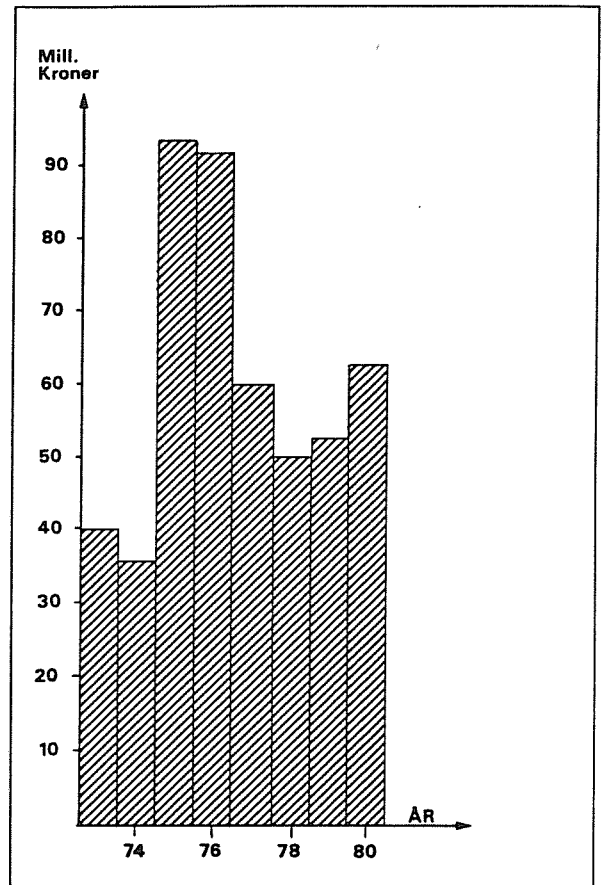
Det er forventet at det vil bli innbetalt 79,5 mill kr i brutto arealavgift i 1981.

2.3.4 Den måletekniske kontroll**2.3.4.1 Om kontrollen generelt**

Nøyaktigheten på de systemene som benyttes til å måle produksjonen fra plattformene på sokkelen, er av vital betydning for både oljeselskapene og myndigheter. Feil i disse sys-

FIG. 2.3.K**Innbetalt arealavgift 1973-1980.**

Area fees. 1973-80.



temene vil gi tilsvarende feil i selskapenes bruttoinntekter og myndighetenes avgifter og skatter. Det er derfor vesentlig at myndighetene ivaretar sine interesser ved måleteknisk kontroll.

Kontroll med produserte mengder olje og gass utføres både på målingene før ilandføring og dels på målingen som utføres på de ferdigbehandlede produkter som selges ut fra landterminalene. Førstnevnte målinger utføres for å fastslå produksjonsavgift pliktige kvanta og/eller for å beregne de enkelte felts bidrag. Måling av ferdigbehandlede produkter gjelder dels produksjonsavgift og dels salg der Oljedirektoratet er blitt pålagt kontrolloppgaver i forbindelse med bestemmelse av selskapenes inntekter.

Måleteknisk kontroll omfatter alle stadier av et felts utbygging, dvs kontroll av målestasjonenes oppbygging i planleggings- og byggefase, kontroll av utprøving av systemer før de tas i bruk og kontroll av driftsfase.

Kontrollen i driftsfasen er meget ressurskrevende. Dette skyldes ikke bare måleutstyrets omfang og kompleksitet, men også at

kontrollen vil måtte omfatte bl a rutiner for betjening og vedlikehold av utstyr, samt videre bearbeiding av data. En annen faktor som gjør det nødvendig å bruke store ressurser til kontroll i driftsfasen, er at selskapene nærmest til enhver tid kjemper med ett eller flere måletekniske problemer på de målesystemene som er i drift. Arbeidet med å løse disse problemene, samt vurdering av de improviserte opplegg som benyttes før man finner en løsning, krever ofte stor grad av oppfølging fra Oljedirektoratets side. En vil nedenfor gi en kort beskrivelse av den aktivitet som har blitt utført i 1980 i forbindelse med de forskjellige målestasjonene i drift eller under planlegging.

2.3.4.2 Målesystemene på feltene i Ekofisk-området, samt på landterminalene i Teesside og Emden

Måletekniske inspektører har vært til stede i Ekofisk området til enhver tid i 1980. I løpet av året har alle satelittfeltene vært i produksjon. Dette har nødvendiggjort at kontrollprosedyrene i større grad enn før har blitt innrettet med henblikk på å holde oversikten over et større antall målesystemer, på bekostning av enkelte detaljkontroller.

Et av de problem som har blitt viet stor oppmerksomhet i 1980, er avgift-referansepunkt for produksjon fra feltene i Ekofisk-området. En løsning på dette problemet er nødvendig for å kunne foreta en riktig prioritering av kontrollinnsatsen.

Ut fra de prioriteringer en har gjort, har inspeksjon og oppfølging av målesystemene ved Teesside-terminalen ligget på et relativt lavt nivå. Enkelte av målesystemene for nedkjølt våtgass har vist seg å gi uventede problemer. Disse problemene arbeides det fortsatt med å løse. Dvs at peiling av tanker fremdeles benyttes ved måling av utskiptet våtgass. Målesystemene for innløp til terminalen (lekkasjeovervåking på rørledning) og salgsmålesystemene for stabilisert råolje, er brakt opp til en tilfredsstillende standard.

I Emden utføres, som tidligere, månedlige inspeksjoner etter faste prosedyrer. Det eneste tekniske problemet som har forekommet på disse målesystemene i 1980, har vært enkelte tilfeller av oppsamling av faste partikler fra rørledning eller prosessanlegg i målelementene.

Ved de fleste inspeksjoner i Emden vil Oljedirektoratets inspeksjonsperiode falle sammen med tidspunkter da lokale tyske justermyndigheter er til stede for å foreta kalibreringer. En har dermed til en viss grad uformell kontakt med tyske kontrollmyndigheter.

Av øvrige kontrollvirksomhet på det samlede måleopplegget for feltene i Ekofisk-området, kan det nevnes at man i 1980 har utarbeidet og tatt i bruk datamaskinprogrammer for å kontrollere de eierskapsberegninger som ligger til grunn for inntekts- og avgiftfordeling mellom rettighetshaverne i Ekofisk-området.

2.3.4.3 Målesystemene på Frigg, på MCP01 samt på landterminalen i St. Fergus

Frigg-rørledningene benyttes også til transport av gass fra felter på engelsk sokkel. Gassen fra de engelske felt Piper og Tartan, kommer inn i Frigg-ledningene på kompressorplattformen MCP01, midtveis mellom Frigg og Skottland. Gassen som selges ut fra terminalen i St. Fergus er således en blanding der eierskapet for de enkelte felt som har bidratt, må være kjent til enhver tid. For eierskapsberegningen som utføres, brukes data for kvantum og sammensetning både fra målesystemene på Frigg, MCP01 og terminalen. For å ivareta norske avgifts- og andre interesser, er det derfor nødvendig å drive kontroll på målingene på Frigg, MCP01 og i St. Fergus. Videre må eierskapsberegningene kontrolleres.

Som i 1979 utfører Oljedirektoratet inspeksjoner på Frigg og MCP01 etter et fast system som er utarbeidet i samarbeid med engelske myndigheter. Inspeksjonene utføres dels i fellesskap med disse.

I St. Fergus utfører Oljedirektoratet måleteknisk kontroll månedlig, og etter eget fast inspeksjonsopplegg.

En systematisk kontroll av eierskapsberegningene er ennå ikke etablert for Frigg-systemet. Det antas at datamaskinprogrammer for dette formål vil være ferdigbrakt og tatt i bruk i siste halvdel av 1981.

2.3.4.4 Målesystemene for N.Ø. Frigg og Odin

I løpet av 1980 ble enighet oppnådd mellom myndigheter og de involverte oljeselskaper om det generelle opplegg for måling av gass fra N.Ø. Frigg og Odin. Både norske og britiske myndigheter har rett til kontroll av disse systemene fordi de inngår som en del av de målinger som er bestemmende for eierskapsfordeling av gassen i Frigg-rørledningene. Ut fra de spesielle forhold som råder omkring utbygging av disse to felt, falt det naturlig at man i større grad enn vanlig tok hensyn til utbyggingskostnader da måleopplegget ble vurdert. Det godkjente opplegg innebærer bl a at Frigg-feltets bidrag til gass i rørledning

beregnes som en differanse mellom totalstrømmen ut fra Frigg-plattformene og de kvanta som er innkommet på Frigg fra N.Ø. Frigg og Odin.

Det forventes at operatørene i 1981 vil levere detaljforslag for oppbygging av målesystem for de to felt. Oljedirektoratet vil, som ved de tidligere stadier av godkjenningen, utføre videre kontrollarbeid i samarbeid med Department of Energy.

2.3.4.5 Statfjord

Statfjord «A» startet produksjon med lasting fra bøye i november 1979. Ut fra enkelte problemer med målesystemet i den første driftsperioden, ble Oljedirektoratet enig med operatøren om å kontrollere lastekvanta ved hjelp av et uavhengig inspeksjonsfirma. En benyttet da tankpeiling på lossestedet. Da problemene var løst, gikk man over til å benytte målesystemet på plattformen fullt ut.

Ut fra den situasjon som rådet på det personellmessige området i 1980, har en ikke kunnet gjennomføre driftsinspeksjoner på målesystemet i ønskelig utstrekning.

Målesystemet for Statfjord «B» er bygget og ble i løpet av året testet og kontrollert hos fabrikanten.

Kontroll av målesystemet for Statfjord «C» på konstruksjons-stadiet, vil bli startet ved årskiftet 80/81.

2.3.4.6 Murchison

Murchison er, sammen med Frigg og Statfjord, et av de felt der utvunnede hydrokarboner deles prosentvis mellom norske og britiske rettighetshavere. Norsk prosentdel er 16,25

Feltet startet sin produksjon høsten 1980.

Kontroll av utprøving av målesystemet før start, samt godkjenning av drifts- og vedlikeholdsprosedyrer, er ikke foretatt. Dette har bl a sammenheng med de spesielle formelle forhold når det gjelder hjemler o l for dette feltet. Oljedirektoratet vil arbeide videre med saken i 1981.

2.3.4.7 Ula

For målesystemene på Ula-feltet utfører Oljedirektoratet for tiden kontroll av design.

2.3.4.8 Valhall

Oljedirektoratet foretok i 1980 godkjenning av design av målesystemene for olje og gass fra Valhall-feltet. I slutten av året er status på disse systemene at den mekaniske delen er godkjent og skipet til byggestedet for plattformen der den skal monteres. Før de øvrige deler av målesystemet kan skipes, må disse undergå ytterligere tester hos fabrikant.

3. Aktivitetsnivå, målsetting og perspektiver

3.1 OPPSUMMERING AV DAGENS SITUASJON OG FORUTSETNINGER FOR OLJEVIRKSOMHETEN

Aktivitetsnivået bestemmes primært ut fra politiske vurderinger. Dette er diskutert bl a i St. meld. 53, 1979/80. Å definere nivået kan gjøres på mange måter. I Norge har man valgt å ta utgangspunkt i utvinningsnivå og har angitt en årlig produksjonsrate på 90×10^6 t o e som eksempel på et moderat utvinningsnivå.

Innenfor denne ramme er det vesentlig å legge forholdene til rette slik at man i størst mulig grad unngår de store svingninger innenfor alle de viktigste aktivitetsområdene. Disse er:

- seismiske undersøkelser
- leteboring og produksjonsboring
- felt-utbygging (planlegging, bygging, installasjon)
- drift av anlegg

Store svingninger og/eller for rask opptrapping i nivået innen de enkelte aktivitetsområder fører lett til betydelige problemer og ledsages av kvalitetsvekkelse, kostnadsoverskridelser og andre kjedereaksjoner.

For å bevirke et hensiktsmessig aktivitetsmønster er det av avgjørende betydning at det foretas en rasjonell totalplanlegging på et objektivt grunnlag. Oljedirektoratet ser det som en viktig funksjon å bidra med konsekvens- og perspektivanalyser i forbindelse med planlegging av fremtidig aktivitet.

3.1.1 Aktivitetsnivå

3.1.1.1 Lete- og avgrensingsboring

I 1980 er det påbegynt 36 lete- og avgrensingshull. Dette er det høyeste antall på et år på norsk sokkel. Ut ifra selskapenes planer forventes det at dette nivået økes ytterligere i 1981.

Uten ytterligere tildeling av blokker vil imidlertid nivået reduseres betydelig videre utover i 1980-årene. Noe av reduksjonen vil bli motvirket ved ny tildeling. Det høye aktivitetsnivået når det gjelder lete- og avgrensingsboring i 1979 og 1980, må sees på som

resultat av den ekstraordinært høye funnrate i 4. konsesjonsrunde.

Ut ifra dagens situasjon vil det være vanskelig å forsvare det nåværende nivå innen lete- og avgrensingsboring som det optimale utover i 1980-årene.

I forbindelse med behovet for nye konsesjonstildelinger har Oljedirektoratet vurdert det antall letehull som kan være en hensiktsmessig nivå ut fra hensynet til bl a:

- reservegrunnlaget i forhold til et produksjonsnivå på 90 t o e
 - ønsket om langsiktig kartlegging av reservenes fordeling på sokkelen.
 - sikkerhetsbetraktninger, spesielt med henblikk på tilgangen av kvalifisert personell.
- På denne bakgrunn har man konkludert med at et antall hull i størrelsesorden 30 pr år vil kunne tilfredsstille de ovenfornevnte forutsetninger.

3.1.1.2 Produksjonsboring

I 1980 ble det boret 27 produksjonshull. Dette er en nedgang i forhold til 1979. Det er forventet ytterligere nedgang i antallet hull i 1981 og 1982. En økning er forventet igjen i 1983 og 1984. Variasjoner i antallet produksjonshull er knyttet til svingninger i utbyggingsaktivitet. Riggbehovet vil være forskjellig ved leteboring og produksjonsboring, men det vil være behov for samme personellkategori. Ut fra denne synsvinkel må derfor lete- og produksjonsboringer sees i sammenheng. Brønnvedlikehold hører også med i denne sammenheng. Generelt kan det sies at produksjonsboring i større grad enn leteboringer er forutsigbart innen en periode på 4-5 år.

3.1.1.3 Felt under evaluering og planlegging

Etter hvert som nye blokker blir tildelt og leteboringen påviser nye felt, øker omfanget av felt-evalueringene, samtidig som mulige utvinnings- og ilandføringsalternativer vurderes. I blokkene tildelt i 4. konsesjonsrunde er det gjort en rekke interessante funn. I tillegg er det interessante funn i blokker fra

tidligere runder, så som Heimdal, Sleipner, 30/4-30/7, 15/3, 2/1, 35/3, osv, som har medført at omfanget av planleggingsarbeidet det siste året er blitt vesentlig større enn tidligere. Grunnen til den høye planleggingsaktivitet ligger ikke kun i antallet felt, men også feltenes kompleksitet. De meget store investeringene som er nødvendige for en forsvarlig feltutbygging, medfører at den enkelte rettighetshaver er nødt til å foreta en meget inngående planlegging før et feltutbyggingsprosjekt kan etableres.

3.1.1.4 Felt under utbygging

Etter at utbyggingen av Ekofisk ble påbegynt i begynnelsen av 70-årene, var det en gradvis økning i aktiviteten med utbyggingen av Frigg og Statfjord frem mot slutten av 70-årene. Senere har aktiviteten avtatt noe, selv om den videre utbyggingen av Statfjord, samt Valhall-feltet, fremdeles gir et betydelig aktivitetsnivå. Vedtaket om å bygge ut Ula, N.Ø. Frigg og Odin, medfører at en fortsatt kan vente en viss aktivitet, men ikke den samme som i siste halvdel av 70-årene. Mye av byggeaktiviteten i den tiden ble utført av utenlandsk arbeidskraft, mens en innenlands bygget opp kompetanse og kapasitet. For tiden blir det meste av utbyggingsaktiviteten utført av norsk arbeidskraft både hva angår ingeniørtjenester og verkstedarbeider.

Det er grunn til å tro at utbyggingsaktiviteten i den nærmeste tid vil gi oppdragsmuligheter utover det som det er hensiktsmessig for norsk industri å ta på seg. Aktiviteten vil nødvendigvis variere fra år til år, men det er viktig at en gjennom overordnet utbyggingsplanlegging legger forholdene slik til rette at en unngår store svingninger i aktivitetsnivået.

3.1.1.5 Driftsaktivitet

Ved utgangen av 70-årene var samtlige felt innen Ekofisk-området ferdig utbygget og i drift. Frigg-feltet var i operasjon og produksjon fra Statfjord «A» ble påbegynt. Driften av produksjons- og ilandføringsanlegg har vist seg å bli mer ressurskrevende enn opprinnelig antatt. Et betydelig antall personer er allerede direkte engasjert i driften av produksjonsanlegg. Disse fordeler seg på rent administrative funksjoner, så som petroleumsfaglige funksjoner for vurdering av produksjonen fra det enkelte felt, funksjoner i forbindelse med operasjon og vedlikehold av anleggene, samt mer service-rettede funksjoner som forpleining og tilbringertjeneste. Det enkelte felt har en levetid på henimot 20 år. Antallet

engasjerte i driftsvirksomheten vil derfor gradvis måtte øke etter hvert som flere felt bygges ut.

3.1.1.6 Personellbehov

Den omfattende kartleggings-, vurderings-, planleggings- og driftsaktivitet har i stor grad påvirket etterspørselen etter geologer, geofysikere, ingeniører i videste forstand og økonomer. Dette er høyt kvalifisert personell som det tar lang tid å utdanne. Det har hittil og vil fortsatt være nødvendig å rekruttere disse fra annen virksomhet.

Ser en på behovet for geofagfolk alene, vil dette under forutsetning av et noenlunde stabilt aktivitetsnivå med en årlig produksjon på 90 mill t o e, være på omkring 1 000. Dette innebærer at dagens utdanningskapasitet må fordobles.

Det vil da gå minst 8-10 år før det nåværende og framtidige behov blir dekket. Dette gjelder da petroleumsnæringens behov - det øvrige behov for geofagfolk er antatt stabilt, noe som synes å være optimistisk.

Det er grunn til å anta at planleggings- og utbyggingsaktiviteten vil øke i de kommende år.

Det har vært et ønske om å øke det norske engasjement i oljevirksomheten. Denne forskningsprosessen må imidlertid sees i sammenheng med nasjonal kompetanseoppbygging og disponering av arbeidskraft.

3.1.2 Reservegrunlaget

Tabell XVI, XVII og figur 3.A gir en oversikt over de påviste reserver på norsk kontinentalsokkel. Totalt er det påvist $2,4 \times 10^9$ t o e. Det er utbygd eller foreligger planer for utbygging for $1,12 \times 10^9$ t o e.

Reserveanslagene for 30/6 og 30/7-6 må betraktes som minimumstall. Boring i nærmeste fremtid vil sannsynligvis heve reservene slik at det totale potensialet blir over $2,5 \times 10^9$ toe. Det er for tidlig å offentliggjøre anslag for flere av de nye funnene 30/3, 35/8, 34/4, 35/3, 2/1-3 og 31/4 på grunn av store usikkerheter i anslagene.

Anslaget for 31/2 inkluderer de deler av strukturene som strekker seg inn i 31/5. Anslaget for 31/3 og 6 tilsvarer ca $1,2 \times 10^9$ tonn oljeekvivalenter (t o e). Disse reservene kan inkluderes som lavrisiko ikke påviste reserver.

Det eksisterer flere uborede lavrisikostrukturer i de konsesjonsbelagte blokker, særlig gjelder dette 4. runde-konsesjonene. Det er således for tidlig å vurdere effekten av 4. runde-tildelingen.

Oljedirektoratet anslo før 4. runde-konseksjonstildeling totalpotensialet i norsk del av Nordsjøen til $4,7 \times 10^9$ t o e. Selv om 4. runde foreløpig har oppnådd en større funnfrekvens enn det som inngikk i risikoveiingen av de ikke påviste reserver i dette anslaget, er reserveanslagene for usikre til at vi kan vite om de forventede reserver som inngår i tallet er for lave. Det er således for tidlig å foreta revurdering av anslaget på $4,7 \times 10^9$ t o e.

Reservegrunnlaget for norsk sokkel syd for 62°N blir som følger:

Påviste reserver	$2,4 \times 10^9$ toe.
Lavrisiko reserver	$1,2 \times 10^9$ toe.
Uopdagede reserver	$1,1 \times 10^9$ toe.
	<hr/>
	$4,7 \times 10^9$ toe.

Store deler av de uoppdagede reserver forventes i allerede tildelte blokker eller blokker som har felles struktur med disse.

Det er viktig å understreke at de angitte reservertall for uoppdagede reserver er geologisk risikoveide.

TAB. XVI

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som ikke er besluttet utnyttet pr 31.12.80.

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields not declared commercial as of 31.12.80.

Felt	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje 10^6Sm^3	Gass 10^9Sm^3	Olje 10^6Sm^3	Gass 10^9Sm^3
Balder ¹	173	—	50	—
Bream	< 1	< 1	< 1	—
Brisling	< 1	< 1	< 1	—
Eldfisk Jura	—	—	—	—
Flyndre	< 1	< 1	< 1	< 1
S. Ø. Frigg	—	1	—	1
Ø. Frigg	—	6	—	5
Heimdal	4	49	2	36
Hod	45	11	9	7
Murphy	—	2	—	2
Sleipner	41	178	11	127
S. Ø. Tor	21	6	4	3
Valhall ²	126	31	25	19
1/9-Alfa	26	19	5	11
1/9-Gamma	18	18	4	13
15/3-1	24	84	4	35
25/2-4	23	25	4	12
30/6	8	34	3	27
30/7-30/4	—	70	—	50
31/2	533	805	80	560
33/9-Alfa	37	4	18	2
33/9-Beta	78	3	39	2
34/10-Alfa	17	6	8	4
34/10-Delta	463	21	205	14
Totalt	1640	1373	471	930

¹ Under vurdering. Anslag omfatter hele feltet.

² Den delen av feltet som ikke omfattes av Valhall A-utbyggingen.

³ Omfatter antatt forsettelse av struktur inn i 31/5.

TAB. XVII

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som er besluttet utnyttet pr 31.12.80.

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields declared commercial as of 31.12.80.

Felt	Oppr. tilstedeværende petr.mengd.		Oppr. utvinnbare petroleumsmengder		Utvunnet petroleumsmengder		Rest. utvinnbare petroleumsmengder	
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Albuskjell ¹	31	38	11	21	2	3	9	18
Cod ¹	5	9	2	4	1	2	1	2
Edda ¹	12	3	2	2	1	0,4	1	2
Ekofisk ¹	815	191	165	105	90	18	75	87
Eldfisk ¹	560	141	72	49	8	2	64	47
Frigg ²	—	158	0,6	127	0,1	24	0,5	103
Murchison ³	19	1	9	0,3	0,1	—	9	0,3
N. Ø. Frigg	—	19	—	8	—	—	—	8
Odin	—	30	0,1	22	—	—	0,1	22
Statfjord ⁴	682	119	341	40	4	—	337	40
Tor ¹	125	25	20	17	8	3	12	14
Ula	70	8	28	2	—	—	28	2
Valhall A	243	61	41	28	—	—	41	28
V. Ekofisk ¹	54	31	12	24	8	13	4	11
Totalt	2616	834	704	449	122	64	582	385

¹ NGL inkludert i oljen.² Dette er norsk andel: 60,82 %³ Dette er norsk andel: 16,25 %⁴ Dette er norsk andel: 84,09 %

3.1.3 Kapasitetsbegrensninger

De mange store funn som tilsammen er gjort på sokkelen, stiller oss overfor muligheter til å drive industriell virksomhet som vi ikke tidligere har erfart maken til. Hvordan og hvor raskt vi omstiller oss til å gjøre dette avhenger blant annet av de kapasitetsbegrensninger som ligger i samfunnet.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden lagt økende vekt på å identifisere disse begrensningene og å vurdere hvor sterkt det er rimelig å vente at aktivitetsnivået kan endre seg fra år til annet uten at dette kommer i konflikt med begrensningene.

Et viktig område der en har erfart kapasitetsbegrensninger er tilgang på endel kategorier kvalifisert personell. Dette kan resultere i manglende kvalitet både i planlegging og utføring av feltutbyggingsprosjekter såvel som leteboring. Moe-utvalget har påpekt de uheldige konsekvenser høyt tempo kombinert med manglende erfaring og kapasitet, har på kostnadene ved utbyggingsprosjekter i Nordsjøen. Av større betydning på lang sikt er imidlertid faren for suboptimal utnyttelse av ressursene i Nordsjøen som følge av feil planleggings- og utnyttelsesstrategi.

3.1.3.1 Dispensasjoner fra kvalifikasjonskrav

Det er særlig på leteboringsiden det har vært mangel på kvalifisert personell. Som følge av dette har Oljedirektoratet etter nøye vurderinger innvilget et større antall dispensasjoner i 1980. Dette har betydning for sikkerhetsvurderinger og Oljedirektoratet har derfor vært særlig opptatt av denne siden.

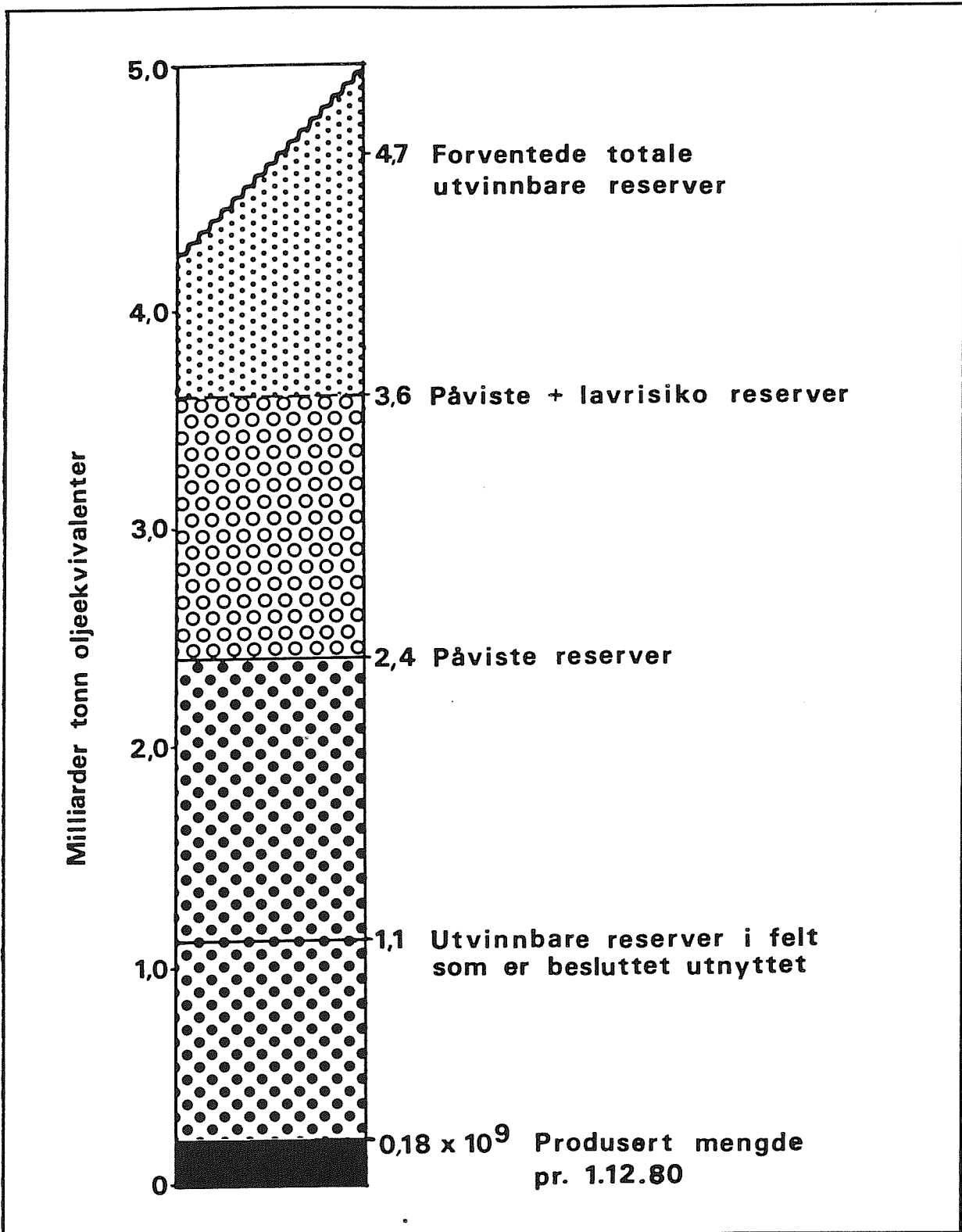
Leteaktiviteten etter 4. og 5. konsesjonsrunde har ført til desentraliserte base- og operasjonskontorer. Oljedirektoratet vil presisere at slik desentralisering stiller større krav til operatørens kapasitet og nødvendiggjør en styrking av deres landbaserte borepersonell.

Situasjonen når det gjelder ledende borepersonell er lite tilfredsstillende i dag. Imidlertid er utdanningskapasiteten nå av et slikt omfang at man forhåpentligvis er i stand til å nå målsettingen om ikke å gi dispensasjoner etter 1.1.82. Økende kontrahering av norske boreplattformer og økt utbygging vil imidlertid raskt kunne medføre underskudd på kvalifisert borepersonell.

Personellsituasjonen innen boring viser i dag stor knapphet på både ledende operativt personell og landbasert ingeniørpersonell.

FIG. 3.A
Utvinnbare reserver sør for 62°N.

Recoverable reserves south of 62°N.



Oljedirektoratets oppfatning er at begge disse personellkategorier representerer nøkkelpersonell når det gjelder utøvelse av en sikker boreoperasjon. Situasjonen i dag hva angår tilgjengelige personellressurser tilsier at boreaktivitetene ikke bør økes utover dagens nivå.

3.1.3.2 Dispensasjoner fra arbeidsprogrammet

Hver utvinningstillatelse er pålagt et arbeidsprogram som skal oppfylles innen en nærmere definert tidsramme, vanligvis 6 år. Det arbeidsprogram selskapene er villig til å påta seg er av stor betydning for valg av lisenshaver. I praksis er det operatøren som har hovedansvaret for at det gjennomføres.

Utsettelse av arbeidsprogram i tid griper inn i og vanskeliggjør myndighetenes mulighet for langtidsplanlegging av utbyggingsstrategi og aktivitetsnivå. Av den grunn var tidsaspektet spesielt fremhevet hva angår første boring i en rekke 4. runde-blokker.

Hittil er det gitt 6 utsettelse m h t tidsrammene for gjennomføring av arbeidsprogrammene. Disse dispensasjonene må sees på bakgrunn av aktivitetsnivået. Disse er:

- 1 i 24/11-12 (Statoil operatør)
- 1 i 30/2 (Statoil operatør)
- 3 i 30/3 (Statoil operatør)
- 1 i 29/6-30/4 (BP operatør)

Det er dessuten gitt ytterligere 3 dispensasjoner, men disse hadde sammenheng med negative geologiske resultater og i ett tilfelle uavklart avgrensning mot Storbritannia.

3.1.4 Forsvarlig utnyttelse

3.1.4.1 Utvinningsgrad

Tabell XVI og XVII viser tilstedeværende og utvinnbare reserver i petroleumsforekomster på norsk sokkel. En del felt produseres gjennom felles prosessanlegg, og fordeling av totalproduksjonen skjer etter regler rettighets-haverne er blitt enige om seg imellom, (f.eks. Ekofisk-området). Tilstedeværende reserver regnes her som om hvert felt var isolert, mens utvinnbare reserver påvirkes av produksjonen fra andre felt. Derfor vil en sammenligning av tallene i tabell XVI og XVII ikke alltid gi et helt korrekt bilde av utvinningsgrad for olje og gass. Avvikene er imidlertid små, og tabellene viser at gjennomsnittlig utvinningsgrad for felt som hittil er besluttet utnyttet er 27 % for olje og 56 % for gass, totalt gjennomsnitt på 33,5 %. Tallene varierer imidlertid fra 14 % for olje i Eldfisk til 80 % av gassen i Frigg. Gassfelt vil normalt ha høy utvinningsgrad (60 % eller mer). For olje varierer utvin-

ningsgraden fra under 10 % til over 60 %, med 35 % som et grovt gjennomsnitt på verdensbasis for den type olje som finnes i Nordsjøen.

Oljedirektoratet har prioritert arbeidet med å øke utvinningen fra de feltene som blir dårligst utnyttet. De energimengder som kan vinnes ved bedre utnyttelse av petroleumsforekomstene er enorme i forhold til hva som kan spares ved bedre utnyttelse av energi ellers i landet.

I Ekofisk-området har Oljedirektoratet først og fremst konsentrert seg om gassinjeksjon. Beregninger som direktoratet har utført viser at ca 1 tonn olje utvinnes for hver 1000 m³ som injiseres. Ca 13,5 milliarder Sm³ gass er blitt injisert i Ekofisk siden 1975. Injeksjonskapasiteten er dermed blitt utnyttet 50 %, og oljeutvinningen er økt med ca 16 millioner Sm³. Erfaringene hittil tyder på at gassinjeksjon er en velegnet utvinningsmetode for iallfall Ekofisk, og at den ville ha gitt en svært vesentlig økning i de utvinnbare reservene om den var blitt benyttet fullt ut fra begynnelsen av. Da forelå det imidlertid ingen analyser som klarla dette og ingen erfaringer som kunne underbygge det.

Dette illustrerer et hovedproblem ved forsvarlig utnyttelse. Viktige beslutninger om utbyggingsstrategi fattes på et så tidlig tidspunkt at beslutningsgrunnlaget kan være mangelfullt. Inngåtte avtaler og økonomiske hensyn gjør det meget vanskeligere å endre planene.

Erfaringene i Ekofisk-området illustrerer et annet særtrekk ved feltutvikling i Nordsjøen. Forekomstene er her så store at selv lav utnyttelsesgrad gir produksjonsrater og utvinnbare reserver som er store i internasjonal sammenheng.

Utbygging for å utnytte ressursene optimalt vil ofte gi dårligere økonomisk resultat. Investeringene må nemlig foretas tidlig, mens gevinsten normalt ikke viser seg før et godt stykke ut i feltets levetid.

Når inntekten fra utbyggingen begynner å komme, kan det på nytt være aktuelt å vurdere tilleggsinvesteringer. Ofte vil ressursene da være vanskeligere å utvinne, slik at resultatet blir dårligere enn om investeringene var blitt foretatt med det samme. Etter vanlig bedriftsøkonomisk praksis blir tilleggsinvesteringer og tilleggsproduksjon betraktet som et isolert prosjekt. Derfor kan godt tilleggsprosjektet være ulønnsomt mens primær utbygging sammen med tilleggsprosjektet fortsatt har tilfredsstillende avkastning.

Disse eksemplene viser noen av de problemstillinger Oljedirektoratet møter når bestemmelsene i «Midlertidige forskrifter for

forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster» (fastsatt av Olje- og energidepartementet 17.11.80), skal håndheves. Erfaringene har vist at selv om Stortinget har fattet vedtak om utredningsprogram om mer effektiv utvinning, kan det være vanskelig å få rettighets-haverne motivert til å gjennomføre prosjek-tene.

3.1.4.2 Gassbrenning

Ressursutnyttelse omfatter også fornuftig utnyttelse av den petroleum som utvinnes. Utvunnet olje og utvunnet gass fra rene gassfelt blir utnyttet maksimalt, mens betydelige gassmengder fra oljefelt allerede er blitt brent. Som omtalt i kapittel 2 er det pr 31.12.80 totalt brent 4,17 millioner Sm³ gass på norsk sokkel, dvs 7,1 % av all gass som er produsert fra oljefelt. Energimessig tilsvarer dette knapt et halvt års forbruk av petroleum i Norge.

Bortsett fra perioden med prøveproduksjon på Ekofisk-feltet i 1971–1974, har samtlige felt-utviklingsplaner inneholdt planer for utnyt-telse av assortert gass. Når såpass betyde-lige mengder allikevel er blitt brent, henger dette sammen med at det ofte, økonomisk sett, er mer attraktivt å brenne gass enn å stoppe oljeproduksjon om problem skulle oppstå. Av operasjonelle- og sikkerhetsmessige grunner vil det alltid være behov for å brenne noe gass. Produksjonstillatelsene gir derfor maksimal-grenser for hvor mye gass som kan brennes. Tillatelsene gis som rullerende gjennomsnitt over 15 dagers perioder. For operatørene kan rullerende gjennomsnitt utvilsomt skape pro-blem, men systemet har vist seg å være effek-tivt til å begrense gassbrenning.

I pkt 2.1.5.3 ble det nevnt at det i Ekofisk-området i 1980 ble brent ca 0,6 % av produsert gass. Med det utstyret som i dag finnes, er det tvilsomt om det lar seg gjøre å redusere bren-ningen nevneverdig. Men noe kan trolig frem-deles oppnås ved utvikling av bedre fakkell-system.

De feltene som hittil er blitt utbygd, inneholder enten store gassmengder eller finnes nær transportsystem for gass. Det har derfor ikke vært vanskelig å kreve at gassen skal utnyttes. I framtiden kan vi imidlertid bli stilt overfor valget mellom å tillate brenning av gass eller risikere at utbygging ikke kommer i gang. Dersom det krever mer ressurser å utnytte gassen enn det vinnes, sier det seg selv at brenning må kunne tillates. I andre tilfeller er det et spørsmål om ikke ressursene heller bør bli liggende i påvente av ny tekno-logi eller i påvente av nye situasjoner som gjør det mulig å ta bedre vare på ressursene.

3.1.4.3 Forbruk av energi i forbindelse med behandling og ilandføring

Fornuftig ressursutnyttelse omfatter også for-bruket av gass som brensel i forbindelse med behandling og ilandføring av petroleum.

De økede brenselomkostninger og det gene-relle krav om energiøkonomisering har med-ført at det for landbasert industri som bla raffinerier og petrokjemisk industri er gjort mye for om mulig spare på brenselforbruket. Dette gjelder også i noen grad for produk-sjonsanlegg, men en oversikt over brenselfor-bruket på de anlegg som er i virksomhet viser at energiforbruket er betydelig. Brenselet som blir benyttet er i all vesentlighet gass fra feltet. Ved å måle forbruket pr tonn olje-ekvivalent petroleum produsert får en føl-gende fremstilling for de enkelte feltutbyg-ginger.

Ekofisk-kompl.:	19.1 Sm ³ /t o e produsert pe-troleum
Frigg:	2.6 Sm ³ /t o e produsert petro-leum
Statfjord:	20.2 Sm ³ /t o e produsert pe-troleum

Som det fremgår av denne oppstilling, bru-kes det mindre energi på Frigg som er et gassfelt, enn på de andre feltene som er olje-felt med assosiert gass. Årsakene til dette er at forbruket til kompresjon og ilandføring ennå ikke er kommet igang på Frigg.

De energikrevende enheter i prosess-syste-met er primært kompressoren som enten er drevet direkte av en gass-turbin eller elek-trisk motor. Videre brukes det gass som bren-sel i varmolje-systemet ved glykolregenereringsanlegget. I hjelpesystemet brukes det brensel i form av gass som tas fra prosess-strømmen til framstilling av elektrisitet.

På denne bakgrunn er det derfor naturlig å vurdere om utnyttelsen av den energien som utvikles i produksjonssystemet kan bedres.

En litteraturundersøkelse foretatt av direk-toratet viser at det pr i dag er publisert lite om arbeid som er utført for å utnytte den energien som går til spille ved offshore anlegg. En må her dra nytte av de forsøk som er gjort i raffinering-anlegg og petrokjemisk industri for å spare energi. Disse går i hovedsak på forskjellige gjenvinningsmetoder av spillvar-men i avgassen på turbiner, motorer og for-brenningsovner, samt gjenvinning av energi gjennom turboexpandere hvor det forekom-mer trykkfall i prosessen.

Energisparing og bedre utnyttelse av den energi som anvendes ved behandling og ilandføring av petroleum burde være teknisk mulig ved hjelp av:

- Varme fra eksosgasser
- Trykk og temperaturfall i prosessen
- Bedret isolering
- Termisk utnyttelse av prosess-strømmer
- Bedre design og utnyttelse av trykkavlastning- og fakkelsystem

En vurdering som ble gjort med hensyn til energisparing på Statfjord «A» viser at produksjonsprosessen selv har tilgjengelig mer enn tre-fjerdedeler av totalt el.kraftbehov. Ulempen ved endel av energisparemetodene er at man får et komplisert prosess-system med stor intern avhengighet, og følgelig liten fleksibilitet.

3.2 PERSPEKTIVER

3.2.1 Ressurskartlegging

Reservegrunnlaget i de enkelte områder på sokkelen er og vil fortsatt være forutsetningen for aktivitet innen oljevirksomheten.

Målsetningen må der være å oppnå en best mulig likevekt mellom framtidig aktivitetsnivå og de faktorer som virker begrensende på dette (personelltilgang, tilgjengelige boreplattformer, selskapenes kapasitet etc). Videre en utbyggingsstrategi som medfører en optimal utnyttelse av ressursene på nasjonal-økonomisk sett mest mulig gunstig måte.

En forutsetning for å gjennomføre sentrale målsetninger som jevnhet i aktivitetsnivå, forsvarlig utnyttelse, etc, er at det foretaes en best mulig ressurskartlegging av sokkelen.

En langsiktig ressurskartlegging har som hensikt å kartlegge petroleumspotensialet på de ulike deler av sokkelen for på den måten å holde kontinuitet i oljevirksomheten på letesiden ved åpning av nye områder.

En kortsiktig ressurskartlegging vil ha til hensikt å undersøke reservegrunnlaget i områder/blokker der boring pågår eller vurderes igangsatt. En total vurdering av reservegrunnlaget innen et område er av betydning for utvinning av reserver i det enkelte felt og for samordning av utbygging innen et større område med tanke på å holde et stabilt aktivitetsnivå som harmonerer med oppbygging av kompetanse, forsvarlig utnyttelse av ressurser, samordnede utbyggingsløsninger, m m.

Konsesjonstildelinger innen blokksystemet er første ledd i en slik ressurskartleggings- og utbyggingsstrategi. Ved å pålegge operatøren et geologisk begrunnet arbeidsprogram, kan myndighetene sikre seg at forskjellige prospekttyper blir undersøkt og reservegrunnlaget innen en blokk forsvarlig kartlagt og testet. På grunn av den lange tid som går fra et felt påvises og til drift settes igang, er det

nødvendig med en langsiktig planlegging med utgangspunkt i ressurskartlegging.

3.2.2 Framtidig tildeling av utvinnings-tillatelser

På bakgrunn av den lange tid som går med fra et felt påvises og til drift settes i gang, er det nødvendig med en langsiktig planlegging med utgangspunkt i ressurskartlegging.

Nye utvinningstillatelser vil være styrt av reservesituasjon, ønsket om et jevnt nivå innen de sektorer som berøres av oljevirksomheten, ønsket om å påvise nye felt som kan gi støtte til eksisterende utvinnings- og transportanlegg og ressurskartlegging ved å teste nye prospekttyper og undersøke nye områder.

Vi er i dag i en situasjon der det allerede er påvist reserver i Nordsjøen i en størrelsesorden som er tilstrekkelig for å nå et produksjonsnivå på 90×10^6 t o e i slutten av 1980-årene og holde det i minst 25 år. Det er også grunn til å vente ytterligere funn i til-delte blokker: Samtidig er der ledig transportkapasitet i rørledninger fra f.eks. Ekofisk-området.

Med utgangspunkt i ovennevnte, og under hensyntagen til at det tar lang tid å modne prospekt i nye områder, er det Oljedirektoratets syn at tildelinger i den nærmeste framtid bør ta sikte på følgende:

- Undersøke blokker i Nordsjøen der eventuelle funn naturlig kan knyttes til eksisterende eller planlagte transportsystem
- Teste «nye» prospekttyper i mer velkjente områder som Nordsjøen
- Skape en hensiktsmessig ramme for undersøkelsesboring i nye områder som Troms, Haltenbanken og Trænabanken, der man er i en meget tidlig fase
- Blokker der det med stor sannsynlighet kan forventes meget store reserver, kan vente i denne omgang

På denne bakgrunn er det Oljedirektoratets syn at hyppige, men begrensede tildelinger er det beste virkemiddel, både på kort og lang sikt.

3.2.3 Samordnet utbyggingsplanlegging

3.2.3.1 Perspektivanalysen

Perspektivanalysen er resultatet av det løpende arbeidet som foretas i Oljedirektoratet for å klarlegge konsekvensene av foretatte og mulige beslutninger for aktivitetsmønsteret fremover i tid.

De gode resultater fra boring det siste år har ført til en betydelig endring i reservegrunnlaget. Hittil i utviklingen på sokkelen har man ikke hatt betenkeligheter med å sette i gang

produksjonen for de felt som etter hvert har vist seg å være kommersielle. I dag står vi for første gang overfor et reelt, og tildels vanskelig valg, hva angår type felt som vi ønsker utviklet, hvordan disse bør disponeres over tid og hva slag infrastruktur som skal til for å sikre en optimal utnyttelse av feltene isolert og samlet.

Hvilke valg som skal treffes, vil være spørsmål om hva slags aktivitetsmønster som ønskes totalt sett. Dette fastlegges av de politiske myndigheter. Oljedirektoratets bidrag til denne prosessen er en objektiv fremstilling av de grunnleggende data, samt en vurdering av de konsekvenser alternative framgangsmåter får for sikkerhet og optimal ressursutnyttelse på sokkelen og for øvrige aspekter ved aktiviteten.

En fremstilling av denne karakter må nødvendigvis være beheftet med en viss usikkerhet. Reservemengden såvel som produksjon over tid for det enkelte felt er basert på estimater, slik at utbyggingsløsningen og dermed investerings- og arbeidsbehov for det enkelte felt kan avvike fra det reelle.

For en total vurdering som omfatter flere felt burde imidlertid usikkerheten i de enkelte felt oppveie hverandre.

I Oljedirektoratets forsøk på å illustrere en samordnet utbyggingsplan, har man tatt utgangspunkt i de overordnede målsettinger for aktiviteten og de ambisjonsnivå som det er gitt uttrykk for fra sentralt hold og som man anser å ligge innenfor nåværende og fremtidige muligheter. Det store spørsmålet er om disse målsetningene lar seg kombinere i en strategi.

Aktuelle utbyggingsprosjekter

Det er i dag en rekke utbyggingsprosjekter som kan tenkes igangsatt i nærmeste fremtid. Disse prosjekter kan inndeles i to hovedgrupper. I første gruppe er utbyggingen avhengig av eksisterende anlegg og må derfor sees på som et ledd i en optimal utnyttelse av disse anlegg. Den andre gruppen består av prosjekter der utbygging kan skje så og si adskilt, og dermed kan skje når som helst i fremtiden.

Avhengige (satellitt) felt (gruppe 1)

Figur 3.B gir oversikt over prosjektene som faller under gruppe 1, og de utvinnbare gass- og oljereserver som kan forventes fra de enkelte prosjekt. De første syv felt, og sannsynligvis 2/1, er det naturlig å utvikle i tilknytning til Ekofisk-anlegget. Det knytter seg en god del usikkerhet til disse prosjekter, spesielt Ekofisk-vanninjeksjon som er avhengig av oppmuntrende resultater fra prøvevanninjek-

sjonen i Ekofisk-feltet. Feltene Ekofisk S, Valhall B og C og S.Ø. Tor er gjenstand for videre vurdering hva angår kommersialitetsmuligheter. Feltene 33/9-Alfa og 33/9-Beta bør sees i sammenheng med Statfjord- og/eller Murchison-anleggene.

Om denne gruppe prosjekter kan det generelt sies at de hovedsakelig er oljefelt av relativt beskjeden størrelse med unntak av Ekofisk vanninjeksjon, der potensialet ligger i størrelsesorden 100 millioner Sm³.

Uavhengige felt (gruppe 2)

Figur 3.C gir oversikt over felt som ligger under gruppe 2, dvs felt som kan utsettes. De første 5 feltene er de som er best definert og der muligheten for en rask utbygging er til stede. 15/3 og 30/7-30/4 er mindre kjent og vil kreve ytterligere boring/undersøkelser. De nederste tre felt er interessante, men foreløpig usikre hva angår fremtidig utbygging.

Bortsett fra 30/10-Delta, som er beregnet å inneholde 205 millioner Sm³ olje, er alle de andre sikre felt gass eller gasskondensatfelt. Gassdominansen er særlig et resultat av reservestørrelsen i Sleipner, 31/2 og Heimdal. Av disse er utviklingen av 31/2 foreløpig usikker fordi det gjenstår å se om oljen er kommersielt utnyttbar eller ikke.

Det har gått relativt raskt med påvisning av betydelige reserver i løpet av de siste årene. Det bør i fortsettelsen forventes avklaring i foreløpig usikre felt som 31/2, 31/4, 30/2-30/3, 15/3 og 30/7-30/4. Disse feltene vil resultere i en ytterligere økning i aktuelle utbygningsprosjekter for gass. Tilsvarende forventninger for økning i oljereservene kan man foreløpig

FIG. 3.B
Aktuelle utbyggingsprosjekter. Gruppe 1: Avhengige (satellitt) felt.

Field development project. Group 1: Fields that are dependent on existing facilities.

	Påviste utvinnbare reserver	
	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³
Ekofisk vanninjeksjon		80-100
Hod	7	9
Valhall B + C	19	25
1/9 - Alpha	11	5
1/9 - Gamma	13	4
S.Ø. Tor	3	4
Ekofisk Sør		
2/1	2	20
33/9 - Alpha	2	18
33/9 - Beta	2	39

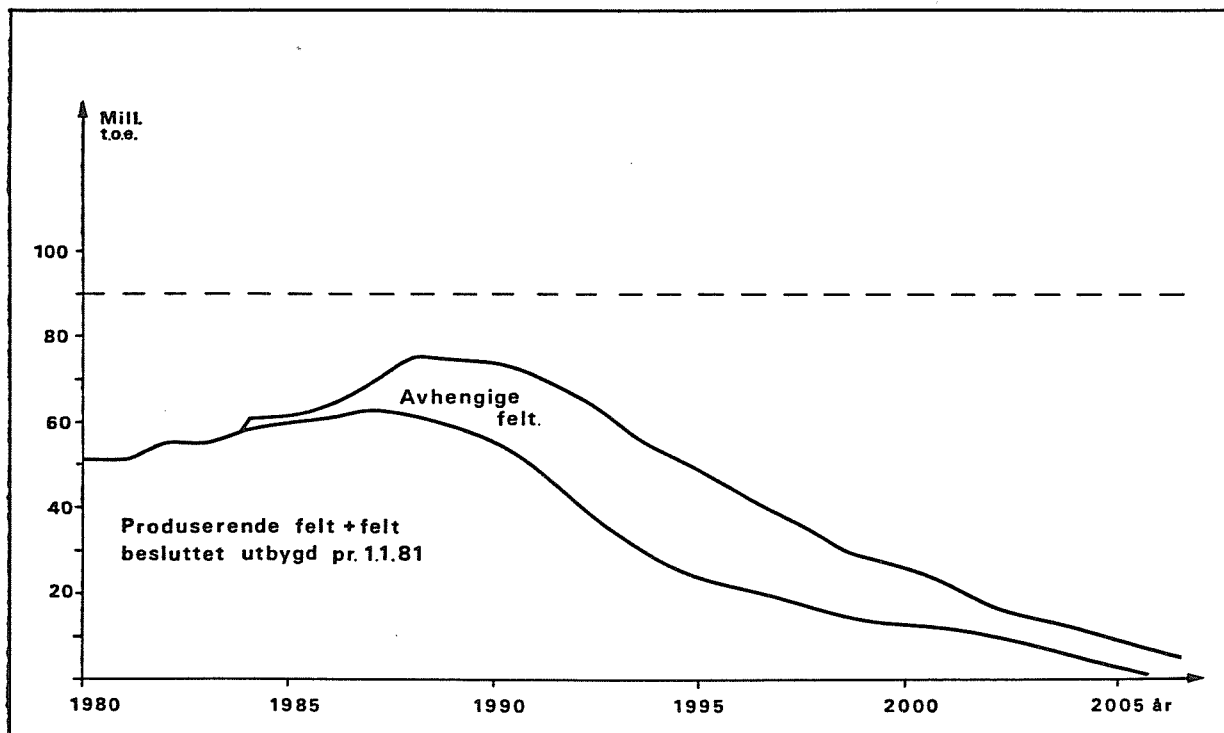
se kun i tilknytning til 31/4, evt i tilknytning til oljesonen i 31/2 eller nye funn i 4. runde som man ikke har full oversikt over i dag.

FIG. 3.C
Aktuelle utbyggingsprosjekter. Gruppe 2: Uavhengige felt.

Fields development project. Group 2: Fields that are not dependent on existing facilities.

	Påviste utvinnbare reserver	
	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³
Sleipner	127	11
34/10 - Delta	14	205
31/2	560	90
Heimdal	36	2
30/6	27 ⁺	3
Balder		Under vurdering
15/3	63	6
30/7-30/4	min.50-70	
31/4		?
34/2-34/4		?
30/2-30/3	?	
35/8	Kondensat	
35/3		?

FIG. 3.D
Produksjonsprognoser.
Prognosis for production of petroleum.



Utbyggingsalternativer

Fig 3.D viser produksjonsprognoser fra eksisterende felt og felt som er besluttet utbygget pr 1.1.81. Som det framgår av den laveste av de to kurvene, kommer produksjonen til å nå topp på ca 65 millioner t o e i 1988, for deretter å avta drastisk. Den øverste kurven viser imidlertid den potensielle økning som kan oppnås ved å foreta utbygging i felt som er omfattet av gruppe 1 ovenfor (avhengige felt). Denne kurven viser at det er mulig å øke produksjonen fra 1985, slik at toppen nås omkring 1990 på 75-80 mill t o e.

Disponering av felt som ligger i gruppe 2 (uavhengige felt), kan føre til forskjellige måter å opptrappe opp til 90 millioner t o e pr år, som her er satt som målsetting for total produksjon på sokkelen. For å illustrere konsekvensene av forskjellige framgangsmåter, har Oljedirektoratet valgt å beskrive tre alternativer:

Alternativ 0 forutsetter at utbyggingen skjer i henhold til de alternativ som selskapene opererer med, uten direkte innvirkning fra myndighetenes side hva angår tidspunktet for utbyggingen. Basert på erfaringene og status for arbeidet i det enkelte prosjekt, har man imidlertid antatt en del forsinkelser i oppstartingstidspunktet for hvert av feltene under vurdering.

Alternativ 1 tar utgangspunkt i en tidlig utbygging av et koordinert system for gass,

med full utnyttelse av eksisterende gass-transportkapasitet på sokkelen. Den forutsetter m a o at gassfelt utbygges i takt med økningen i gasstransportkapasiteten og at evt utbygging av oljefelt skjer kun etter at gass-systemet er tilstrekkelig utnyttet. Målsetningen m h t produksjonstak er at en skal ligge noe under 90 millioner t o e pr år for å ha «ledig plass» til en eventuell olje-produksjon i 31/2 og/eller utbygging av mulige felt nord for 62°N.

Alternativ 2 tar utgangspunkt i Statfjordgruppens ilandføringssøknad for Statfjord-gassen med tidlig utbygging av et koordinert system for gass for full utnyttelse av eksisterende transportkapasitet, samtidig med utbygging av oljefeltet 34/10-Delta.

Som det framgår av figurene 3.E-3.G har man forsøkt å illustrere konsekvensen av de tre ovennevnte alternativer ved å prognosere fire sentrale forhold av betydning, nemlig: forventet produksjon, forventede investeringer og driftskostnader, de arbeidstimer og de ingeniørtjenester som skal til for å gjennomføre utbyggingen for hvert enkelt alternativ.

Figur 3.E (alternativ 0) gir en illustrasjon på hvordan utbyggingen ikke bør skje – etter som produksjonsprofilen når en høyde på 110 millioner t o e pr år rundt 1990, for så å falle til rundt 95 millioner t o e pr år fram til århundreskiftet. Enda mer alvorlig enn at produksjonsrammen sprenges, er de store svingninger i investerings- og driftskostnadene som planen medfører, og den enorme konsentrasjon i arbeidstimer og ingeniørtjenester i midten av 1980-årene. Dette innebærer både urealistisk og uholdbar opptrapping, med tilsvarende svingning i bruken av menneskelige og økonomiske ressurser.

Alternativ 1 (figur 3.F) illustrerer en framgangsmåte som fører til en riktigere disponering av ressurser over tid. Produksjonsrammen er holdt rundt 80 millioner t o e pr år. Investerings- og driftskostnadene er holdt relativt jevne med en svak stigning som hovedsakelig skyldes økning i driftskostnadene, mens fordeling av arbeidstimer og ingeniørtjenester er holdt relativt jevnt, og ligger innenfor rammer for kompetanseoppbygging som kan oppnås i praksis med bevisst prioritering. Det siste er et nødvendig element for sikkerhet og effektiv drift. Planen gir mulighet for å «fylle» opp produksjonsprofilen på rundt 1990 med andre felt, evt 34/10-Delta.

Alternativ 2 (figur 3.G) gir en altfor stor aktivitetsoppbygging tidlig i 80-årene, og mål-

setningen om å ligge under 90 millioner t o e pr år i produksjon fra felt i sør kan vanskelig oppfylles.

Behov for gasstransport

Som allerede nevnt under gjennomgåelse av reservegrunnlaget, har det i de senere funn blitt påvist store mengder gass med ubetydelige, eller usikre mengder olje (jfr oljesonen i 31/2). Disse resultatene har derfor endret forholdet mellom gass og oljereservene på sokkelen klart i favør av gass. Hittil har man antatt at forholdet lå på rundt 50:50. I dag er forholdet i de påviste felt 54:46 i favør av gass. Uti fra dagens forståelse av geologien på sokkelen, er det grunn til å anta at mer gass vil bli påvist i tiden framover, slik at det endelige forhold mellom gass og olje, for alle sannsynlige reserver sør for 62°N, vil kunne ligge i nærheten av 60:40 til fordel for gass.

Det er i dag ledig kapasitet i Ekofisk-systemet på rundt 5 milliarder Sm³ pr år. Kapasiteten i Frigg-systemet ventes fullt opptatt fram til året 1991. Produksjonen fra Frigg-feltene avtar ganske drastisk fra dette tidspunkt, og vil frigjøre stor ledig kapasitet fra og med 1992/93. Den kombinerte ledige kapasitet fra de to systemene er framstilt i fig 3.H. Figuren viser at den ledige kapasiteten fra de to anleggene når opp til 20 milliarder Sm³ pr år allerede fra 1992, og så høyt som 25 milliarder Sm³ pr år fra 1996.

Viktige momenter og avgjørelser

- I Perspektivanalysen viser et klart behov for å se utviklingen av de enkelte felt i sammenheng med en total strategi for utbyggingen på hele sokkelen. Strategien bør ideelt sett også omfatte planer for en eventuell utbygging nord for 62°N, når det er et tilstrekkelig grunnlag til å kunne planlegge en slik utbygging. En slik strategi må ta hensyn til sentrale målsetninger som produksjonstak, sikkerhet, effektivitet, økonomi og kompetanseoppbygging. Fra sentralt hold er det gitt signaler om at produksjonen sør for 62°N bør ligge på et nivå lavere enn 90 millioner t o e for å gi plass for utvikling av eventuelle funn i nord.
- II En strategi for disponering av gassreservene tvinger seg fram i hovedtrekk allerede i forbindelse med ilandføring av Statfjord-gass. Siste frist for å treffe en avgjørelse for Statfjord-gass-ilandføring som muliggjør gass-salget i 1985/86 er våren 1981.
- III Et viktig element ved valg av strategi bør være en klar prioritering for utnyttelse av

FIG. 3.E
Alternativ 0.
Alternative 0.

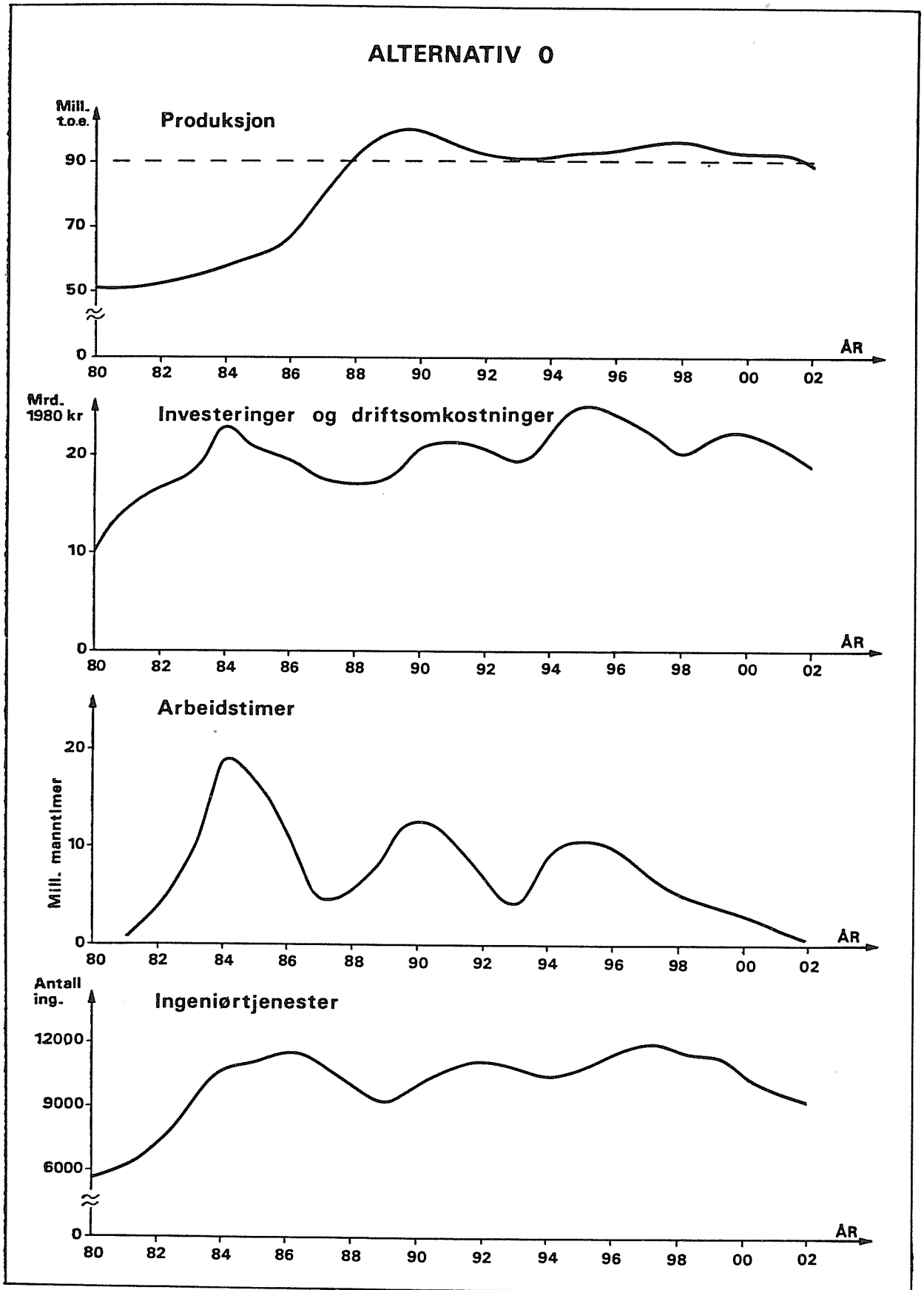


FIG. 3.F
Alternativ 1.

Alternative 1.

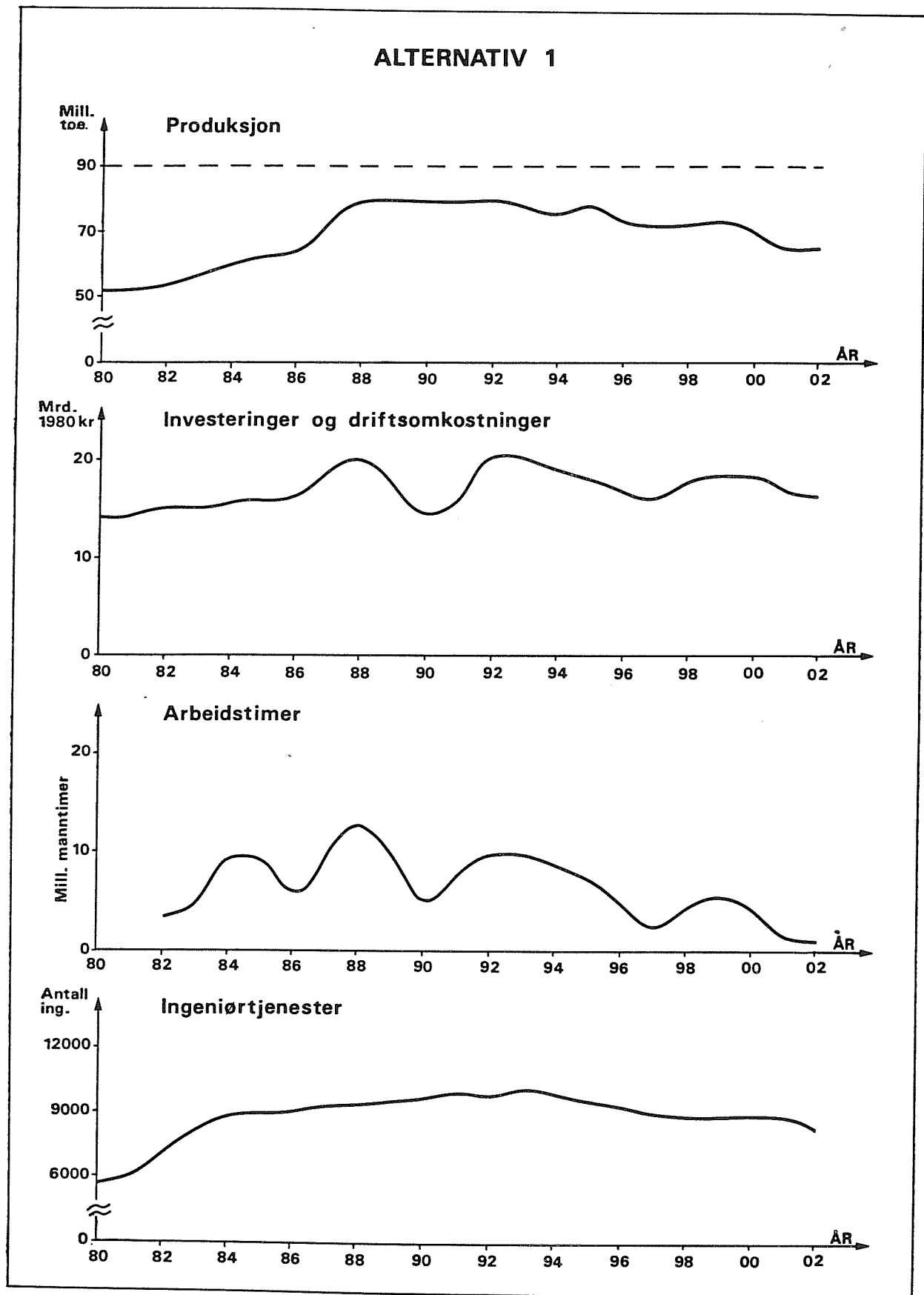
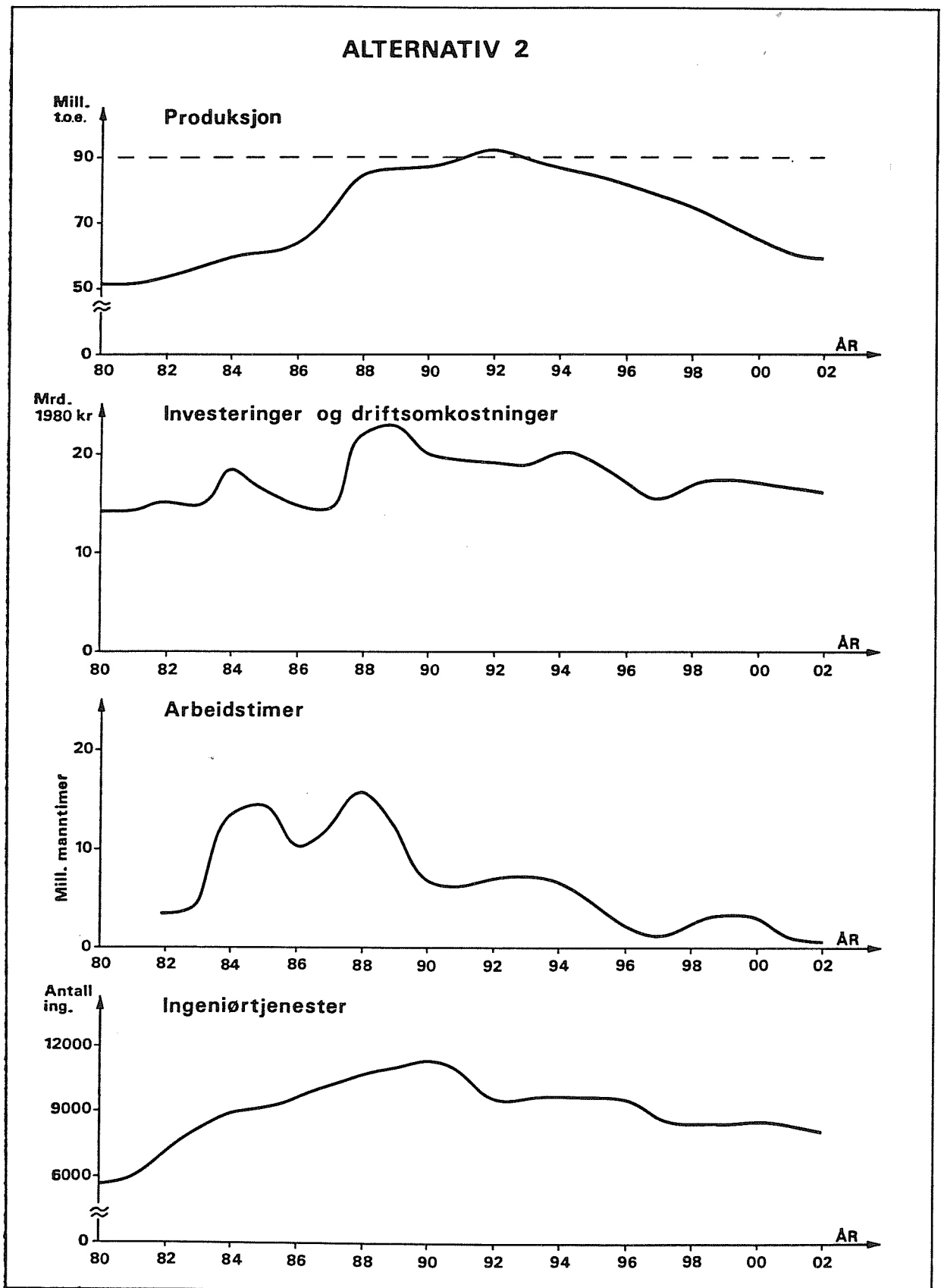


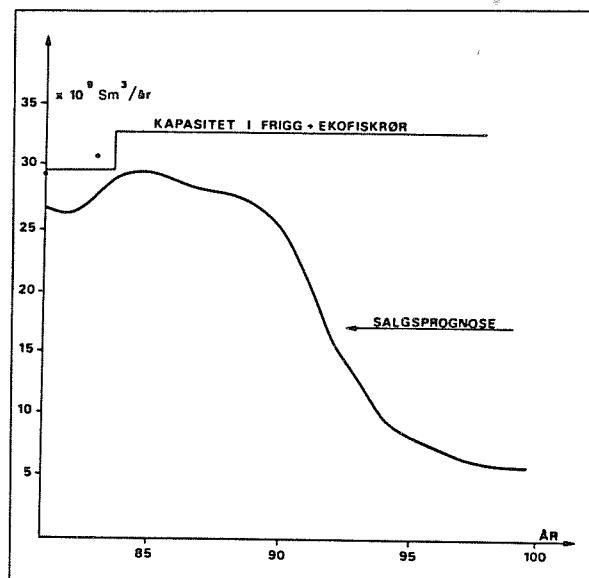
FIG. 3.G
Alternativ 2.
 Alternative 2.



eksisterende anlegg i Ekofisk og Frigg. Disse kan transportere tilsammen rundt 32 milliarder Sm^3 gass pr år. Beslutter man å ilandføre Statfjord-gass til Storbritannia, vil det på sikt kunne oppstå en tilleggskapasitet på rundt 4 milliarder Sm^3 pr år. Dette vil kunne forsinke, eventuelt komplisere, planlegging av utvidet kapasitet, men gir på den annen side tid til planlegging av framtidige strategier. Blir det derimot besluttet å knytte Statfjord-gassen til en koordinert transportplan, er det presserende å få avklart hovedtrekkene i en slik plan allerede våren 1981.

FIG. 3.H
Forventet ledig kapasitet i Frigg, Ekofisk rørssystem.

Expected available capacity in Frigg- and Ekofisk pipeline-system.



4. Forskning og oppdrag til andre institusjoner

4.1 NORDSJØAKTIVITETEN SETT I TEKNISK HISTORISK PERSPEKTIV

Petroleumsaktiviteten til havs er en relativt ny utvikling som ikke går lenger tilbake i tid enn til 1945 da den første utlysning av områder i Mexico-Gulfen fant sted. Tidligere, i 20- og 30-årene har oljeindustrien stort sett holdt seg på land selv om en god del boring og produksjon hadde foregått i grunt vann, hovedsakelig i innsjøer, myr og nærkystområder.

Etter at den første flyttbare plattform var introdusert i 1949 i Mexico-Gulfen, fulgte en periode på 20 år med tildels rask utvikling i petroleumsteknologi til havs. Mot slutten av denne perioden, omtrent samtidig med begynnelsen av aktivitetene i Nordsjøen, var det for første gang relativt vanlig å bore i 100 meters dypt vann.

Aktivitetene i Nordsjøen, først på den sørlige del av den britiske sokkelen og senere i den norske del i 1965, representerte allikevel en betydelig utvidelse av den hittil etablerte teknologi. Dette skyldes delvis større vanddyb, men også de betydelig vanskeligere værforhold i Nordsjøen sammenlignet med f.eks. Mexico-Gulfen.

Den raske utvikling som har funnet sted i Nordsjøen siden 1965 har ført til at det er relativt vanlig i dag å produsere fra vanddyb på opptil 200 meter, mens det er utviklet teknologi for 300 meter. Tatt i betraktning at mesteparten av de reserver som gjenstår på sokkelen sør for 62°N (inklusive de fleste funn i 4. runde blokkene), ligger i vanddyb dypere enn 300 meter, er det åpenbart at det ligger store forsknings- og utviklingsoppgaver for Norge innen dypvannsteknologi. Utsiktene for framtidig aktivitet nord for 62°N går også i denne retning, der over 75 % av sokkelen er dekket med mer en 300 meter dypt vann.

Det bør imidlertid understrekes at den videre utvikling av teknologien til havs er en altfor omfattende og ressurskrevende oppgave for en nasjon å bære alene. Internasjonalt samarbeid må fortsatt være hovedgrunnlaget for en tilfredsstillende løsning av denne oppgaven. Det vil imidlertid være riktig og

nødvendig for olje- og kystnasjonen Norge å satse på en betydelig egeninnsats på det feltet. Løsninger som er tilpasset norske forhold vil også hjelpe andre steder i verden hvor lignende naturforhold er til stede.

4.2 OFFENTLIG INNSATS I PETRO- LEUMSRELATERT FORSKNING, OLJEDIREKTORATETS FORSK- NINGSENGASJEMENT, OMFANG OG STRUKTUR

Det er hverken riktig eller mulig at behovet for forskning innen oljevirksomheten hele tiden skal være avhengig av offentlige midler og initiativ. Det er naturlig at de fleste forskningsoppgaver som tar sikte på å løse operative spørsmål i tilknytning til aktiviteten på sokkelen løses med initiativ fra oljeselskapene. Den offentlige innsats bør i utgangspunktet være konsentrert om offentlig planlegging og styring av virksomheten. Den bør derfor ta sikte på å initiere utredninger som trengs for å legge grunnlaget for virksomheten, eller bygge videre på den operative forskning.

Mye av oppgavene må kunne løses gjennom omdisponering av allerede utbygget kompetanse som resultat av at oljevirksomheten etterhvert integreres i norsk nærings- og forskningsliv. Dette gjelder disponering av såvel midler som personellressurser. Tilgang på personell kan vise seg å være en alvorlig begrensning for omfanget av forskningsinnsatsen, og vil kreve meget nøye koordinering og høy prioritering fra sentralt hold. Ellers er det stor fare for at det offentlige behov for oljerelatert forskning svekkes i forhold til operative forskningsoppgaver.

Med den betydning petroleumsvirksomheten etter hvert har fått i norsk økonomi og samfunnsliv, begynner det å haste med skjerpet innsats i forskning og utredning på dette feltet. Skulle man kunne innfri ønsket om at oljeaktiviteten skal komme hele det norske samfunn til gode, bør det som en forutsetning være mulig å søke å vurdere de samfunnsmes-

sige konsekvenser av de ulike tiltak før de er foretatt. Det vil i denne sammenheng bli være behov for å utrede samspillet mellom de forskjellige ledd innen oljevirksomheten, mellom offshore- og landbasert virksomhet og mellom aktiviteten og samfunnsforhold generelt.

I tilknytning til forskningsbehov for sentrale planleggingsformål, er det en rekke forskningsoppgaver innenfor de tradisjonelle petroleumsfag som bør gis høy prioritet. Ut i fra de oppgaver som er underlagt Oljedirektoratet, kan disse forskningsoppgaver sorteres i to hovedkategorier, nemlig de som er relatert til sikkerhet og de som er rettet mot forvaltning av ressursene på sokkelen.

Når SPO, SSB og SPS programmene blir avsluttet, henholdsvis i 1981 og 1982, vil det sannsynligvis være igjen prosjekter som spenner over hele sikkerhetsfeltet. Prosjektene vil også være av forskjellig natur.

Oljedirektoratet vil også i framtiden gå aktivt inn for forskning, slik at den oppmerksomhet/stimulans sikkerhetsforskningen har fått, ikke svekkes.

Basert på den erfaring en nå har høstet fra de programmene som pågår, ser en for seg at den grunnleggende forskningen og forskning/produktutvikling bør overlates til NTNF. Det er imidlertid viktig at Oljedirektoratet er aktivt med i relevante styringskomitéer etc for denne type NTNF-prosjekter.

Oljedirektoratets forskning/utredning bør konsentrere seg om forhold som har direkte virkning på det vurderingsgrunnlag, forskrifter og retningslinjer som direktoratet har i dag og som stadig videreutvikles.

Når det gjelder forskningsoppgaver relatert til ressursforvaltning, er det store gevinster som med rimelighet kan forventes med relativt beskjedne midler. Her kan det dreie seg enten om forbedrede kunnskaper om kartlegging av forekomstene eller en forbedring i måten disse utnyttes på. En forbedret oversikt over forekomstene vil bety en økning i de rikdommer som Norge kan disponere, mens en økning i utnyttelsesgraden vil øke mengden olje og gass som kan utvinnes til overflaten fra de underjordiske forekomster. Som en illustrasjon på de potensielle verdier som kan oppnås, vil en økning i utnyttelsesgraden i prosent fra et forventet gjennomsnitt på 35 % til 36 % bety en økning i mengde produserbar petroleum som er forventet sør for 62°N på 150 mill t o e eller ca 200 mrd 1980-norske kroner etter dagens oljepris. Tilsvarende gevinst knyttet til de påviste reserver sør for 62°N, som i dag ligger rundt 2 300 mill t o e, vil likevel måle seg til 70 mill t o e eller 85

mrd 1980-norske kroner etter dagens oljepris. Disse gevinster som måles i to kanskje tre-sifret tall i mill norske kroner kan med rimelighet oppnås gjennom innsats i geologisk, geofysisk og reservoarteknisk forskning.

Forskning rettet mot bedre ressurskartlegging faller i tre kategorier:

- Grunnforskning rettet mot økt forståelse for de fundamentale prosesser som resulterer i dannelse og migrasjon av hydrokarboner i sedimentære bassenger. Videre de omvandlinger av reservoarbergarter som har betydning for ansamling av olje og gass, så som dannelse av porøsitet og permeabilitet.
- Forbedre de metoder som anvendes i lete- og avgrensingsfasen, først og fremst geofysisk datainnsamling, prosessering- og tolkningsmetoder. Videre de metoder som brukes til å forutsi reservoarkvalitet innen et område ut fra brønndata. Sentralt her står paleontologiske, palynologiske, sedimentologiske og petrofysiske metoder.
- Boretekniske framskritt vil gjøre det mulig å bore på dypere og mer problematiske prospektyper enn det man rutinemessig gjør i dag.

Når det gjelder oppgaver rettet mot økt utvinning, bør hovedtyngden i dag ligge i en systematisk og koordinert oppbygging av reservoarteknisk ekspertise. Med de ytterst knappe personellressurser som er tilgjengelige, må det foretas en prioritering slik at ekspertise i minst mulig grad dubliseres i flere institusjoner. Både offentlige og private midler må kanaliseres slik at de institusjonene som allerede er opprettet, utvikler ekspertise innenfor adskilte fagområder. Det er først og fremst behov for allsidig dekning av de varierte behov innen laboratorietjenester, EDB-ekspertise for oppbygging og vedlikehold av matematiske simuleringsmodeller, økt anvendelse av geofagene i reservoartekniske utredninger, økt kapasitet for å utrede samspillet mellom reservoarbergartene og de væsker som brukes til injeksjon osv. Videre er det behov for å se nærmere på de forbedringsmuligheter som ligger i ulike mønstre for brønnplassering, bedre kompletteringsmetoder, produksjonsregulering, bedre og mer effektive metoder for reservoarovervåking, bedre metoder for reservoarstimulering med sikte på å øke produktiviteten fra brønnene osv.

Det bør heller ikke være en urimelig målsetning at Norge snarest mulig satser på å bidra til den internasjonale forskning på nye metoder for økt utvinning, så som bruk av

spesielle væsker og gass som øker oljeutvinningen.

Et annet hovedfelt for økt forskning og utredning er det som tar sikte på økt effektivitet i utbyggings- og driftsfasen. Rapporten fra Moe-utvalget har pekt på en rekke områder der det er mulig å redusere kostnadene pr produsert enhet petroleum. Disse går hovedsakelig ut på bedre tekniske løsninger, bedre styring i planleggings- og utbyggingsfasen, klarere koordinering mellom de impliserte instanser i beslutningsprosessen osv. I tillegg til disse og andre muligheter for bedre drift ligger det et betydelig insitamant i å øke utnyttelsen av anleggene, slik at flere forekomster knyttes til eksisterende eller planlagte anlegg i den grad dette er teknisk mulig og økonomisk ønskelig. Eksempler på verdifulle emner for utredning i den sammenheng er brønnstrømoverføring, en-fase høytrykks-overføring, felles utnyttelse av behandlingsanlegg for råolje og gass, felles lagring og transport, felles bruk av terminaler, økt effektivitet ved drift av anleggene f.eks gjennom bedret energiforbruk, økt driftsregularitet osv.

4.3 SIKKERHETS- OG BEREDSKAPS-FORSKNING

4.3.1 Bakgrunn og mål

Hva angår bakgrunn og mål for forskningsprosjektene innen preventiv sikkerhet og beredskap, vises til Oljedirektoratets årsberetning for 1979.

4.3.2 Utvikling og status

Året 1980 var det tredje året i SSB- og SPO-programmene og de to programmene befinner seg i inngangen til avslutningsfasen. Initiertingsfasen var karakterisert ved et større antall utredningsprosjekter som til dels ble igangsatt innenfor snevre økonomiske og tidsmessige rammer. Mellomfasen var karakterisert ved at enkelte prosjekter fikk en utvidelse av de økonomiske rammer, enkelte nye prosjekter kom til og de mer kortsiktige prosjekter ble avsluttet. Sluttfasen vil bli karakterisert ved at det gjenstår et fåtall prosjekter innen faglig viktige områder. Denne konsentrasjon muliggjør en utvidelse av de økonomiske rammer for disse prosjektene.

Finanseringen av forskningsprogrammene består av en årlig bevilgning over Kommunal- og arbeidsdepartementets budsjett på ca 8 mill kroner. For 1981 er bevilgningen av samme størrelsesorden.

I tillegg til de offentlige bevilgninger som Oljedirektoratet disponerer, har operatørselskapene i 1980 bidratt med:

kr 4 000 000	til SSB-prosjekt 2.2
kr 666 667	til SSB-prosjekt 3
kr 936 000	til SPO-prosjekt 1.2
kr 1 466 667	til SPO-prosjekt 6

Sum kr 7 069 334

Dessuten har Statoil påtatt seg å videreføre vesentlige deler av SSB-prosjektet 4.3.

Operatørselskapene er for 1981 anmodet om å bistå forskningsprogrammene med kr 10 101 000 i direkte finansiell støtte. Dertil er enkelte operatører anmodet om å påta seg videreføringen av særskilte prosjekter.

4.3.3 Planlegging av avslutningen

For å sikre en forsvarlig avslutning av de to programmer i Oljedirektoratets regi, er samarbeidet med Norges Tekniske Naturvitenskapelige Forskningsråds (NTNF) sentralorganisasjon og andre myndigheter trappet opp. Som et ledd i dette samarbeidet har prosjektleder for SSB-programmet delvis vært en del engasjert av NTNF i 1980. Oljedirektoratet, andre berørte myndigheter og NTNF har i løpet av siste del av 1980 utarbeidet forslag til prinsipielle retningslinjer vedrørende videreføringen av programmene.

Hva angår SSB- og SPO-programmet, planlegges disse avsluttet i løpet av 1981. Oljedirektoratet planlegger å videreføre en del aktiviteter over et eget utredningsbudsjett. FoU-aktivitetene planlegges imidlertid i all vesentlig grad ivaretatt av NTNF.

4.3.4 Prosjektoversikt

SSB-programmet

Til SSB-programmet har Kommunal- og arbeidsdepartementet til nå bevilget ca 9,6 millioner kroner. Dertil har industrien bidratt med 4,6 millioner kroner. Midlene har vært fordelt på følgende prosjekter:

1. BEREDSKAPSSYSTEMET		
1.1	Beredskapssystemet	Ikke igangsatt
1.2	Overordnet – Beredskap – Samarbeid (OBS-prosjektet)	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Eventuell videreføring vurderes.
1.2.1	Beredskapsplan for flyttbare boreplattformer	Prosjekter utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Evt videreføring vurderes.
1.2.2	EDB-basert informasjonssystem for beredskaps- og redningstjenesten	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Evt videreføring vurderes.
1.2.3	Treningsopplegg for hjelpefartøy	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Evt videreføring vurderes.
1.2.4	Beredskapsopplæring på innføringskurs	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Evt videreføring vurderes.
1.2.5	Arbeidskonferanse angående hjelpefartøyet	Konferansen ble gjennomført av Norges Skipsforskningsinstitutt i samarbeid med OD. Resultatene fra prosjektet videreføres i 1981 under SSB-prosjekt 2.2.
1.3	Beslutningsgrunnlag	Ref SSB-prosjektene 2.1, 3.1, 4.1, 4.6 og 4.10.
1.3.1	Storulykker i Norge	Prosjektet vil bli igangsatt i 1981, og skal utføres av Det norske Veritas.
1.4	Oppdrag relatert til beredskapssystemet	
1.4.1	Simulering – Katastrofe – Sokkel (SIKAS-prosjektet)	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Prosjektet ble i 1979 videreført under styring av Statens forurensningstilsyn.
1.4.2	Prosjektering av Hovedredningsentral	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Eventuell videreføring vurderes.
1.5	Myndighets- og ansvarsforhold	Prosjektet ble utført av Det norske Veritas, og har bestått i bistand til myndighetenes eget arbeid.
2. MENNESKERS LIV OG HELSE		
2.1	Menneskers liv og helse Analyser – kriterier	Prosjektet vurderes igangsatt av Det norske Veritas i 1981.
2.1.1	Evakuering av offshore installasjoner	Forprosjektet ble utført av Det norske Veritas. Finansiering av videreføring vurderes.
2.2	Evakuering sjøveien	Prosjektet utføres av Det norske Veritas. Prosjektet ble i 1980 finansiert av Norsk industriforening for operatørselskaper (NIFO). NIFO er anmodet om å finansiere prosjektet også i 1981.
2.2.1	Evakueringsaspekter vedrørende «Offshore system for personell – transport og evakuering»	Prosjektet ble utført av Kongsberg Engineering A/S, Maritim Prosjektgruppe.

2.2.2	Fritt fall redningssystem for oljevirkksomheten til havs	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt. Det ble fra 1980 videreført innen SSB-prosjekt 2.2.
2.2.3	Personell- og godsoverførings-system mellom konstruksjoner i sjøen	Prosjektet ble utført av Jarle Wanvik. Prosjektet ble fra 1980 videreført innen SSB-prosjekt 2.2.
2.3	Evakuering med helikopter	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt. Forprosjektet ble lagt på is i 1978, men ble igangsatt igjen våren 1980.
2.4	Redningsdrakter/helikoptertransport	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt.
2.5.1	Medisinsk informasjonssystem	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt. Forprosjektet ble lagt på is i 1978, men ble igangsatt igjen våren 1980.
3. DYKKERBEREDSKAP		
3.1	Risikoanalyse	
3.2	Dykkers termoproblemer, spesielt m h t testing av overlevelsessystemer i forbindelse med tapt dykkerklokke/redningskammer	Prosjektene utføres av Norsk Undervannsinstitutt i samarbeid med Det norske Veritas. Prosjektene ble i 1980 delvis finansiert av Norsk industriforening for operatørselskaper (NIFO). NIFO er anmodet om å finansiere prosjektene også i 1981.
3.3	Energisystem/energipakke for redningskammer	
3.4	Teste eksisterende gassforvarmere, og eventuelt bedre disse	
3.5	Beredskap/handling/operasjonelle retningslinjer. Teknisk vurdering av utstyr.	
3.6	Tilkobling av Lifesupport til sunket/tapt bemannet undervannsfarkost	
3.7	Medisinsk innredning av mottagersted for skadet dykkende personell	
3.8	Gjenoppvarming av underkjølt dykker	
4. BEKJEMPELSE AV KILDEN		
4.1	Bekjempelse av kilden. Analyser – kriterier	Ikke igangsatt
4.2	Beredskap ved indikasjoner på at en brønn ikke er under full kontroll	Forprosjektet ble utført av SINTEF i 1979. Prosjektet ble i 1980 videreført av Statoil i samarbeid med Rogalandforskning og Scanpower. Prosjektet vurderes videreført i 1981.

4.3	Brønnskroll ved utblåsing til havs	Forprosjektet ble utført i 1978 av SINTEF, i samarbeid med Norges Skipsforskningsinstitutt og Sentralinstitutt for industriell forskning. Prosjektet ble i 1979 videreført av SINTEF. Statoil og PFO-programmet påtok seg, etter anmodning fra OD, å videreføre vesentlige deler av prosjektet i 1980. Sekretærfunksjonen for OD's oppfølgingsgruppe samt samlet rapportering av prosjektet ivaretas av Norges Skipsforskningsinstitutt, Trondheim.
4.4	Boring av avlastningshull ved ukontrollert utblåsning	Prosjektet ble utført av Rogalandforskning i samarbeid med Petcon.
4.4.1	Nøyaktighet ved oppmåling av borehull	Prosjektet utføres av SINTEF. Finansiering av videreføring vurderes.
4.4.2	Instrumentutvikling for lokalisering av borehull	Prosjektet utføres av SINTEF. Finansiering av videreføring vurderes.
4.4.3	Strømningsdetektor	Prosjektet utføres av Chr. Michelsens Institutt. Finansiering av videreføring vurderes.
4.6	Brann- og eksplosjonsfare i forbindelse med gasspredning ved ukontrollert utslipp av hydrokarboner	Prosjektet utføres av OTTER i samarbeid med SINTEF, Norsk institutt for luftforskning og Vassdrags- og havnelaboratoriet. Finansiering av videreføring vurderes.
4.7	Brannberedskap	
4.7.1	Brannberedskap på plattform	Prosjektet utføres av Det norske Veritas. Planlegges avsluttet tidlig i 1981.
4.7.2	Ekstern brannberedskap	Prosjektet utføres av Det norske Veritas. Finansiering av videreføring vurderes.
4.8	Fartøyets egenskaper	
4.8.1	Vurdering av krav vedrørende dynamisk posisjonerte skip og plattformer	Prosjektet ble utført av Chr. Michelsens Institutt.
4.8.2	Skip i Sjøgang (SIS-prosjektet)	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt.
4.8.3	Belastningsmålinger på ny type fortøyningsarrangement	Prosjektet utføres av Sjøfartsdirektoratet. Finansiering av videreføring vurderes.
4.9	Beredskap ved kollisjonsfare	Norpipe arbeider med prosjektet for egen regning.
4.10	Beslutningskriterier ved skade på konstruksjoner	Det norske Veritas arbeider med prosjektet for egen regning.
	Økonomisk bistand til forberedende arbeid for forskningsprogram foreslått av Sjøfartsdirektoratet vedrørende sikkerheten på flyttbare boreplattformer.	

SPO-programmet

SPO-programmet har i perioden 1978-1980 fått bevilget ca 10,8 millioner kroner fra Kommunal- og arbeidsdepartementet. I tillegg har

industrien bidratt med ca 2,4 millioner kroner. Midlene har vært fordelt på følgende prosjekter:

1. BORING		
1.1	Sikkerhetsoptimalisering ved boring	Prosjektet ble utført av SINTEF.
1.2	Simulator for brønnkontroll	Prosjektet ble utført av SINTEF. Simulatoren skal produseres av A/S Seagull i Horten. Prosjektet ble i 1980 finansiert gjennom Norsk industriforening for operatørselskaper (NIFO).
1.3	Komplettering og vedlikehold av produksjonsbrønner	Prosjektet ble utført av Rike Services, New Orleans, i samarbeid med Oljedirektoratet.
1.4	Undervannssystemer for olje- og gassproduksjon	Prosjektet ble utført av Kongsberg Våpenfabrikk.
1.5	Inspeksjonsrutiner for boreutstyr	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforskningsinstitutt.
1.6	Design av foringsrør	Prosjektet ble utført av SINTEF.
1.7	Sementering i borehull (for-prosjekt)	Prosjektet ble utført av SINTEF.
1.7	Sementering i borehull (hoved-prosjekt)	Ikke igangsatt
1.8	Skader i forbindelse med rørhåndtering på boredekk	Prosjektet ble utført av Rogalandsforskning.
2. KONSTRUKSJON		
2.1	Tilstandskontroll av rørledninger	Prosjektet utføres av Oljedirektoratet. Finansiering av videreføring vurderes.
2.2	Innvendig korrosjon av offshore rørledninger	Prosjektet utføres av Det norske Veritas. Finansiering av videreføring vurderes.
2.3	Retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter	Prosjektet ble utført av Det norske Veritas i samarbeid med Oljedirektoratet.
2.4	Prosedyrer for undervanns rørledninger	Prosjektet ble utført av Oljedirektoratet.
2.5.1	Tilstandskontroll av strukturer	Prosjektet ble utført av Hollobone Hibbert & Associates Ltd., England.
2.5.2	Tilstandskontroll av strukturer II	Prosjektet utføres av Hollobone Hibbert & Associates Ltd., England.
2.6	Innstøping av korrosjonssonde i skafteveggen på Statfjord «B»	Prosjektet ble tildelt Forskningscentralen for Cement og Betong - NTH, men er lagt på is.

2.7	Utmatting av offshore stålkonstruksjoner	Prosjektet utføres av SINTEF/Det norske Veritas. Prosjektet er et ledd i et større europeisk prosjekt. Finansiering av videreføring vurderes.
2.8	Kopperinntrengning ved anodefester på stigerør	Prosjektet ble utført av Det norske Veritas.
2.9	Valg av korrosjonsbelegg til offshore rørledninger	Prosjektet utføres av Battelle, Sveits, med 16 bidragsytere fra flere land. Prosjektet ventes avsluttet i 1981.
3. SIKKERHET		
3.1	Arbeidskonferanse – Verne- og miljøarbeid	Konferansen ble gjennomført av Norges Skipsforskningsinstitutt på Jæren Hotell, Bryne, 19–23.6.78.
3.1.1	Arbeidskonferanse – Verne- og miljøarbeid	Konferansen ble gjennomført av Norges Skipsforskningsinstitutt på Jæren Hotell, Bryne, 28.1.–1.2.79.
3.1.2	Arbeidskonferanse – Verne- og miljøarbeid	Det ble avholdt to konferanser. Den første ble avholdt i Haugesund, 21.–24.4.80, og ble gjennomført av Oljedir. i samarbeid med Norges Skipsforskningsinstitutt. Den andre konferansen ble gjennomført av Oljedirektoratet på Jæren Hotell, Bryne, 20.–23.10.80.
4. PRODUKSJON		
4.1	Datainnsamling og bearbeiding (Forprosjekt, del 1)	Prosjektet ble utført av PA Management Consultants, England.
4.1.1	Datainnsamling og bearbeiding (Forprosjekt, del 2)	Prosjektet ble utført av T. R. Moss, England.
4.2	Sikringsventilarrangement	Prosjektet utføres av SINTEF.
4.3	Brannklassifisering av mekanisk utstyr	Prosjektet ble utført av forskningsprogrammet System for Sikkert Skip.
4.4	Deteksjonssystemer for gass/brann	Prosjektet ble utført av Det norske Veritas.
4.5	Minimumskriterier for inspeksjon av prosessutstyr	Prosjektet ble utført av Atkins Planning, England
4.6	IFAC/IFPI Automatisering for sikkerhet – konferanse	Arrangement av konferanse avholdt i Trondheim 16.–18.8.80. Ansvarlig for gjennomføring av konferansen var SINTEF.
4.7	Tilstandsovervåking av prosessutstyr	Prosjektet ble utført av Det norske Veritas i samarbeid med Cranfield Institute of Technology, England.
4.7.1	Nødavstengningssystemer.	Prosjektet utføres av Det norske Veritas i samarbeid med Cranfield Institute of Technology, England. Finansiering av videreføring vurderes.
4.8	Lekkasjedetektering ved hjelp av akustisk emisjon	En forstudie er utført av SINTEF i samarbeid med Unit Inspection, Wales. Eventuell videreføring vurderes.

4.9	Beskyttelse av plattformer mot skade ved lynnedslag.	Prosjektet utføres av Elektrisitetsforsynings forskningsinstitutt. Finansiering av videreføring vurderes.
4.10	Registrering av lynutladninger.	Prosjektet utføres av Elektrisitetsforsynings forskningsinstitutt. Finansiering av videreføring vurderes.
4.11	Brann i elektrisk kabelanlegg	Prosjektet ble utført av Elektrisitetsforsynings Forskningsinstitutt.
4.12	Vedlikehold offshore prosessanlegg	Prosjektet utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt i samarbeid med Atkins Planning, England. Finansiering av videreføring vurderes.
5. INFORMASJONSSYSTEMER		
5.1	Grunnleggende kontrollstrategi	Arrangement av «brain-storming»- møte på Hovda gård 4.-6.9.78. Ansvarlig for gjennomføringen var Oljedirektoratet.
5.2	Innsamling, bearbeiding og bruk av data – Databank (Hovedprosjekt)	Prosjektet utføres av Rogalandsforskning. Finansiering av videreføring vurderes.
5.3	Informasjonssystem vedrørende offshorerelatert og petrokjemisk forsknings- og utviklingsprosjekter – INFOIL II	Prosjektet utføres av Oljedirektoratet i samarbeid med Norsk senter for informatikk. Finansiering av videreføring vurderes.
5.4	Utarbeidelse av pålitelighetsdatahåndbok.	Prosjektet utføres av Rogalandsforskning i samarbeid med Det norske Veritas. Finansiering av videreføring vurderes.
6. DYKKING		
6.1	Detektering av dekompresjonsbobler	Prosjektene blir utført ved Norsk Undervanns Institutt. En del av prosjektene ble i 1980 finansiert gjennom Norsk industriforening for operatørselskaper (NIFO). NIFO er også anmodet om å bidra økonomisk i 1981.
6.2	Personlig dykkerutstyr	
6.3	Dykkekommunikasjon	
6.4	Arbeidsytelsesbegrensning	
6.5	Fysiologisk overvåking	
6.6	Kommunikasjon- og overvåkings-teknikk	
6.7	Dekompresjon	
6.8	Langtidsvirkning av dykking	
6.9	Oksygenbegrensning i dykking	
6.10	Utarbeidelse av forskrifter for dynamisk posisjonering og dykking	

4.4. OPPDRAG TIL VITENSKAPELIGE INSTITUSJONER

Dels etter initiativ fra forskningsinstitusjoner og dels fra Oljedirektoratet, er det utført geologiske- og geofysiske undersøkelser som er støttet økonomisk av Oljedirektoratet:

Disse undersøkelsene har en klar sammen-

heng med Oljedirektoratets arbeidsoppgaver og inngår som en integrert del av den petroleumsrettede undersøkelse av kontinentalsokkelen.

I 1980 ble det bevilget 1,5 millioner kroner (kr 1 552 550,-) til 16 prosjekter:

PROSJEKT	FORSKNINGSINSTITUSJON
Bearbeiding av seismiske data fra Antarktis	Jordskjelvstasjonen, Univ. i Bergen
Gjennomføring av seismiske refraksjonsprofil mellom Skottland og Sør-Norge	Jordskjelvstasjonen, Univ. i Bergen
Kontinentalrandprosjekt	Jordskjelvstasjonen, Univ. i Bergen
Kontinentalsokkelundersøkelsene 1980	Jordskjelvstasjonen, Univ. i Bergen
Sandstens-diagenese	Geologisk Institutt, Avd A, Univ. i Bergen
Petroleumsrelatert utforskning av sedimentære bergarter langs Hornsund-Sørkapp-høyden, Svalbard og områdene nordenfor	Geologisk Institutt, Avd A, Univ. i Bergen
Perm-Trias prosjekt	Geologisk Institutt, Avd A, Univ. i Bergen
Sedimentologiske studier av Mesozoiske bergarter fra det Norsk Danske Basseng, Nordsjøen	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Paleontologiske og sedimentologiske undersøkelser i Juralagrekken, sentral Nordsjø og Yorkshire	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Tertiære (eocene-pliocene) sedimenters teksturelle, mineralogiske og geokjemiske sammensetning	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Palynologiske undersøkelser	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Forkastninger og bruddtektonikk i Barentshavregionen	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Nordsjøens og den norske kontinentalmarginens tertiæravleiringer	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Maringeofysisk forskning	Institutt for geologi, Univ. i Oslo
Organisk geokjemi, Svalbard	Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser
Migrasjonsstudier	Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser

4.5 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER OG FRIGIVING AV DATA

4.5.1 Vitenskapelige undersøkelser

Det er pr 31.12.1980 meddelt i alt 127 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell XVIII er det for 1980 meddelt 11 slike tillatelser.

Det dreier seg hovedsakelig om geofysiske og geologiske undersøkelser, og noen biologiske undersøkelser.

Geografisk fordeler undersøkelsene seg over hele den norske kontinentalsokkel.

TAB. XVIII

Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster.

Licenses for scientific research for natural resources.

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
117	Institut für Meereskunde University of Kiel	x	x		Skagerak
118	Natural Environment Research Council Research Vessel Services South Wales	x			Berøring av norsk sokkel i felt 1 og 2 ved vending av utstyr
119	Norges Geologiske Undersøkelser		x		Fjordområdet vest av Ålesund
120	DAFS Marine Laboratory Skottland		x	x	Utenfor Vestlands- kysten
121	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi		x		I fjordene Malangen og Lyngen
122	Natural Environment Research Council Research Vessel Services South Wales	x			En linje mellom Edinburgh og Kristiansand
123	Det Kungl. Svenska Vetenskapsakademien, Det Kungl. Orlogsmannssällskapet og Sällskapet för Antrologi og Geografi	x	x	x	Områder rundt Svalbard
124	Norsar	x			Sør for Lista
125	Norsk Polarinstitut	x	x	x	Områder mellom Norge og Svalbard
126	Universitet i Bergen Jordskjelvstasjonen	x			Færø – Shetland skrenten
127	DAFS Marine Laboratory Skottland		x	x	Områder på grensen mot den engelske sokkel

4.5.2 Frigivning av data

Oljedirektoratet kan frigi geologisk materiale og utolkede data fra kontinentalsokkelen når dette er blitt eldre enn 5 år.

Direktoratet frigir ikke oljeselskapenes tolkninger.

Arlig utgis en oversikt over hvilke borehull som ble avsluttet 5 år tidligere. Denne publikasjonen «Well Data Summary Sheets» gir informasjon om hvert enkelt borehull i form av en grov geologisk oversikt, tabeller som viser hvor foringsrør er satt, hvilke logger som er kjørt, om det er tatt kjerneprøver og eventuelle testresultater.

Formålet med denne serien er å vise hvilke borehull som er i ferd med å frigis og hvilket kjerne- og loggmateriale som finnes fra de forskjellige hull.

Utolkede logger er frigitt for salg når brønnen er presentert i «Well Data Summary Sheets».

Alle brønner avsluttet før 1976, i alt 139 er til nå presentert i 6 volumer av serien. Volum 6, som er publisert i 1980, beskriver følgende 21 brønner som ble boret i 1975.

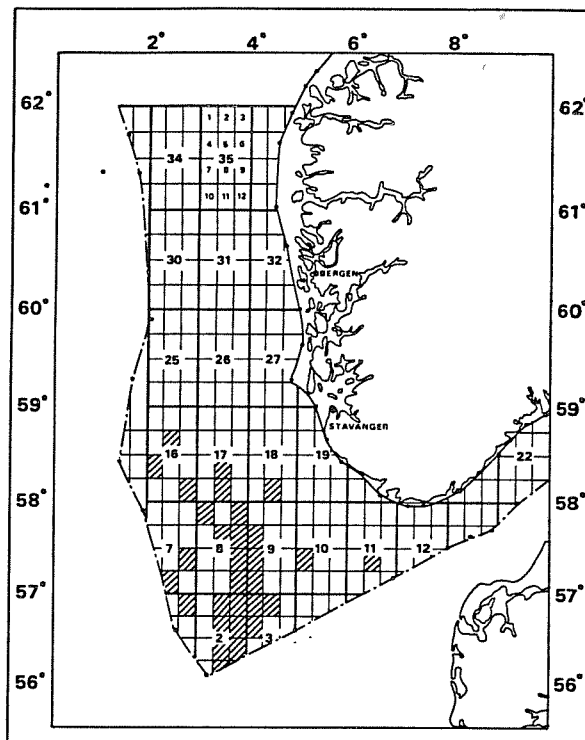
2/4-12	25/ 1-5	30/11-1
2/7-11	25/ 2-4	30/11-2
2/8-6	25/ 4-4	33/ 9-4
2/8-7	25/ 8-2	33/12-3
8/11-1	30/ 7-1	33/12-4
15/3-1	30/ 7-2	36/ 1-1
15/12-1	30/10-5	36/ 1-2

En mer utfyllende geologisk beskrivelse av de enkelte borehullene presenteres i serien «NPD Papers» som viser en detaljert litologisk/stratigrafisk logg, geologiske tolkninger

FIG. 4.A

Blokker der seismiske data er frigitt.

Blocks where seismic data have been released.



og en oversikt over det geologiske materialet som er tilgjengelig.

I løpet av 1980 er det publisert 4 hefter med totalt 15 brønner. Ved utgangen av 1980 var 48 borehull publisert i 28 hefter.

Nedenfor er det gitt en oversikt over publiserte hefter og hvilke brønner som inngår i det enkelte heftet.

Hefte nr	Brønn	Hefte nr	Brønn	Hefte nr	Brønn
No 1	8/3-1	11	16/9-1	21	17/10-1
No 2	25/11-1	12	17/11-1	22	8/10-1
No 3	16/2-1	13	2/8-2	23	11/10-1
No 4	16/11-1	14	17/4-1	24	9/4-1, 2, 3
No 5	9/8-1	15	1/3-1, 2	25	2/4-1, 2, 3, 4
No 6	16/1-1	16	7/12-1	26	10/8-1
No 7	2/11-1, 2/8-1	17	2/3-1, 2, 3	27	9/12-1
No 8	16/1-1	18	7/8-1	28	25/11-2, 3, 4
No 9	16/6-1	19	2/6-1		25/10-1, 2, 3
No 10	7/11-1, 2, 3, 4	20	7/3-1		25/8-1

Det framgår at borehullene i stor grad er presentert enkeltvis i hvert sitt hefte.

Det har ved denne publikasjonsformen vist seg at det er vanskelig å holde tritt med de brønner som etter hvert oppfyller kravene til

frigivning. Fra og med 1980 er publiseringen lagt om slik at hvert hefte inneholder flere brønner. Brønnene velges ut etter aktuelle felter og ved regional prioritering.

Geologisk materiale fra frigjorbare brønner

vil først bli gjort tilgjengelig når brønnene er presentert i «NPD-Papers».

Seismiske data har tidligere vært frigitt og solgt i form av enkle seismiske linjer. I 1979 begynte Oljedirektoratet å lage større pakker innenfor tilbakeleverte blokker.

Dette arbeidet har fortsatt i 1980. I dag er det tilgjengelig ca 14 000 km seismiske linjer fra 32 tilbakeleverte blokker eller deler av

blokker. Prisen er kopieringsutgiftene, pluss et rimelig tillegg til administrasjon og porto.

Fig 4 A viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker hvor det er frigitt seismikk. De enkelte blokker er følgende:

1/3, 2/2, 2/3, 2/5, 2/6, 2/8, 2/9, 2/11, 3/1, 3/2, 3/4, 7/9, 7/11, 8/1, 8/3, 8/5, 8/6, 8/12, 9/4, 9/10, 10/7, 11/8, 16/5, 16/7, 16/12, 17/8, 17/11 og 18/11.

5. Bistand til fremmede stater

Oljedirektoratets bistand til sentrale myndigheter i forbindelse med samarbeid med andre land innen petroleumssektoren har fortsatt mer eller mindre i samme omfang som i tidligere år. Den 30.4.80 ble det imidlertid undertegnet en avtale med NORAD som nærmere regulerer samarbeidet mellom de to institusjoner i ovennevnte sektor. I henhold til denne avtalen vil Oljedirektoratet bistå andre land gjennom NORAD i den grad dette i hvert enkelt tilfelle kan innpasses Oljedirektoratets øvrige oppgaver. For å dekke den belastning dette arbeidet innebærer for Oljedirektoratet, stiller NORAD til disposisjon midler tilsvarende to årsverk.

En rekke av Oljedirektoratets fagfolk har deltatt i petroleumsrettede prosjekter, hovedsakelig i fem samarbeidsland, nemlig Tanzania, Portugal, Pakistan, Kenya og Mozambique. For de tre førstnevnte land representerer årets arbeid en fortsettelse av tidligere samarbeid, mens for de to sistnevnte ble oppgavene initiert i løpet av året.

I tillegg til NORAD-støttede prosjekter, har Oljedirektoratet også deltatt i samarbeidsdrøftelser med andre land, så som India og Kina, ved deltagelse i offisielle delegasjoner til disse land.

6. Internasjonal harmonisering av sikkerhetsforskrifter – internasjonalt samarbeid

Den andre nordvest-europeiske konferanse om «Safety and pollution safeguards in the development of North-West European mineral resources» ble avholdt i Haag i tiden 13.-17.11.78. Deltakerlandene i det internasjonale harmoniseringsarbeid er som følger: Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland. Haag-konferansen utformet nye mandat for Working Group II som ledes av Norge og Working Group III som ledes av Nederland.

Working Group II hadde sitt avsluttende møte 11. og 12. desember 1979 og sluttrapporten er datert mai 1980.

Arbeidsgruppen har i henhold til mandat utarbeidet et forslag til sertifiseringsordning med henblikk på å forenkle kontrollprosedyrene når flyttbare borefartøyer forflyttes fra et lands kontinentalsokkel til en annen.

Working Group III hadde avsluttende møte 15. og 16. januar 1980 i Haag. Arbeidsgruppens mandat omfatter spesielt emner vedrørende sikkerhet, helse og velferd for personell. Sluttrapporten ble oversendt deltakerlandene av komitéens formann i brev av 2. juli 1980. Den del av arbeidsgruppens-mandat som omfatter bl.a skadestatistikk ivaretas i en arbeidsgruppe i EF-regi hvor Norge møter som observatør.

For så vidt angår Working Group I står Storbritannia som leder av en gruppe fagspesialister som fremla en endelig rapport 26. juni 1980. Rapporten omhandler data vedrørende det fysiske miljø i Nordsjøen.

Haag-konferansen fattet vedtak om at en ny konferanse bør avholdes i siste kvartal av 1980. Vertsland for denne konferanse ble ikke utpekt. Det synes imidlertid nå å være avklart at Norge blir vertsland for neste konferanse.

I forbindelse med arbeidet i den internasjonale sjøfartsorganisasjon IMCO, var Oljedirektoratet i 1980 representert med 2 representanter oppnevnt som medlemmer i den norske delegasjon til IMCOs Sub-committee on standards of training and watchkeeping, 13. sesjon.

Nevnte underkomité behandler bl a spørsmål vedrørende bemanning og kvalifikasjoner for personell på flyttbare borefartøyer.

Oljedirektoratet har også vært representert i norsk delegasjon til IMCOs Sub-committee on Ship design and Equipment i forbindelse med spørsmål knyttet til regelverk og tilsyn med dykkesystemer på skip m v.

INTERNATIONAL LABOUR ORGANIZATION - ILO

I oktober 1977 ble det arrangert et ekspertmøte i Genève omkring sikkerhetsspørsmål ved konstruksjon og drift av offshore boreinstallasjoner innen petroleumsindustrien. Det ble under møtet bl a konkludert med nødvendigheten av å komme frem til retningslinjer for aksepterte standarder for å ivareta helse- og sikkerhetsspørsmål ved konstruksjon av faste offshore installasjoner. De nevnte retningslinjer omfatter produksjonsanlegg m v, ikke bare boreinstallasjoner. Dette var ut fra de drøftelsene som fant sted, hvor man imidlertid ikke fant å kunne forandre overskriften for det tilsendte arbeidsdokument, men ble enige om at man drøftet både bore- og produksjonsinstallasjoner.

Det fremkom også som et ønske fra representantene at retningslinjene skulle utarbeides under ledelse av ILO. Videre var det en forutsetning at en skulle ta hensyn til eksisterende relevante standarder for konstruksjonsaktiviteter, og at eksisterende ILO-rekommendasjoner vedrørende helse og sikkerhet innen bygnings- og skipsbyggningsindustrien skulle inkorporeres i retningslinjene. Videre var det bred enighet om at en også skulle forsøke å harmonisere retningslinjene med IMCOs regler.

Med bakgrunn i nevnte anbefaling og i overensstemmelse med vedtak fattet av ILOs øverste organ (Governing Body) i november 1979, ble det avholdt et ekspertmøte i Genève i tiden 1.-10.12.80 for utarbeidelse av slike retningslinjer. Som grunnlag for møtet forelå et omfattende utkast for retningslinjer, samt mottatte kommentarer til et tidligere utsendt høringsutkast - som var sendt til alle ILOs medlemsland.

Ekspertmøtet, som var sammensatt av frittstående eksperter, foreslått av involverte arbeidstaker-, arbeidsgiver- og myndighetshold samt ILOs faginstanser, klarte å fullføre sin oppgave.

Det er nå opp til ILOs øverste organ (Governing Body), muligens allerede i neste møte i 1981, å godkjenne de foreslåtte retningslinjer for sikkerhets- og helsespørsmål ved konstruksjon av faste offshore installasjoner innen petroleumsindustrien.

7. FAGARTIKLER

Arbeidsmiljøproblemer ved bruk av kvikksølv offshore

Innledning

Ved brønntesting av hydrokarbonførende bergartsformasjoner vil bruk av kvikksølv være vanlig ved

- overføring av bunnhullsprøver (formasjonsvæske) fra nedsenkbare prøvetakere til transportable stålbeholdere.
- overføring av utskilt olje/kondensat fra testseparator til transportable stålbeholdere.

Ved overføring av bunnhullsprøver til transportable beholdere, skjer dette ved hjelp av en manuelt operert kvikksølvpumpe. Selve overføringssystemet som består av prøvetaker, kvikksølvpumpe og transportbeholder med tilkopplingsledninger, utgjør i montert tilstand et lukket system.

Selve overføringen tar ca 2 timer pr prøve, mens til og frakoplingstid vil være av størrelsesorden 10–15 minutter. Antall overføringer pr brønn vil variere med kvaliteten på formasjonsvæsken, og det er ikke uvanlig med tre til fire overføringer pr brønn.

Ved overføring av olje fra testseparator til stålbeholder vil separatortrykket presse den utskilte olje over i en fast montert stålflaske, som på forhånd er fylt med kvikksølv. Etter hvert som oljen fyller flasken fortrenses kvikksølvet som samles opp i en målesylinder av glass. Overføringstiden pr separatorprøve er 30–45 minutter, og det er vanlig praksis å ta to slike prøver fra hver oljegivende «drill stem» test.

Helserisiko

Kvikksølvdamper er meget giftige, og opptas i lungene ved innånding. Ved nedsvelging derimot synes kvikksølvmetall å være lite giftig.

Kvikksølv og dets forbindelser kan være lokalt irriterende og etsende overfor hud og slimhinner.

Kvikksølv kan lett opptas gjennom huden, spesielt i finfordelt form. Toksisiteten varie-

rer avhengig av dissosiasjonen, men den felles mekanisme er at kvikksølvionene bindes til tiolgrupper hos enzymene og blokkerer deres virksomhet. Dessuten denatureres eggehvitemolekylene.

Det vanligste sykdomsbilde hos personer med kvikksølvforgiftning er ved siden av organskader, psykiske forstyrrelser.

Forgiftningens tidligere stadier viser seg ved at den forgiftede blir nervøs, lett irritert, får skiftende temperament og plutselige raseriutbrudd. Risikoen er stor for at disse symptomene i begynnelsen ikke settes i forbindelse med kvikksølveksponering.

Et annet sykdomstegn er skjelvende hender, som på et senere stadium kan spre seg til andre kroppsdeler som øyelokk, lepper, tunge og ben. Innånding av høye konsentrasjoner over lengre tid kan føre til alvorlige skader på nervesystemet og nyrene.

Halveringstiden for kvikksølv hos eksponerte personer har vist store individuelle variasjoner. Nyere forskning viser også at eliminasjonskurver for kroppens totale utskillingskapasitet beskrives best som en multifase kurve. Det er vist en halveringstid på 42 dager for 80 % av absorbert kvikksølv ved oral dosering. Andre forsøk viser en halveringstid på 1.5 år for kvikksølv som er lagret i sentralnervesystemet.

Eksponering

Kontroll av eksponert personell (urinprøver) som er involvert i brønntesting offshore, har vist at kvikksølveksponeringen langt overstiger det nivå som kan aksepteres ut fra gjeldende vernetekniske og yrkeshygieniske normer. I noen tilfeller har kvikksølvutskillelsen i urinen vært oppe i 1500 nM.

Det er vanskelig å kvantifisere i hvilken grad testmannskapet kan bli eksponert for kvikksølv ved overføring av bunnhullsprøver. Under trykktesting av utstyret må operatøren blø av kvikksølv gjennom flere ven-

tiler, med risiko for kvikksølveksponering. Fare for eksponering vil også være til stede ved ladning av pumpesylinger og frakopling av transportbeholder dersom det ikke utvises forsiktighet under arbeidet. Ved prøvetaking fra testseparatoren vil risikoen for kvikksølveksponering være størst ved kvikksølvspill ved overføring fra måleglass til flasker samt ved oppfylling av kvikksølv på stålflasker.

Overvåking av arbeidsoperasjoner

Brønntesting av hydrokarbonførende bergartsformasjoner i Nordsjøen utføres av leiefirmaer med prøvetaking som spesialfelt. Normalt er to personer fra leiefirmaet involvert i den type arbeid hvor risiko for kvikksølveksponering foreligger.

Det er operatørselskapets produksjonsformenn som er arbeidsledere under prøvetakingen. På grunn av den hektiske aktivitet som kan oppstå under en brønntesting, vil leiefirmaets testoperatør ofte bli utsatt for et stort arbeidspress.

Oljedirektoratet har påpekt viktigheten av at personell som er involvert i prøvetakingen gis tilstrekkelig tid til opp-/nedmontering og rengjøring av utstyr, samt tid til personlig hygiene innen de fortsetter med annet arbeid.

For å sikre at disse krav innfris er operatørselskapene pålagt å utpeke en representant som er ansvarlig for at alt arbeid med kvikksølv utføres på en helsemessig forsvarlig måte. Vedkommende skal ha en tilstrekkelig yrkeshygienisk kompetanse til å kunne vurdere om arbeidet utføres i henhold til aksepterte retningslinjer for industriell håndtering av kvikksølv.

Operatørens ansvarshavende skal spesielt være oppmerksom på følgende forhold:

1. Arbeid med kvikksølv krever god ventilasjon, helst med punktavsug. Ved fare for innånding av kvikksølv damp brukes vernemaske med filter (brun-rød) eller friskluftutstyr.
2. Ved arbeidsprosesser med fare for hud- og øyekontakt bør tettsluttende vernebriller eller ansiktsskjerm, vernehansker, forkle og arbeidstøy av glatt stoff uten lommer eller oppbrett brukes.
3. Etter endt arbeid skal fingrer og negler børstes godt med såpe og vann. Neglene renses og inspiseres nøye. Enhver som har hjulpet til med å samle opp kvikksølv ved sprut eller lekkasje må likeledes børste fingrene og neglene.
4. Kontroller alltid sko og strømper for kvikksølv etter endt arbeid, selv om det ikke har forekommet sprut eller annet spill av kvikksølv.

5. Bruk aldri aluminiumsgjenstander i forbindelse med kvikksølv, da aluminium ødelegges hurtig og totalt.
6. Gjenstander av sølv og gull danner med kvikksølv amalgamer. Bortsett fra at tingene mister sin glans og dermed blir utskjemt, vil slike amalgamerte gjenstander (f eks ringer, ur o l) være en stadig kilde for kvikksølvkontakt med huden.
7. Det er forbudt å røyke eller spise mens en arbeider med kvikksølv. Før røyking eller spising skal hendene vaskes grundig med såpe og vann. Arbeidstøy bør oppbevares adskilt fra dagligtøy, helst i egen garderobe.
8. Ved fylling av kvikksølv i prøveflasker og oppmontering av prøvebenk, skal dette arbeid utføres over lave kar av blikk eller plast som effektivt avgrenser eventuelt spill av kvikksølv. Under oppsamling må man unngå å bryte opp større dråper til mindre p g a økt overflate og dermed økt fordamping.
9. Lagerbeholdere for kvikksølv skal forsegles med tape og lagres i forseglede plastikk-beholdere.
10. Utstyr som er kommet i kontakt med kvikksølv (overføringsbenk, prøveutstyr, pumper, stempel etc) må etter utført arbeid rengjøres omhyggelig.

Som et ledd i overvåkingen av kvikksølveksponeringen offshore, er testoperatøren pålagt å ta urinprøve før og etter brønntesting. Videre skal Oljedirektoratet snarest etter endt prøvetaking ha en rapport med beskrivelse av prøvetakingen, tidspunkt for overføring samt navn og fødselsdato på involvert personell.

Ansvarlig for utarbeidelsen av denne rapport er operatørens ansvarshavende for prøvetakingen.

Vurdering

Ved vurdering av analyseresultatene fra kvikksølvutskillelsen i urinen, vil Oljedirektoratet (etter anbefaling fra Yrkeshygienisk institutt og Arbeidstilsynet) kommentere tallverdiene som følger.

Mindre enn 100 nM U-Hg: Ikke yrkeseksponering for kvikksølv. Utstyr og arbeidsprosedyrer skal utformes slik at testoperatørene tilfredsstiller denne norm.

100 - 200 nM U-Hg: Yrkeseksponering for kvikksølv. Eksponeringen kontrolleres kvar- talsvis med urinprøver. Helseskadene er ikke kjent ved dette nivå.

200 – 500 nM U-Hg: Arbeidsplassen bør inspiseres. Det bør gjennomføres tiltak for å redusere/eliminere eksponeringen. Resultatet av forbedringen av arbeidsplassen kontrolleres ved månedlige urinprøver av eksponerte personer.

Over 500 nM U-Hg: Yrkesmessig uakseptabel høy eksponering. Arbeidstakere med kvikksølvutskillelse i dette område tas straks ut av kvikksølveksponert arbeid. Arbeidsforholdene skal forbedres og eksponeringen bringes under kontroll. Tilbakegang til arbeidet skal ikke skje før etter medisinsk vurdering, og etter at resultatet av urinprøven foreligger.

Esponeringer som gir U-Hg verdier over 1000 nM har vist seg å kunne ha helseskadelige effekter på sentralnervesystemet, i verste fall med irreparable skader.

Forebyggende tiltak

Kravet om suspensjon av kvikksølveksponert personell med urinkvikksølvverdier høyere enn 500 nM er først og fremst et forebyggende helsemessig tiltak. I forbindelse med utluftingen må den aktuelle arbeidsplass kartlegges og saneres slik at ytterligere kvikksølveksponering kan reduseres/elimineres.

Etter Oljedirektoratets oppfatning tilfredsstiller ikke den eksisterende overføringsbenk for bunnhullsprøver de krav som må stilles til en yrkeshygienisk forsvarlig håndtering av kvikksølv.

På denne bakgrunn har Oljedirektoratet fremsatt krav om å innføre forbedret utstyr/teknikker innen 1.1.81 for denne type arbeid. Spesielt omfatter pålegget en vurdering av å innføre utstyr hvor overføringen av formasjonsvæske skjer uten bruk av kvikksølv.

Petroleumsdokumentasjon

Vår petroleumsnæring er en ekspansiv og fremtidsrettet virksomhet som stiller store krav til de forskjellige informasjonskanaler. Kunnskap om hva som skjer av forsknings- og utviklingsarbeid, offentlige vedtak, gjeldende lover og forskrifter, uttalelser om aktuelle saker fra både faglig-, politisk- og samfunns hold, er meget viktig. Informasjonen må fremskaffes straks den foreligger, enten det er i form av nyhetsmeldinger, avisnotiser, fagartikler, foredrag, lovtekster, forskningsrapporter eller lignende.

En velorganisert bibliotek- og dokumentasjonstjeneste er hjørnesteinen i en slik informasjonsinnhenting.

Ved hjelp av de moderne teknikker som særlig datateknologien representerer, er bibliotek, faglig informasjon og dokumentasjon (BID-sektoren) gjort mer effektiv enn før. Tradisjonelle manuelle litteratursøkinger, som er meget tidkrevende og ofte også gir et lite tilfredsstillende resultat, er for eksempel i stor grad erstattet av noen få minutters aktivt arbeid ved en dataterminal som står i direkte forbindelse med såkalte litteraturl databaser.

Litteraturl databaser

En litteraturl database består av store informasjonsmengder lagret i datamaskiner for on-line tilgjengelighet. Brukeren av systemet står da i direkte kommunikasjon med den aktuelle databasen, og kan i en dialog med datamaskinen påvirke og styre alle faser av informasjonssøkingen. Det kreves at brukeren har en type dataterminal som via telenettet og satellittsystemet kan nå datamaskinen der den ønskede databasen er lagret (fig 1), og at han behersker det søkespråk databasen krever.

Den informasjon litteraturl databaser generelt inneholder, er bibliografiske opplysninger om et dokument, dvs henvisninger til forfatter(e), tittel, originaldokumentets navn, utgiver, sideantall etc for tidsskriftartikler, forskningsrapporter, bøker, standarder og

patenter, forskrifter, offentlige publikasjoner, foredrag og eventuelle andre publikasjonstyper. Ofte gis det også et sammendrag av publikasjonens innhold i form av et referat eller en alfabetisk oppstilling av beskrivende emneord.

Det finnes spesialdatabaser for de aller fleste fagområder eller disipliner. Basene stilles tilgjengelig for brukere over hele verden av spesielle databaseleverandører. I California i USA finnes Lockheed Information Systems og Systems Development Corporation (SDC), i Europa European Space Agency (ESA) som holder til i Italia.

Utenlandske petroleumsdatabaser

Spesielt beregnet på petroleumsrelatert virksomhet, finnes flere litteraturl databaser av meget høy kvalitet. De mest brukte er:

TULSA

som er databaseversjonen av referatidsskriftet Petroleum Abstracts fra The University of Tulsa. Denne databasen består i dag av vel 200 000 litteraturreferanser innen petroleumsleting, utvinning og produksjon, heri inkludert fagområder som geologi, geofysikk og geokjemi, boring, logging, reservoarteknikk, utvinningsteknikk, transport og lagring av olje og gass, økologi, forurensning og alternative energikilder. Basen dekker litteratur fra hele verden tilbake til 1965.

Tulsa-databasen er gjennom et samarbeid mellom interesserte parter (INFOIL) gjort tilgjengelig for norske brukere.

API

American Petroleum Institute (API) har flere meget aktuelle og anerkjente databasetjenester for petroleumsindustrien:

APILIT, som har henvisninger til litteratur om raffinering og petrokjemisk industri.

APIPAT, som viser til patenter innen tilsvarende emneområder.

P/E NEWS eller Petroleum-Energy News, som har opplysninger om petroleums- og energiøkonomiske emner fra fem anerkjente petroleumsøkonomiske tidsskrifter.

For norske brukere er det bare P/E NEWS som er alment tilgjengelig av APIs litteraturtjenester. Tilgang til de øvrige databasene kan bare nås på bestemte vilkår som Norge ennå ikke har oppnådd. De fleste utenlandske oljeselskaper som har sitt virke på norsk kontinentalsokkel, har derimot tilgang til den verdifulle informasjonen disse databasene inneholder gjennom sine moderselskaper.

Både Tulsa og API-tjenestene ble i sin tid opprettet på initiativ fra amerikansk oljeindustri med den oppgave å gjøre aktuell og relevant informasjon tilgjengelig for alle «abonnerende» oljeselskaper. Dermed kunne det enkelte selskap legge ned interne, overlappende tjenester av denne typen.

GEOREF

Geological Reference File (Georef) utgis av American Geological Institute og dekker alle disipliner innen geologien, samt nært beslektede fagområder. Henvisningene er til både tidsskrift- og boklitteratur fra hele verden. Databasen består i dag av godt over 500 000 referanser og går tilbake til 1961.

GEO-Archive

heter en tilsvarende database utgitt av Geosystems i London. Basen dekker de samme fagområdene som Georef, men har en bredere dekning av europeiske og asiatiske publikasjoner. Geo-archive er en forholdsvis ny tjeneste. Dekningen går tilbake til 1969 med totalt ca 400 000 referanser.

Andre litteraturdatabaser

Petroleumsvirksomhet er som kjent ikke et eksakt, nøye definert fag- eller emneområde. De fleste tekniske og teoretiske fag er på en eller annen måte trukket inn i virksomheten. Dette betyr at man i begrepet «petroleumsdokumentasjon» må trekke inn alle de spesiallitteraturdatabasene som finnes tilgjengelig hos de forskjellige databaseleverandørene. Eksempler på slike databaser kan være: CHEMCON (kjemi og kjemiteknikk), COMPENDEX (teknikk), ENERGYLINE (energi), ENVIRONMENTAL (miljøvern og forurensning), INSPEC (elektroteknikk), METADEX (metallurgi), osv.

Norsk petroleumsdatabaser

Tilsvarende de utenlandske litteraturlit-

sene, har vi databaser installert på nasjonale informasjons- eller telenett. I Norge benyttes et felles nordisk telekommunikasjonsnett eid og drevet av de nordiske teleadministrasjoner. Dette nettet har noder eller tilknytnings-sentraler plassert i de skandinaviske hovedsteder, og hver slik node har sitt lands databaser tilgjengelig for alle brukere, uansett nasjonalitet.

Eksempler på norske databaser av interesse for petroleumsnæringen og som finnes installert ved Norsk senter for informatikk (NSI) i Oslo er:

Olje-indeks, en spesialdatabase for petroleumsfag (omtalt nedenfor).

Artikkel-indeks, over norsk og utenlandsk faglitteratur med antatt interesse for norsk industri.

Ship-abstracts over skips- og havteknologisk faglitteratur.

Eksport indeks med eksportinformasjon.

Prinsippene for etablering av kontakt med basene og søking i dem, er identisk med tilsvarende prosedyrer for internasjonale litteraturdatabaser.

Olje-indeks

eller OIL som er navnet på selve databasen, er den av de norske (og nordiske) databasene som er rettet direkte mot petroleumsnæringen i de nordiske land. Olje-indeks eies i dag av Oljedirektoratet, men ble opprinnelig startet av Norsk senter for informatikk (NSI) som et ledd i NTN-prosjektet INFOIL i 1974. I 1976 kom det istand et samarbeid mellom NSI og Oljedirektoratet om utgivelse av og indeksering til Olje-indeks. Dette samarbeidet førte til en kvalitetsheving av indeksen og databasen. Indekserings- og katalogiseringshjelpemidler ble utarbeidet, og dekning av aktuell litteratur systematisert og utvidet. Som et resultat av dette har antallet abonnenter og bruk av databasen økt betraktelig. I 1979 ble indeksen overtatt helt av Oljedirektoratet og utgis nå som et ledd i direktoratets generelle informasjonsvirksomhet om petroleumsaktiviteter overfor norske institusjoner og firma. Indeksen foreligger i både norsk og engelsk utgave fra 1980.

Olje-indeks dekker følgende områder av petroleumsvirksomheten: Petroleumsgnologi, oljeleting, utvinning og produksjon, offshorekonstruksjoner, ilandføring, transport og lagring av olje og gass, petrokjemisk industri, oljepolitikk, samfunnsendringer som følge av petroleumsvirksomheten, miljøvern og sysselsetting i forbindelse med virksomheten.

All litteratur som er referert i indeksen er

8. STATISTIKKER OG OVERSIKTER

Undersøkelses- og avgrensingsboring i norsk sektor av Nordsjøen

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen er i alt 272 undersøkelses- og avgrensingsbrønner blitt påbegynt pr 31.12.80. Av disse er 260 avsluttet pr samme dato.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp statistisk for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

Det er tilsammen boret 840 671 meter i de brønnene som inngår, derav 136 683 meter boret i 1980. Gjennomsnitt dybde for de 35 brønnene som ble avsluttet i 1980 er 3 115 meter. Gjennomsnitt kostnad for de 36 brønnene som ble påbegynt i 1980 er anslått til 55,6 millioner kroner.

Det dypeste borehull i norsk del av Nordsjøen er 30/4-1 med British Petroleum som operatør. Boringen ble påbegynt i november

1978 og avsluttet i mars 1979 på 5 430 meters dyp.

Det største vandyp det er boret på hittil er 389 meter. Borehullet var Amocos 34/2-1 som ble påbegynt i desember 1979 og avsluttet i februar 1980.

For boringen av de borehull statistikken dekker har det vært benyttet 46 forskjellige boreplattformer. Av disse er 34 av typen halvt nedsenkbare, 9 oppjekkbare og 3 boreskip.

Tabell XIX viser «boreplattformmåneder» pr kvartal til og med 1980.

Tabell XX viser sesongsvingninger i borehullsaktiviteten fra 1963 til og med 1980.

Tabell XXI viser gjennomsnitt vandyp og boredyp.

Tabell XXII viser hvilke boreplattformer som har vært i aktivitet på norsk kontinental-sokkel.

TAB. XIX
Boreplattform-måneder pr kvartal 1966-80.

Rig months per quarter 1966-80.

Arstall	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Sum pr år
1966			2	3	5
1967	3	3	5	6	17
1968	5	11	9	8	33
1969	6	7	9	6	28
1970	5	8	16	15	44
1971	12	12	14	9	47
1972	9	13	18	13	53
1973	5	7	10	17	39
1974	19	15	8	12	54
1975	9	16	17	13	55
1976	17	8	13	8	46
1977	5	10	17	18	52
1978	10	14	14	11	49
1979	15	14	20	25	74
1980	32	29	34	35	130
Sum pr kvartal	154	167	206	199	

TAB. XX
Sesongsvingninger i aktiviteten 1966-80.

Seasonal variations in activity 1966-80.

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	13
Februar	15
Mars	13
April	23

Måned	Antall borehull påbegynt
Mai	20
Juni	27
Juli	35
August	33
September	25
Oktober	24
November	20
Desember	25

TAB. XXI
Gjennomsnitt vanddyb og boredyp.

Average water depth and total depth.

Årstall	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt Totaldyb (m)
1966	110	2737
1967	93	2599
1968	75	3495
1969	70	3143
1970	89	2983
1971	82	3101
1972	79	5313
1973	86	3089
1974	109	3078
1975	109	2954
1976	124	2949
1977	94	2719
1978	109	3502
1979	153	3375
1980	176	3115

TAB. XXII
Boreplattformer som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel.

Drilling rigs that have been active on the Norwegian Shelf.

Boreplattform	Antall hull	Boreplattformstype
Ocean Viking	29	Halvt nedsenkbar
Neptune 7	13	Halvt nedsenkbar
Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Norskald (Glomar Semi II)	27	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	Boeskip
Ross Rig	26	Halvt nedsenkbar
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbar
Deepsea Driller	8	Halvt nedsenkbar
Orion	7	Oppjekkbar
Poliglomar Driller	11	Halvt nedsenkbar
Zapata Nordic	5	Oppjekkbar
Ocean Tide	5	Oppjekkbar
Maersk Explorer	5	Oppjekkbar
Deepsea Saga	12	Halvt nedsenkbar
Drillmaster	5	Halvt nedsenkbar

Boreplattform	Antall hull	Riggtype
Sedneth 1	3	Halvt nedsenkbar
Gulftide	3	Oppjekkbar
Dyvi Alpha	10	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 F	2	Halvt nedsenkbar
Endeavour	2	Oppjekkbar
Transworld Rig 61	2	Halvt nedsenkbar
Ocean Voyager	2	Halvt nedsenkbar
Ocean Victory	1	Halvt nedsenkbar
Chris Chenery	1	Halvt nedsenkbar
Drillship	1	Boreskip
Waage Drill	1	Halvt nedsenkbar
Sedco 135 G	1	Halvt nedsenkbar
Norjarl	2	Halvt nedsenkbar
Odin Drill	3	Halvt nedsenkbar
Saipem II	1	Boreskip
Borgny Dolphin	6	Halvt nedsenkbar
Treasure Seeker	9	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	6	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1	Oppjekkbar
Sedco H	2	Halvt nedsenkbar
Sedco 707	3	Halvt nedsenkbar
Haakon Magnus	3	Halvt nedsenkbar
Byford Dolphin	6	Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	2	Halvt nedsenkbar
Fernstar	3	Halvt nedsenkbar
Nortrym	4	Halvt nedsenkbar
West venture	3	Halvt nedsenkbar
Nordraug	2	Halvt nedsenkbar
Sedco 704	1	Halvt nedsenkbar
Sedco 703	1	Halvt nedsenkbar
Borgsten Dolphin	3	Halvt nedsenkbar

Måleenheter

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

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

I tabellen (på omslaget) har en tabulert enkelte fysiske størrelser sammen med de enheter fra SI-systemet som oftest brukes for disse. Videre har en tabulert formler til bruk for omregning fra andre enheter til den tilsvarende enhet i SI-systemet.

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

Mengdeangivelse - olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum (Barrels eller m^3) må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til omtales normalt som volumets «standard-tilstand» eller «referanse-tilstand». De to vanligste referanse-tilstander er a) [60°F, 0 psig] og b) [15°C, 1.01325 bar].

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

Referanse-tilstand (b) anbefales brukt av Den Internasjonale Standardiseringsorganisasjon. Videre ble denne referansetilstand

innført som Norsk Standard i 1979. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referanse-tilstand både for internt bruk og for rapporter fra oljeselskapene.

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

Vanlige enheter/forkortelser:

Sm³ = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

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

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 6.29 Barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse – gass

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

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

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

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

Vanlige forkortelser:

SCM eller SM³ = Standard kubikkmeter. Merk at temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Nm³ = Normalkubikkmeter

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

Omregning:

1 Sm³ tilsvare ca 0.95 Nm³

1 Sm³ tilsvare ca 35.3 scuft.

Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densitet. En lav verdi på denne størrelsen antyder at oljen/gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

(a) Specific Gravity 60/60°F:

Relativ tetthet av olje i forhold til vann, olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.

(b) API-Gravity at 60°F:

Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

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

(c) Density at 15°C:

Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Enhet er vanligvis kg/l.

Gass:

(a) Specific Gravity

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

Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitetsangivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1000 Sm³ gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det er ikke riktig å angi omregningen med flere desimaler. Vanlig praksis er derfor:

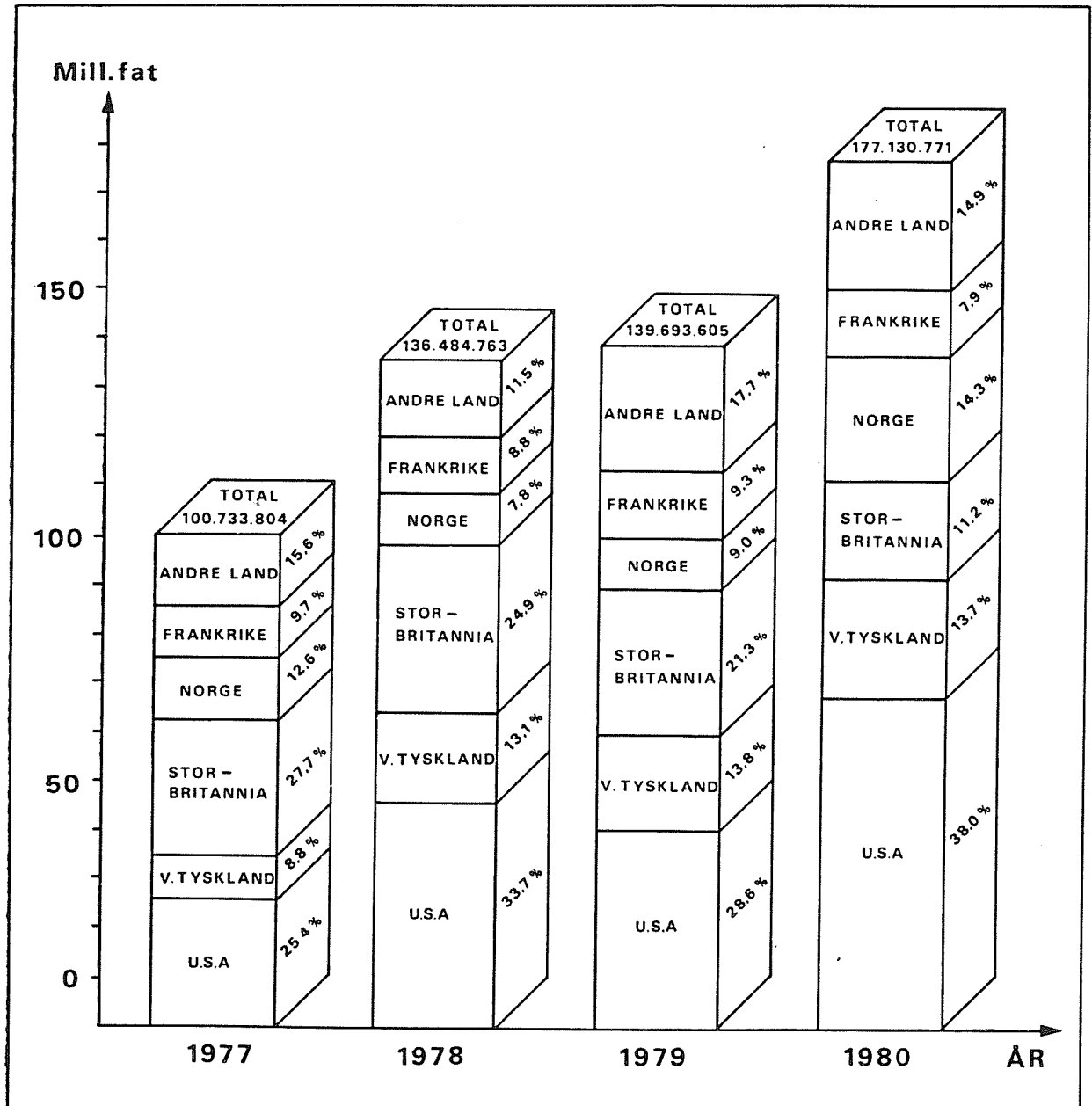
1 tonn oljeekvivalenter tilsvare 1 tonn olje eller 1000 Sm³ gass.

Skipninger av norsk råolje

FIG. 8.A
Årlig fordeling av videre eksportert råolje fra Teesside, Statfjord og Murchison.

Yearly distribution of reexported crude from Teesside, Statfjord and Murchison.

Figur 8.A viser fordelingen av den videreeksporterte råolje fra Teesside i perioden 1977-1979 og fordelingen av den videreeksporterte råolje fra Teesside, Statfjord og Murchison i 1980.



Produksjon fra Ekofisk, Frigg, Statfjord og Murchison i 1980

TAB. XXIV
Produksjonen på norsk sokkel i tonn oljeekvivalenter.

Production from the Norwegian Shelf in ton oil equivalents.

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1980, slik det fremgår av tab XXIV ca 49,5 mill tonn oljeekvivalenter.

Produksjonen i 1979 var ca 39,6 millioner t o e.

	OLJE (1.000 tonn)		GASS (1.000 t o e)	
	1979	1980	1979	1980
Ekofisk	18.599	21.457	12.503	15.154
Frigg			8.283	9.970
Statfjord	216	2.849		
Murchison		75		
Totalt	18.815	24.381	20.786	25.124

TAB. XXV
Månedlig liquid- og gassproduksjon fra Ekofisk-området i 1980.

Monthly liquid- and gasproduction from the Ekofisk-area in 1980.

	Liquid-produksjon		Gass-produksjon	Gass til brensel	Gass brent	Gass salg
	10 ³ Sm ³	10 ³ tonn				
Januar	2.609	2.071	1.520.509	64.000	9.000	1.319.697
Februar	2.631	2.088	1.581.893	64.000	6.000	1.392.914
Mars	2.518	1.997	1.553.848	66.000	10.000	1.353.068
April	2.291	1.814	1.442.143	61.000	9.000	1.243.767
Mai	2.498	1.974	1.580.998	65.000	12.000	1.379.565
Juni	2.336	1.843	1.518.247	63.000	6.000	1.330.896
Juli	1.221	966	721.767	32.000	7.000	635.631
August	2.345	1.857	1.497.167	70.000	10.000	1.197.923
September	2.084	1.642	1.438.217	62.000	7.000	1.275.322
Oktober	2.287	1.801	1.592.382	65.000	17.000	1.368.463
November	2.190	1.718	1.558.853	65.000	7.000	1.348.884
Desember	2.153	1.686	1.600.188	71.000	3.000	1.307.664
	27.162	24.381	17.606.212	748.000	103.000	15.153.793

TAB. XXVI
Månedlig gassproduksjon fra Frigg-feltet i 1980.

Monthly gasproduction from the Frigg-field in 1980.

	Gass-produksjon 10 ³ Sm ³	Gass til brensel 10 ³ Sm ³	Gass brent 10 ³ Sm ³	Gass-salg 10 ³ Sm ³
Januar	1.110.673	2.616	27	1.116.691
Februar	981.168	2.452	27	984.336
Mars	1.024.203	2.575	110	1.024.378
April	857.367	2.321	53	863.451
Mai	672.956	1.999	23	689.210
Juni	629.999	1.877	9	634.754
Juli	738.346	2.003	0	746.928
August	677.857	1.850	0	685.909
September	675.192	1.749	0	663.363
Oktober	689.978	1.999	0	700.682
November	848.082	1.800	0	859.602
Desember	973.540	2.321	0	1.000.829
	9.879.361	25.562	240	9.970.133

Tallene er norsk andel, dvs 60,82 %.

TAB. XXVII
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord-feltet i 1980.

Monthly oil- and gas production from the Statfjord-field in 1980.

	Olje-produksjon 10 ³ Sm ³	Olje-produksjon 10 ³ tonn	Gass-produksjon 10 ³ Sm ³	Gass til brensel 10 ³ Sm ³	Gass brent 10 ³ Sm ³
Januar	242	201	43.111	2.157	40.954
Februar	227	189	40.552	1.604	38.948
Mars	248	206	43.540	2.280	41.260
April	288	239	51.560	2.114	49.446
Mai	253	211	45.785	2.083	43.702
Juni	299	250	54.658	2.719	42.901
Juli	97	80	17.152	1.035	13.662
August	274	228	48.492	3.729	29.632
September	301	250	51.467	4.424	22.476
Oktober	319	264	54.510	4.469	27.239
November	336	279	57.415	4.105	17.363
Desember	545	452	90.899	6.295	11.091
	3.430	2.849	599.142	37.014	378.647

Tallene er norsk andel, dvs 84,09322 %.

TAB. XXVIII
Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison-feltet i 1980.

Monthly oil- and gasproduction from the Murchison-field in 1980.

	Olje-produksjon 10 ³ Sm ³	Olje-produksjon 10 ³ tonn	Gass-produksjon 10 ³ Sm ³	Gass brent 10 ³ Sm ³
Oktober	18	15	1.799	1.799
November	35	29	3.656	3.656
Desember	38	31	4.130	4.130
	91	75	9.585	9.585

Tallene er norsk andel, dvs 16,25 %.

Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1980

Forskrifter

Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på prod.anlegg m v.

Fastsatt av OD 3.4.78 med senere endringer, senest 1.7.80.

Midlertidige forskrifter for dykking.

Fastsatt av OD 1.7.78 med senere endringer, senest 1.4.80.

Midlertidige forskrifter om forsøpling og forurensning.

Fastsatt ved Kgl res av 26.10.79.

Forskrifter av OD 1.4.80.

Forskrifter for innkreving av produksjonsavgift.

Geologiske publikasjoner

Well Data Summary Sheets, vol 5

NPD PAPER No 25

Lithology Well No 2/4-1, 2/4-2, 2/4-3, 2/4-4 and 2/4-5.

NPD PAPER No 26

Lithology Well No 10/8-1

NPD PAPER No 27

Lithology Well No 9/12-1

Petroleumsdokumentasjon

OIL-INDEX. Engelsk utgave av OLJE-INDEKS

Kart

Kart over den norske kontinentalsokkelen sør for 62°N bredde, omfatter også områder nord for 62°N bredde. Konesjonsområder pr. 1.7.80.

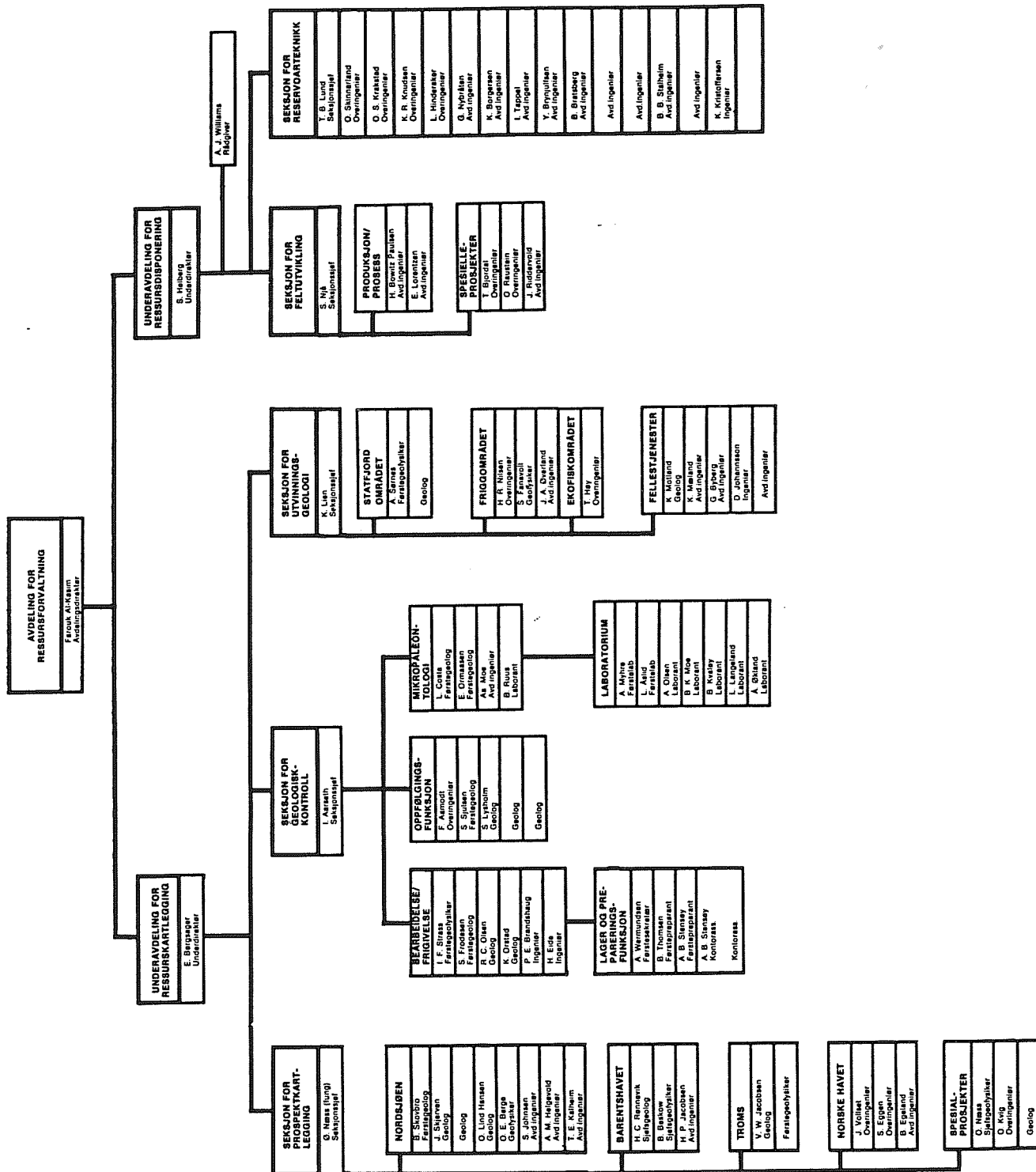
Andre publikasjoner

Condition monitoring of process plant on offshore installations.

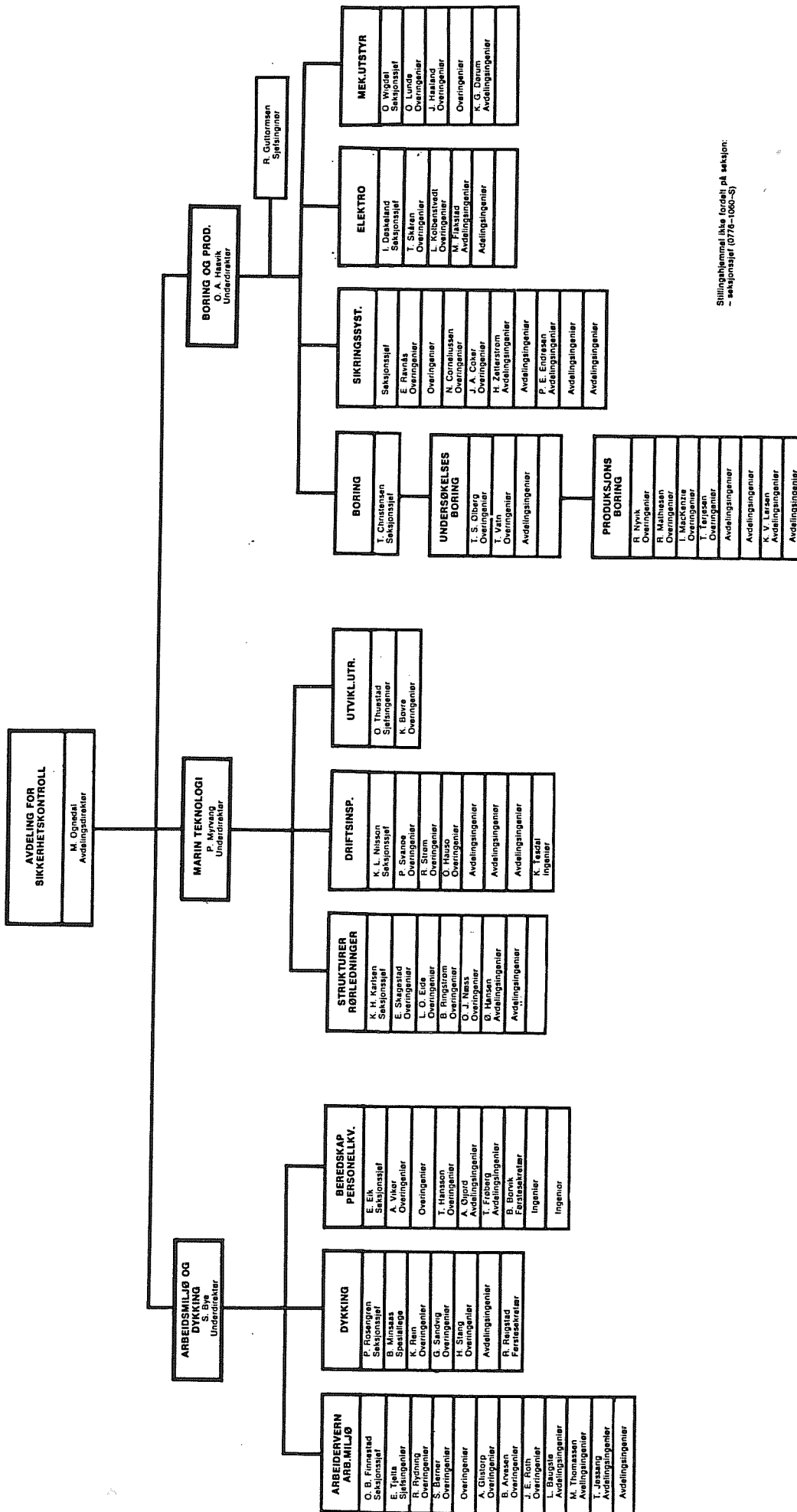
Status of exploration north of 62°N.

Exploration results in the Norwegian North Sea.

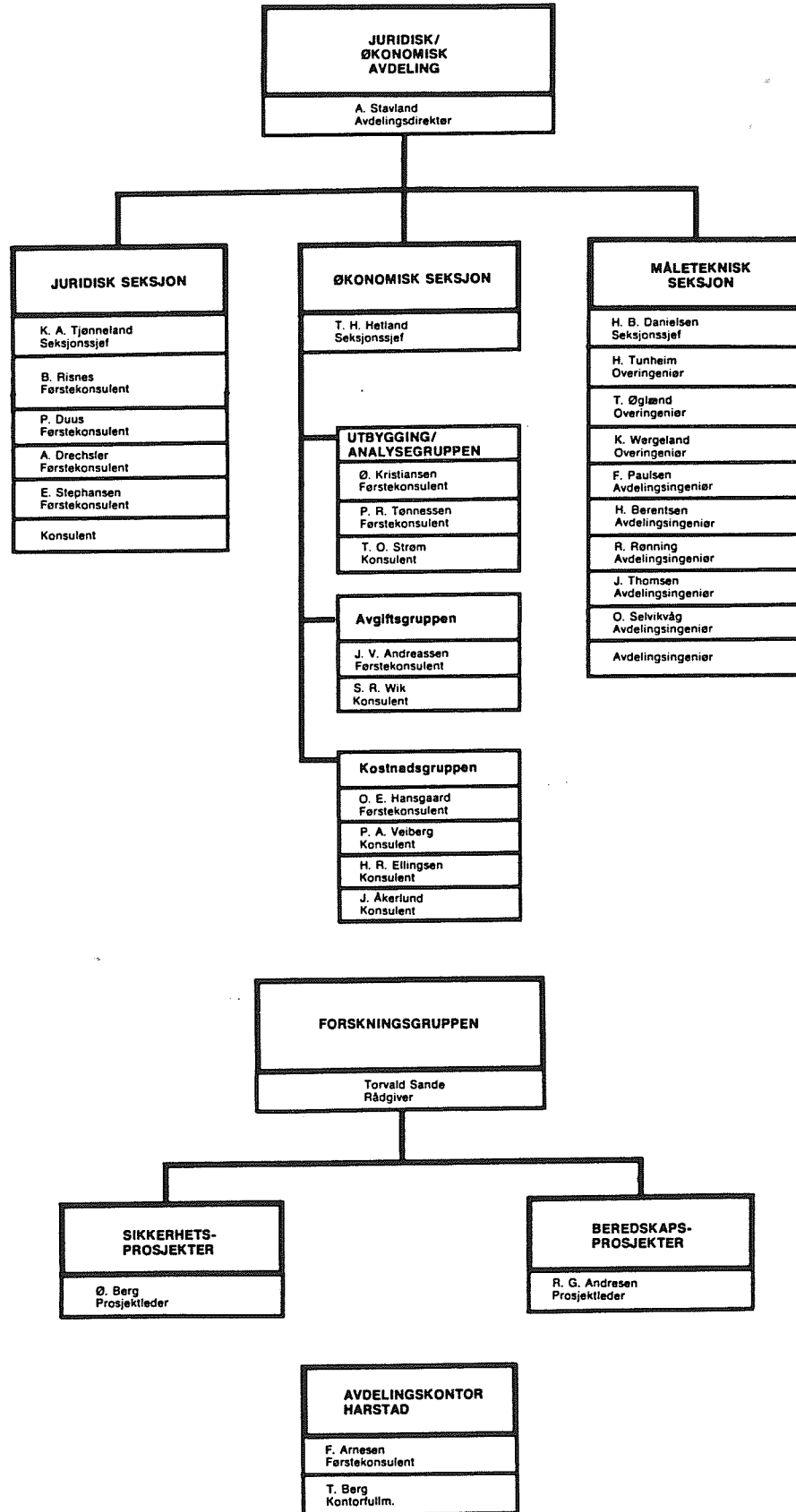
ORGANISASJONSTABLA*



*ajour 31.12. 80



Stillingstallet ikke fordelt på seksjon:
- seksjoner (0776-1060-S)



The Board of Directors' Report

In 1980 the activity on the Norwegian Continental Shelf increased and with it the amount of work for the Norwegian Petroleum Directorate.

The encouraging results from exploration drilling in 1979 continued in 1980. This has led to a significant increase in the exploration drilling activity on the shelf which reached a top level of 13 drilling platforms in simultaneous operation in November/December. In total, 36 wells were started in 1980 compared to 28 the year before.

The new discoveries made after the 4th licensing round have so far provided a basis for an upwards adjustment of proven reserves in the order of magnitude of ½ billion tons of oil equivalents (t.o.e.) corresponding to an increase of approximately 30%. Along with this increase in the reserve basis, several fields that were previously considered to be marginal are now under consideration for development in the near future. This positive development has created a new situation for further development on the shelf. For this reason we are now, for the first time, faced with the real choice of deciding what type of fields should be developed, how these should be managed in the long term and what arrangements for development (infra-structure) are required for securing the best possible utilization or exploitation of the fields in isolation and as a whole. There is therefore an urgent need for an overall development strategy based on national objectives in relation to inter alia the rate of depletion, an even level of activity, safety, the best possible utilization of resources and effective development and operation.

In the view of the Board it is an important task for the Norwegian Petroleum Directorate to continue contributing objective evaluations/analysis for the framing of such a strategy.

Furthermore, the Board considers it very important that the Directorate should be involved in the evaluation of basic concepts for the different development plans at the ear-

liest possible time. This evaluation phase must be followed by an evaluation of the concrete development concepts. The Board emphasizes the importance of securing for public authorities sufficient time for careful consideration in all phases of such development projects.

1980 stands out as an important milestone in the development on the Shelf, since exploration drilling was started in the Troms I area and on Haltenbanken. As the government surveys become supplemented by drilling data, it can be determined with greater accuracy whether petroleum resources are present. It is too early to say anything about possible reserves in these areas. However, the results obtained so far give reason to count on continued drilling activity north of 62 degrees N which in time may lead to economically interesting petroleum discoveries. This spreading of the activity in several operating areas will result in new requirements as regards planning, coordination and control, and this again will lay claim on increased resources and efforts on the part of inter alia the Norwegian Petroleum Directorate.

The pace of further activities in relation to development should take into account the development in technical capacity and competence shown by both the companies and the authorities. A large part of the activity on the Continental Shelf covers work areas representing relatively new technology.

A common factor in part of these work areas is that a great deal of work needs to be done while at the same time the highest quality is required both in relation to the design of the facilities and installations and in relation to the personnel organizing and operating the facilities. In order to take care of central safety objectives it is thus important to integrate the necessary quality into all phases of the activity.

In view of the large growth of activity envisaged for the first years to come, the Board is concerned with the possibility of obtaining sufficiently qualified personnel to carry out

the tasks ahead. This applies to both operating personnel on the installations and on-shore engineering personnel. If the need for drilling personnel for the years to come is compared with the present training program for such personnel, it may be that there will be a significant shortage of leading drilling personnel in the time to come. This may therefore result in the supply of qualified personnel becoming decisive for the level of drilling activity on the Shelf.

The tragic accident with the hotel platform 'Alexander L. Kielland' on March 27th, 1980, killing 123 people, led the Directorate to examine within the scope of its responsibility all routines and problems which have become relevant in connection with the accident. A number of measures were enacted, partly in cooperation with the Norwegian Petroleum Directorate, for finding solutions to problems in areas common to the two Directorates. The Inquest Committee's Report had not been presented at the end of the reporting period.

In last year's Annual Report the Board emphasized the importance of further efforts to increase the degree of recovery from the resources on the Continental Shelf. It is now expected that the pilot project for water injection in the Ekofisk field will be started early in 1981. The Norwegian Petroleum Directorate follows with great interest the licensees' studies and plans for possible large scale water injection both in the Ekofisk and the Tor fields. A successful result of this water injection may represent an increase in recoverable oil reserves in the order of magnitude of 80–100 million standard cubic meters, corresponding to NOK 100–125 billion. The Norwegian Petroleum Directorate notes with satisfaction that fields currently under study/planning are based on plans for early increased recovery through injection of water or gas to the extent that this is possible and relevant.

Increased recovery from the resources will require efforts in several professional areas. Correct interpretation of geological circumstances and reservoir properties is of basic importance. This presupposes increased competence and efforts, not only on the part of the licensees and the authorities, but also on the part of institutions for research and scientific work. The Board wants to emphasize the importance of the enormous values which are inherent in increased recovery from the resources on the Shelf. Even a modest increase of 1 % in the recovery factor will correspond to an increase in value of the proven reserves to date in the order of magnitude of approximately NOK 30 billion. The Board holds the

view that it is possible from a technical point of view to achieve considerable improvements as concerns the average recovery factor from the resources on the shelf.

The Board is concerned that unnecessary use and waste of oil and gas in connection with production, processing and bringing ashore should be reduced.

In view of the new discoveries and the significant increase in proven reserves it is natural to evaluate the existing facilities in the Ekofisk and Frigg areas in connection with a coordinated solution for transporting the gas.

In the report from the Steering Group for «Cost Analysis – the Norwegian Continental Shelf», appointed by Royal Decree of March 16th, 1979 («the Moe Report») the need is emphasized in several places for better coordination and control of development projects on the Norwegian Shelf. The Moe Committee recommends that the authorities should develop a system and methods for better control of the planning process and cost development for new projects on the Continental Shelf. In the report period, the Directorate has continued the work of establishing models and tools to analyse costs and to look after other economic administrative tasks.

At today's level of activity and on the basis of the large development tasks which we are faced with on the shelf, it will become still more important to evaluate the economic effects of the petroleum activity on the basis of national objectives.

The Board considers it natural for the Directorate to be developed so that the economic consequences of governmental levies and decisions may be clarified. In this connection, computer based routines and models for analysis which may be used in the Directorate's work in the economic area must be developed. There is furthermore a need for economic research and study in several areas. Amongst others, it is important to arrive at the knowledge and instruments which may be used in connection with economic planning. It is also important to control the activity on the Shelf from an economic point of view, including, amongst other things, obtaining parts of the basis for the necessary political decisions. It is also important for the Directorate to further develop its supervisory experience in relation to royalties and taxes to be claimed from oil companies operating on the Continental Shelf.

In the Summer of 1980, all activity on the Continental Shelf came to a halt in the most widespread labour conflict on the Continen-

tal Shelf so far. All production facilities were stopped because of a strike among some of the Labour Unions in the period July 3rd to July 18th. The activity was further paralysed when the Labour Unions for personnel on moveable drilling platforms registered in Norway decided to go on strike. All exploration activity on the Norwegian Continental Shelf was thus stopped in the period July 9th to August 9th.

The labour conflict on the production facilities led to a reduction in petroleum production corresponding to 2 million tons of oil equivalents representing a gross production value of more than NOK 2 billion.

In relation to the exploration activity, the strike led to a delay in the execution of drilling. In relation to the drilling activity offshore Northern Norway, the strike led to a reduction in the planned drilling activity for 1980.

In the report period, the Directorate started to issue divers' certificates for the personnel approved for diving on the Norwegian Continental Shelf. So far, 1,460 such certificates have been issued.

In the report period, the Directorate has also arranged a labour meeting about working environment conditions. As was the case in the two earlier conferences, this also uncovered a need and a wish on the part of the relevant workers to take part through such meetings in the planning and implementation of the bases for a better and safer working environment.

Analysis of reported personal injuries and present research projects in relation to injuries and accidents provide a good basis for the continued work by the Directorate in reducing the frequency of injuries.

Through the continuing Research and Development Program (R & D) for safety and preparedness, the Norwegian Petroleum Directorate has been provided with valuable know-how in addition to the level of knowledge which has been developed over the years in the executive institutions. The Board considers it important that the Directorate should be given resources within its area of responsibility to continue part of the activities in the field of safety and preparedness, also after the completion of the two on-going 4 year programs under the direction of the Norwegian Petroleum Directorate.

In the period in which the tasks increase in importance and scope, the Board continues to be concerned for the staffing of the Directorate.

In the course of the year, 49 employees have left the Directorate to start other work. It is

of particular concern that the Directorate has lost several of its experienced geologists/geophysicists and reservoir engineers in 1980. As the competition for personnel with know-how and experience within the oil industry is strong, the Board assumes that inter alia the salary level is important for the recruitment and for keeping the personnel from leaving. After this question was raised with the senior Ministries, the State and the main unions entered into an agreement in August leading to a certain degree of improvement and greater flexibility in the salary question. The Board assumes that this may represent a certain strengthening in the competitive position vis-a-vis inter alia the oil companies. It should also be emphasized that the Directorate still has a staff of competent employees. The Board considers that they work conscientiously on the often complicated and time-consuming tasks which the Norwegian Petroleum Directorate is faced with. Even if the number of resignations has been large this year, there are more than 110 employees with more than 3 years employment with the Directorate and at the end of the report period, and 160 employees with more than 2 years employment with the Directorate.

However, it is not only the question of salary which decides whether an institution is able to attract employees and provide them with satisfaction. For this reason, the Board will give attention to inter alia the budget situation. A strongly increasing share of fixed expenses in the Norwegian Petroleum Directorate's budget has over the years had the effect that the resources for EDP, external assistance, training, assistance and other services have fallen behind compared to the increase in activity that has taken place.

The Board is of the opinion that improvement in working environment and working conditions would also be effected by obtaining one building for the whole Directorate. The work of planning the room program and building schedules has gone according to plan. The question of the site has been further studied in 1980, and the first allocation for the pilot project has been included in the budget for 1981.

In the report period, the Norwegian Petroleum Directorate has collected a total of NOK 3641 million in royalties. This is a marked increase compared to 1979, in spite of the production stoppage caused by the strike in the Summer of 1980. In addition, the Norwegian Petroleum Directorate has collected a total of NOK 63 million in net acreage fees.

The Directorate's department for Northern

Norway was opened in Harstad on June 20th, 1980. Giving information is one of the main tasks of the office, which shall serve as a liaison between the Directorate and the authorities in Northern Norway, its industry and commerce and mass media. The short period in which the office has been functioning has

shown that there is a clear and unfulfilled need for information about the oil activity in this part of the country. For the time being, the staff of the office is relatively small, but the Board will give close attention to whether the staff should be increased and if other tasks may be assigned to the office.