

Oljedirektoratet

ÅRSBERETNING 1979

Innhold

1.	STYRETS BERETNING	6	2.7	Frigg-området	35
	DIREKTORATETS OPPGAVER,		2.7.1.	Utnyttelse av forekomstene	35
	STYRE OG ADMINISTRASJON	8	2.7.2	Felles utnyttelse (unitisering)	36
1.1	Instruks for Oljedirektoratet	8	2.7.3	Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	36
1.2	Styre og administrasjon	9	2.7.4	Skader på installasjoner	36
1.2.1	Styret	9	2.8	Statfjord-området	37
1.2.2	Organisasjon	9	2.8.1	Utnyttelse av forekomstene	37
1.2.3	Personell	10	2.8.2	Felles utnyttelse (unitisering)	38
1.2.4	Opplæring	10	2.8.3	Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	39
1.2.5	Informasjon	11	2.8.4	Brenning av gass fra Statfjord A	39
1.2.6	Bibliotek	11	2.9	Murchison	39
1.2.7	INFOIL-sekretariatet	11	2.10	Petroleumsreserver og utnyttelsesstrategi	39
1.2.8	Effektiviseringstiltak - EDB	11	2.10.1	Utnyttelsesstrategi	39
1.2.9	Lokaler	11	2.10.2	Reserver	42
1.2.10	Samarbeidsutvalget	12	2.10.2.1	Felt som er besluttet utnyttet	42
1.2.11	Arbeidsmiljøutvalget	12	2.10.2.2	Felt som ikke er besluttet utnyttet	43
1.2.12	Budsjett/økonomi	12	2.10.2.3	Funn i 4.-runde blokker	43
2.	VIRKSOMHETEN PÅ NORSK		2.10.3	Perspektivanalyser	45
	KONTINENTALSOKKEL	14	2.11	Produksjonsprognoser	45
2.1	Styring av virksomheten	14	2.12	Tilbakelevering av konsesjons- belagte områder	48
2.2	Regionale undersøkelser	15	2.13	Tildeling av nye konsesjoner	48
2.2.1	Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi	15	2.14	Andelsoverdragelser	49
2.2.2	Tolkning	17	3.	VITENSKAPELIGE UNDER- SØKELSER OG FRIGIVING	
2.2.3	Salg av data	18		AV DATA	50
2.2.4	Undersøkelser i selskapenes regi	18	3.1	Vitenskapelige undersøkelser	50
2.2.5	Geologiske og geokjemiske undersøkelser i nord	19	3.2	Frigivning av data	51
2.2.6	5. konsesjonsrunde	19	3.3	Støtte til forskningsprosjekter	52
2.2.7	Undersøkelsestillatelse	20	4.	SIKKERHETSMESSIG	
2.3	Boring	20		KONTROLL	53
2.3.1	Undersøkelses- og avgrensnings- borehull	20	4.1	Evaluerings av plattformkonsepter	53
2.3.2	Produksjonsbrønner	25	4.2	Produksjons- og hjelpesystemer	53
2.3.3	Boreaktiviteten på Svalbard	27	4.2.1	Elektriske installasjoner	54
2.4	Nye funn	27	4.2.2	Sikringssystemer	54
2.5	Ekofisk-området	27	4.2.3	Mekanisk utstyr	54
2.5.1	Utnyttelse av forekomstene	27	4.2.4	Problemer med «frysing» av utstyr	54
2.5.2	Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	31	4.3	Boring	54
2.5.3	Rørledninger fra Ekofisk	31	4.3.1	Undersøkelsesboring	54
2.5.4	Tilbakeføring av NGL fra Ekofisk-feltene	31	4.3.2	Produksjonsboring	55
2.5.5	Brenning av gass fra Ekofisk	33	4.4	Dykking	55
2.6	Valhall-Hod	33	4.5	Rørledninger	56
2.6.1	Utnyttelse av forekomstene	34	4.6	Opprydding på havbunnen	56
2.6.2	Produksjonsanlegg/ faste installasjoner	35	4.7	Forskrifter	56

4.8	Retningslinjer for kvalifikasjoner	56	9.	AVGIFTER INNBETALT TIL OLJEDIREKTORATET	75
4.9	Helsefarlige stoffer	57	9.1	Produksjonsavgift	75
4.10	Arbeidervern og arbeidsmiljø	57	9.2	Arealavgift av konsesjonsområder	75
4.11	Vernetjenesten	58	9.3	Avgift for undersøkelsestillatelser	75
4.11.1	Vernepersonell	58	9.4	Refusjon av kontrollutgifter	76
4.11.2	Vernetjenesten: Ansvar, myndighet og funksjon	58	10.	FAGARTIKLER	77
4.12	Brannskader	59	10.1	Mikropaleontologi	77
4.13	Skaderegistrering	62	10.2	Litt om kvantumsmåling av olje og gass	82
4.13.1	Arbeidsulykker	62	10.3	Arbeidsulykker	84
4.13.2	Dødsulykker	62	10.4	Prediktering av grunn gass	90
4.13.3	Arbeidsulykker generelt	62	10.5	Miljøfaktorer	92
5.	KONTROLL MED PRODUSERTE MENGDER HYDROKARBONER	63	11.	STATISTIKKER/OVERSIKTER	96
5.1	Den måletekniske kontroll	63	11.1	Undersøkelsesboring på norsk sektor i Nordsjøen	96
6.	SIKKERHETS- OG BEREDSKAPSFORSKNING	65	11.2	Skipninger av råolje fra Teesside	97
6.1	Bakgrunn	65	11.3	Normprisutvikling	98
6.2	Utvikling og status	65	11.4	Månedlig produksjon fra Ekofisk, Frigg, Statfjord i 1979	98
6.3	De to programmets områder	65	11.5	Måleenheter	99
6.4	Prosjektoversikt	66	11.6	Publikasjoner utgitt av Olje- direktoratet i 1979	101
6.5	Mål	73	11.7	Styrer/utvalg/arbeidsgrupper hvor Oljedirektoratet har hatt represen- tanter i 1979	102
7.	BISTAND TIL FREMMEDE STATER	74	11.8	Organisasjonstablå	104
8.	INTERNASJONAL HARMONI- SERING AV SIKKERHETS- FORSKRIFTER — INTERNASJONALT SAMARBEIDE	74		BOARD OF DIRECTOR'S REPORT	108

Forord

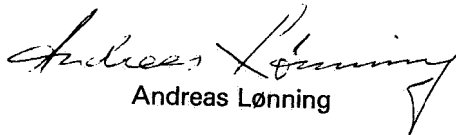


Styret legger herved frem Oljedirektoratets årsberetning for 1979. Styret har merket seg at Stortingets industrikomité under behandling av Oljedirektoratets årsberetning for 1978, reiste spørsmål om ikke denne med større fordel kunne behandles av Stortinget i vårsesjonen, slik at en da kunne få en noe bredere oljedebatt på dette grunnlag. Direktoratets arbeid med beretningen er i år fremskyndet med henblikk på å gjøre dette mulig.

Stavanger, 31. januar 1980

I styret for Oljedirektoratet


Martin Buvik


Andreas Lønning


Bjørg Simonsen


Liv Hatland


Kåre D. Nielsen


Ole Knapp


Hallvard Tunheim


Inge Døskeland


Fredrik Hagemann


Bjørn Bratbak

Styrets beretning

Det har vært meget stor aktivitet på den norske kontinentalsokkel i 1979, med tilsvarende mange oppgaver for Oljedirektoratet.

Produksjonen av hydrokarboner økte betydelig i forhold til året før. Undersøkelsesvirksomheten ga oppmuntrende resultater med påvisning av flere nye forekomster. Selv om det ennå er for tidlig å si noe om størrelse og mulig drivverdigheit av disse funn, fører påvisningen av dem til at direktoratet må foreta et omfattende og komplisert analyse- og utredningsarbeide. Ikke minst på denne bakgrunn er det høyst beklagelig at direktoratet i det forløpne år har mistet så mange av sine erfarne medarbeidere. I løpet av året har ca. 14% av staben sluttet i sine stillinger. Styret ser med bekymring på dette og ser det som en svært viktig oppgave å gjøre direktoratet mer konkurransedyktig hva lønns- og arbeidsbetingelser angår.

Verdens nåværende og forventede oljeforsyningssituasjon understreker et stadig økende krav om forbedret utnyttelse av oljeressursene. I denne sammenheng har man på norsk side vært opptatt av tidlig anvendelse av metoder for å øke utvinnelsesgraden (ved å supplere de naturlige drivkrefter i reservoarene). Oljedirektoratet har i samarbeid med rettighetshaverne lagt vekt på å utrede mulighetene for økt utvinning fra felt i Ekofisk-området og Statfjord. Det knyttes stor interesse til muligheten for vanninjeksjon i Ekofisk-feltet, eventuelt andre felt i området. Samtidig kan man registrere med tilfredshet at produksjonen fra Statfjord er planlagt med både vann- og gass-injeksjon. Det er viktig at det faglige miljø som etter hvert er etablert i Norge blir styrket med bl.a. økt innsats på utrednings- og forskningssiden.

En viktig begivenhet i 1979 har vært tildeling av 8 blokker i 4. konsesjonsrunde. Denne tildeling har ikke bare ført til en betydelig økning i boreaktiviteten, men har også ført til at flere hydrokarbonforekomster er påvist. Resultatene hittil innebærer en viktig bekreftelse av de forventede reserver syd for 62°N og gir følgelig et bedre grunnlag for en videre planlegging av virksomheten. Man vil i de nærmeste år stå overfor betydelige planleggings- og oppfølgings-

oppgaver for å sørge for en rasjonell drift både i de enkelte felt og totalt sett. Oljedirektoratet ser det som en viktig oppgave å fortsatt kunne bidra effektivt i denne sammenheng.

En annen viktig utvikling i 1979 er de forberedelsene som har foregått forut for boring i Troms I og utenfor Møre/Trøndelag. Man regner med å begynne boring i disse områdene innen sommeren 1980, noe som vil ha naturlige konsekvenser for omfanget av Oljedirektoratets oppgaver. Oljedirektoratets kartlegging av forholdene i disse to områdene utgjør et viktig grunnlag for virksomheten. Direktoratet ser det som viktig at kartleggingsvirksomheten på resten av sokkelen nord for 62°N fortsetter i samme tempo.

Nye forskrifter til arbeidsmiljøloven ble fastsatt 1.6. 79. De presiserer enkelte punkter der det har vist seg å være behov for avklaring, men avviker ikke særlig fra de midlertidige forskrifter av 24.6. 77.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden arrangert en arbeidskonferanse om arbeidsmiljøforhold (Bryne II). Konferansene, Bryne I i 1978 og Bryne II i 1979 har avdekket et klart behov og ønske om kontinuerlig oppfølging av slike prosjekt, hvor de involverte yrkesaktive selv er med på å planlegge og utforme grunnlaget for et bedre og sikrere arbeidsmiljø.

Det er i årets løp nedlagt et betydelig arbeid for å få en mer detaljert og samtidig oversiktlig statistikk over de sider ved virksomheten på kontinentalsokkelen som Oljedirektoratet arbeider med. Denne tjener ikke bare til registrering, men er også et hjelpemiddel ved direktoratets arbeid, som avdekking av faremomenter, produksjons- og aktivitetsprognosering, kostnadsberegning osv.

Direktoratet har ansett det som viktig at dykkerne har de nødvendige kvalifikasjoner for utførelse av sine oppgaver. Man er derfor tilfreds med at man i 1979 har kommet igang med en egen opplæring for dykkere i regi av interimstyret for dykkerutdanning. Direktoratet har for sin del arbeidet med å få fastsatt bestemmelser for utstedelse av dykkersertifikat som skal godtgjøre at dykkerne har de kvalifikasjoner som

kreves. De ligger klar og vil bli gjort gjeldende for alle som dykker på norsk sokkel etter 1.7. 80.

Dykkervirksomheten vil være regulert av forskjellige lovverk, avhengig av om den foregår fra faste installasjoner, flyttbare borefartøyer og fra norsk eller utenlandsk skip. En derav følgende oppdeling av ansvaret for en relativt liten gruppe arbeidstakere som dykkerne utgjør, er uheldig. Det bør være et mål å få et ensartet regelverk for dykkerne og en begrensning i antall ansvarlige forvaltningsorganer.

En ser det som positivt at en samling av interessene på arbeidstaker- og arbeidsgiversiden har funnet sted. Det antas at denne samordning vil bidra til at tvistsspørsmål i større grad blir avgjort på organisasjonsplan og ikke blir brakt inn for direktoratet.

Retningslinjer for rettighetshavers egenkontroll ble fastsatt av Oljedirektoratet den 7.6.79. Hensikten med retningslinjene er å klargjøre ett av grunnprinsippene for kontrollen med petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Retningslinjene belyser viktige sider ved egenkontrolloppgaven og oppbyggingen av rettighetshaverens organisasjon for å utføre denne oppgaven, samt myndighetenes tilsyn med kontrollen. Rettighetshavers egenkontroll 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.

Retningslinjene har vært til høring hos de berørte parter, og de innkomne kommentarer er innarbeidet i den grad det er funnet riktig. Det har også vært avholdt møte blant operatørselskaper og andre institusjoner som har tilknytning til virksomheten på kontinentalsokkelen for å søke å få igang en diskusjon om grunn-

prinsippene og spesielle sider ved høringsutkastet.

Fra 1.1. 79 har direktoratet vært underlagt Kommunal- og arbeidsdepartementet i saker som gjelder sikkerhet og arbeidsmiljø. Direktoratet er dermed kommet i den noe uvanlige situasjon at det er underlagt to departementer, nemlig både Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet. Ordningen har hittil ikke vist seg å by på særlige problemer.

Kommunal- og arbeidsdepartementet har innskjerpet overfor de kontrollorganer som er underlagt departementet at de økonomiske sider ved arbeidsmiljøtiltak og sikkerhetstiltak må utredes før det vedtas å gjennomføre slike tiltak. Slike utredninger har vært foretatt i direktoratet også tidligere, og erfaringen viser at de medfører et betydelig arbeide og forutsetter et omfattende datagrunnlag. Styret finner det derfor nødvendig å styrke den økonomisk-tekniske ekspertise i direktoratet.

Høsten 1979 flyttet deler av direktoratet inn i nye lokaler. Selv om dette har gitt en løsning på kontorproblemet på kort sikt, er det tungvint og hemmende at man fortsatt må operere med lokaler på flere steder. Styret anser det nødvendig å samle direktoratet i en bygning, og det var med tilfredshet styret mottok beskjed om at Rogaland fylkesting hadde truffet et prinsippvedtak om at direktoratet skulle få tomt i Ullandhaugområdet. Olje- og energidepartementet har fått direktoratets «romprogram» og arbeider videre med saken.

Med bakgrunn i den organisasjonsundersøkelse som styret iverksatte i 1978, sendte styret i juni 1979 sitt forslag om endringer til departementet. I hovedsak ble forslaget fulgt opp og endringene iverksettes pr. 1.1. 80.

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

§ 2 — Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler m.v., jfr. § 1.
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges.
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødige skader eller volder ulempe for annen virksomhet.
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter.
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisisk 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 h.h.t. de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og for øvrig i h.h.t. vedkommende departements bestemmelse.
- i) å holde departementene løpende orientert om virksomheten som nevnt i § 1, samt forelegge de saker direktoratet måtte få befattning 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 vedrørende forsvarelig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation).
- l) å være rådgivende organ for departementene

ne 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 ADMINISTRASJON

1.2.1 Styret

Ved kgl. res. av 5.9. 78 ble det bestemt at funksjonstiden for styret skulle forlenges fra 12.9 78 til 1.4. 79. Dette hadde sin bakgrunn i forslaget om at ansvaret for sikkerhets- og beredskapssaker fra 1.1. 79 skulle overføres fra Olje- og energidepartementet til Kommunal- og arbeidsdepartementet og at dette departement derfor burde trekkes inn i oppnevningen av nytt styre.

Ved kgl. res. av 30.3.79 ble nytt styre oppnevnt med funksjonstid fra 1.4.79 til 1.4.81. Ved denne oppnevning ble styrets antall økt fra 5 til 8. Arbeidsgiver- og arbeidstakersiden er nå representert med en representant hver. De ansattes representasjon i styret ble økt fra 1 til 2.

Det nye styret fikk følgende sammensetning:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik (formann)
- 2 Direktør Andreas Lønning
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen
- 4 Kommunaldirektør Liv Hatland
- 5 Direktør Kåre D. Nielsen
- 6 Sekretær Ole Knapp
- 7 Overingeniør Hallvard Tunheim
(Valgt av og blant de ansatte)
- 8 Overingeniør Inge Døskeland
(Valgt av og blant de ansatte)

Varamenn:

For 1—4:

Småbruker Olav Marås

Forbrukerkons. Ragna B. Jørgensen

Redaktør Marit Greve

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad

For 6:

Advokat Bjørn Kolby

For 7—8:

Førstegeolog Erik Talleraas

Førstekonsulent Kåre A. Tjønneland

Etter pålegg fra departementet har administrasjonen utarbeidet utkast til reglement for de ansattes medbestemmelsesrett ved behandling av saker i styret. Ved forhandlingene med tje-

nestemannsorganisasjonene og etter uttalelse fra departementet, oppnådde man i november enighet om et reglementsutkast. Dette er ved utløpet av beretningsperioden oversendt departementet for vurdering og eventuell fastsettelse.

Styret har i beretningstiden avholdt 11 møter. I september måned foretok styret en reise til Nord-Norge hvor det besøkte byene Harstad, Hammerfest og Tromsø. Det hadde her informasjonsmøter med representanter for myndigheter og næringsliv.

1.2.2 Organisasjon

Rasjonaliseringsdirektoratet og Industrikonsulent avsluttet våren 1979 sin organisasjonsundersøkelse av Oljedirektoratet. Styret behandlet rapporten fra undersøkelsen, og sendte i juni 1979 sin anbefaling til Olje- og energidepartementet. Styret sluttet seg i hovedsak til de anbefalingene som flertallet i den oppnevnte styringsgruppe hadde kommet med. Styringsgruppen besto av representanter utpekt av direktøren og representanter fra tjenestemannsorganisasjonene ved direktoratet.

Forslagene gikk i hovedsak ut på at man skulle beholde den nåværende avdelingsstrukturen, men at det i Planleggingsavdelingen og Kontrollavdelingen skulle opprettes henholdsvis 2 og 3 underavdelinger under ledelse av underdirektører. Antall seksjoner i Planleggingsavdelingen ble foreslått til 5, mens det ble foreslått 11 seksjoner i Kontrollavdelingen. Navnene på disse to avdelingene ble foreslått endret til Avdeling for ressursforvaltning og Avdeling for sikkerhetskontroll. Det ble foreslått at Måleteknisk seksjon skulle overføres fra Kontrollavdelingen til Juridisk-økonomisk avdeling. Denne siste endring ble gjennomført pr. 15.8. 79 etter som den ikke nødvendiggjorde stillingsmessige endringer. For Administrasjonsavdelingen ble det foreslått opprettelse av en egen seksjon for økonomi- og budsjettsaker og det ble anbefalt at det på sikt også ble etablert egne seksjoner for personalforvaltning og for administrasjon.

Styret pekte på at intensjonene i St-prp. 113 (1971-72) om en viss fleksibilitet i lønsspørsmål ved direktoratet burde vises ytterligere oppmerksomhet.

Styrets forslag til organisasjonsendringer ble i prinsippet bifalt av departementet som i budsjettproposisjonen for 1980 foreslo de derav følgende stillingsendringer.

I St-prp. nr. 1 (1979-80) fant ikke Olje- og energidepartementet å kunne ta hensyn til styrets forslag om over en treårs periode å gjøre om engasjementstillingene til faste stillinger.

De organisasjonsendringer som ble foreslått

av departementet ble godkjent av Stortinget og vil bli gjennomført fra 1980 av.

1.2.3 Personell

Oljedirektoratet har ved utgangen av beretningsperioden stillingshjemler for 210 faste og 57 engasjementstillinger. Det er 246 ansatte i tjeneste, 2 tjenestemenn har ikke tiltrådt sine stillinger og 19 ansettelsessaker er under behandling.

Oljedirektoratet ba i budsjettforslaget for 1979 om 38 nye stillinger. Ved det endelige vedtak i Stortinget høsten 1978, ble det besluttet opprettet 20 nye stillinger. De fleste av stillingene ble forholdsvis lavt normert sammenliknet med tidligere års tildelinger.

35 medarbeidere har sagt opp sine stillinger i 1979, jfr. tabell I. Antallet fratredelser utgjør ca. 14% av det totale antall stillingshjemler mot gjennomsnittlig 8,2% for årene 1973—1979. Ytterligere 11 ansatte har sagt opp med fratredelse i 1980.

Årsakene til den store avgangen kan være flere. Lønnsnivået er neppe konkurransedyktig med nivået i private selskaper innen oljeindustrien, særlig gjelder dette fagutdannet personell med erfaring.

Lønnsystemet er basert på det statlige regulativ som er lite fleksibelt. Det har utvilsomt vært av betydning for konkurransen utenfra at aktivitetsnivået på sokkelen har økt som resul-

tat av 4. konsesjonsrunde. Samtidig må man ta i betraktning tendensen i den private oljeindustri i retning av å øke andelen av norske ansatte.

De forhold som er nevnt ovenfor, har også betydning for rekrutteringen. Søknadsmassen til de forskjellige stillinger har vist en varierende kvalitet og mengde. Kun et meget begrenset antall stillinger har det vært mulig å besette med søkere med bakgrunn fra oljeindustrien. Viktige saksbehandlerstillinger er i hovedsak blitt rekruttert med søkere som kommer direkte fra utdannings situasjon.

Rekrutteringsproblemet vil i de nærmeste år sannsynligvis bli større bl.a. fordi utdanningsgrunnlaget for oljerelatert personell i Norge er for lite utbygd i forhold til økningen i omfanget av oljevirkksomheten.

Ett av virkemidlene i rekrutteringspolitikken er tilrettelegging av boligforholdene til de ansatte. Behovet for boliger har i 1979 vært stort og langt på vei blitt løst med hjelp fra kommunale myndigheter i regionen. Denne hjelp ventes å måtte bli redusert i årene framover. Direktoratet arbeider derfor med alternative løsninger blant annet gjennom deltagelse i private byggeprosjekter og formidling av private boligtilbud.

Heller ikke i denne beretningsperiode har det lyktes å få i stand avtale om godtgjørelse for inspektører under deres virksomhet på kontinentalsokkelen.

TAB. I

Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1979 med angivelse av nytt arbeid.

Personnel who left NPD in 1979 with specification of new place of work.

Avdeling	Oljeindustri	Annen privat virksomhet	Annen off. virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
K-avd.	7		2	1		10
P-avd.	3	1		1		5
J/Ø-avd.	2	2				4
A-avd.	2	1	7	5	1	16
Totalt	14	4	9	7	1	35

1.2.4 Opplæring

I 1979 har det vært en omfattende opplæringsaktivitet. Totalt har Oljedirektoratet brukt 2263 (1604) kursdager hvorav 1430 (1107) i Norge og 833 (497) i utlandet. Tallene i parentes er de tilsvarende tall for 1978.

Pr. ansatt var det gjennomsnittlig ca. 9 kursdager i 1979.

Av de 1430 kursdagene innenlands ble 100 kursdager benyttet i Stavanger.

I 1979 hadde Oljedirektoratet 37 kursplasser

ved Rogaland Distriktshøgskole. 5 medarbeidere ble i løpet av året innvilget permisjon for å følge deltids/semesterkurs ved distriktshøgskolen. Disse kursene hadde da tilknytning til kursdeltakernes daglige arbeid.

Av Forbruker- og administrasjonsdepartementets tilbud benyttet Oljedirektoratet 7 kursplasser i 1979. Dette utgjør 29 kursdøgn.

Gjennom konsesjonsavtalene har Oljedirektoratet sikret seg adgang til selskapenes interne kurs. Av selskapenes tilbud benyttet Oljedirek-

toratet 167 kursplasser i 1979. 150 av disse ble brukt til deltagelse på kurs som selskapene arrangerte i Stavanger.

Oljedirektoratet har selv, eller i samarbeid med oljeselskaper, arrangert en rekke kurs i faglige emner i 1979. For å få gjennomført disse kursene, har man trukket inn fagfolk både fra selskap og konsulentfirma.

1.2.5 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske offentlige institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året hatt besøk av en rekke offisielle delegasjoner fra utlandet. Direktoratets ledelse og øvrige medarbeidere som har representert Oljedirektoratet ved slike anledninger, har sett på denne informasjonsvirksomheten som en viktig oppgave.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i Oljedirektoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1978 forelå i mai. I denne forbindelse ble representanter fra pressen invitert til Oljedirektoratet for å møte direktoratets ledelse som stilte seg til disposisjon for utfyllende kommentarer til beretningen. Årsberetningen er etter hvert blitt en etterspurt publikasjon og trykkes i et opplag på 6000 eksemplarer. Under behandlingen av Oljedirektoratets årsberetning for 1978, understreket Stortingets industrikomité direktoratets betydning som en objektiv kilde for informasjon om oljevirkosomheten.

Kontinentalsokkelkart, a jour til og med 4. runde tildelingen den 6. april 1979, ble utarbeidet og forelå ferdig samtidig med årsberetningen.

En informasjonsfolder om Oljedirektoratet ble utarbeidet. Denne ble laget i norsk og engelsk utgave.

I løpet av året ble det også utarbeidet en fortegnelse over Oljedirektoratets beholdning av 16 mm film som brukes til intern opplæring, ved besøk og til utlån.

Antall pressemeldinger utsendt i 1979 viser en fortsatt økning i forhold til tidligere år: Ved årsskiftet var det sendt ut 52 pressemeldinger. I 1978 var tallet 48. Økningen skyldes i første rekke økt borevirksomhet i 1979. Blant pressemeldingene kan nevnes en månedlig aktivitetsrapport som også sendes ut på engelsk.

Informasjonsvirksomheten ble i løpet av året særskilt drøftet av styret. En orientering om den samlede informasjonsvirksomhet ble utarbeidet i den forbindelse. Det vil bli arbeidet videre med en fortsatt effektivisering av informasjonsvirksomheten.

1.2.6 Bibliotek

Henvendelser etter lån og kopier har vist en dobling i forhold til 1978. Dette skyldes en mer bevisst bruk av biblioteket av direktoratets tjenestemenn, og et økende kjennskap til bibliotekets tjenester blant eksterne brukere. Brukerne utenfor Oljedirektoratet omfatter bl.a. lærere og elever fra læreinstitusjonene som underviser i petroleumsfag, og oljeselskaper og andre firma innenfor oljevirkosomheten.

Interessen for litteratursøking ved hjelp av EDB fra databaser, har vært stigende. Det er særlig amerikanske litteraturdatabaser som har vært benyttet (Systems Development Corporation).

Ved å ta i bruk EDB har en oppnådd en betraktelig rasjonaliseringsgevinst i indekserings- og registreringsarbeidet med nyanskaffet litteratur. I nært samarbeid med Statoils bibliotek og Norsk senter for informatikk, er det dessuten utarbeidet en petroleumstesaurus til hjelp i indekseringsarbeidet.

1.2.7 INFOIL-sekretariatet

Det fulle redaksjonelle ansvar for den trykte utgaven av «Olje-indeks» er i 1979 overtatt av direktoratet. Abonnementtallet har i perioden økt med 50%. Visse deler av produksjonen er fortsatt satt bort til konsulent. Direktoratet har arbeidet med finansieringen av on-line utgaven av «Olje-indeks» på det nordiske datanettet Scanet.

Det nasjonale norske abonnement på litteraturtjenesten Petroleum Abstracts fra The University of Tulsa har fått flere norske deltakere, og bruken av satelitt-tilknytning til databasen i California har økt.

1.2.8 Effektiviseringstiltak — EDB

Bruk av EDB-baserte rutiner har vist en betydelig økning i løpet av 1979. I tillegg til de administrative rutiner innen regnskap, bibliotek, personalforvaltning etc. er større prosjekter utviklet og under utvikling innen fagavdelingene. Dette gjelder områder som geologi/seismikk, prognosering, produksjonsregnskap, sikkerhet osv.

For å møte de økende behov for EDB-tjenester, ble det i februar 1979 installert et nytt avansert terminalsystem med mulighet for lokal databehandling samtidig med kommunikasjon med større datasentraler. Terminalsystemet har svart til forventningene. Imidlertid har bruken av lokal behandling og lagring av data økt mer enn ventet.

1.2.9 Lokaler

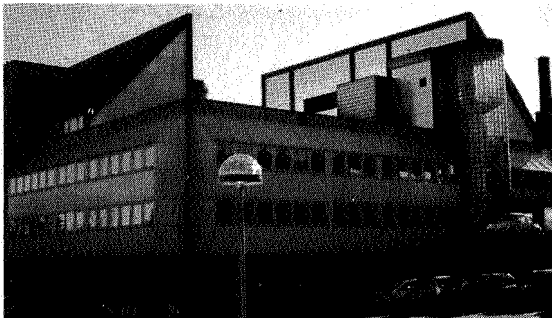
Kontorlokalsituasjonen er på kort sikt forbed-

ret i løpet av 1979, ved at man fikk kontorene samlet på to steder mot tidligere på fire.

FIG. 1A

Sverdrupsgt. 27 — der deler av Oljedirektoratet flyttet inn høsten 1979.

Sverdrupsgt. 27 where parts of the Norwegian Petroleum Directorate moved in in the autumn of 1979.



Å ha direktoratet fordelt på flere lokaliteter er urasjonelt og gir ikke de beste arbeidsforhold. Det arbeides derfor fortsatt med å få hele institusjonen samlet i en bygning.

Rogaland fylkesting godkjente våren 1979 i prinsippet at direktoratet skal tildeles tomt for nybygg i Ullandhaug område.

Direktoratet har fremmet forslag til departementet om nybygg med bl.a. romprogram. I løpet av januar 1980 vil det av departementet og Statens bygge- og eiendomsdirektorat bli vurdert hvorvidt Oljedirektoratets nybygg vil komme med på statens byggeplaner for neste periode.

1.2.10 Samarbeidsutvalget

Samarbeidsutvalget har i 1979 holdt 6 møter der saker som årsberetning, budsjettforslag, programnotat, spørsmål om likestilling mellom kjønnene, boligprosjekt, har vært behandlet.

Samarbeidsutvalget har i 1979 hatt følgende sammensetning:

Medlemmer utpekt av ledelsen:

- Direktør Fredrik Hagemann
utvalgets formann i 1979
- Avdelingsdirektør Farouk Al-Kasim
- Avdelingsdirektør Dag Meier-Hansen
- Kontorsjef Bjørn Bratbak

Varamenn:

- Avdelingsdirektør Nils Vogt
- Seksjonssjef Egil Bergsager
- Seksjonssjef Magne Ognedal
- Førstekonsulent Nic B Askvik

Medlemmer utpekt av organisasjonene:

- Førstekonsulent Terje Kristoffersen (AF)
- Geolog Inger Flesland Strass (AF)
- Overingeniør Hans Chr. Rønnevik (NOPEF)
- Førstesekretær Thomas Houge-Thiis (YS)

Varamenn:

- Overingeniør Einar Eik (AF)
- Administrasjonssekr. Arne B Wermundsen (NOPEF)
- Førstekontorfullmektig Torunn Fraser (NOPEF)
- Skriveleder Anne Margrethe Hansen (YS)

1.2.11 Arbeidsmiljøutvalget

Arbeidsmiljøutvalget består av samarbeidsutvalgets medlemmer med tillegg av hovedverneombud og en ekstra representant for ledelsen.

Hovedverneombud er:

Avdelingsingeniør Njål Corneliussen, som også er verneombud for direktoratets inspektører.

Hovedverneombudet varamenn er:

Administrasjonssekretær Arne B Wermundsen, som også er verneombud for direktoratets øvrige ansatte.

Ledelsens ekstra representant i arbeidsmiljøutvalget:

Avdelingsdirektør Nils Vogt.

Formann har inntil videre vært som i samarbeidsutvalget, direktør Fredrik Hagemann.

Det har i 1979 vært holdt 4 møter i arbeidsmiljøutvalget hvor blant annet saker som verne/miljøopplæring, kontorsituasjon, helsetjeneste m.v. har vært behandlet.

1.2.12 Budsjett og økonomi

På statsbudsjettet for 1979 ble det bevilget kr. 127.065.000,- til direktoratets forskjellige oppgaver.

Som følge av aktiviteten på sokkelen, har det tidligere år vært en markert økning i refunderbare kontrollutgifter, men for 1979 blir kontrollutgiftene vesentlig redusert, da bruk av eksterne konsulenter blir noe endret ved innføring av større egenkontrollansvar hos rettighetshaverne.

Av det totale budsjett ble bevilget kr. 45.000.000,- til dekning av utgifter i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll. Som følge av den ovennevnte reduksjon, ble bevilgningen redusert med kr. 4.000.000,-, (jfr st prp nr 57). Utgiftene blir refundert direktoratet av rettighetshaverne, jfr pkt 9.4.

Av bevilgningene går videre kr. 32.200.000,- til geologiske og geofysiske undersøkelser m v på kontinentalsokkelen.

Til forskning innen sikkerhet og beredskap ble det bevilget kr. 7.850.000,-. Til drift av Miljødatasenteret ved Meteorologisk Institutt ble det bevilget kr. 800.000,-

Inntekter

I tillegg til innbetalte produksjons-, areal- og undersøkelsesavgifter (jfr pkt 9.1, 9.2 og 9.3), har direktoratet mottatt tilsammen kr. 79.624.611,51 i inntekter.

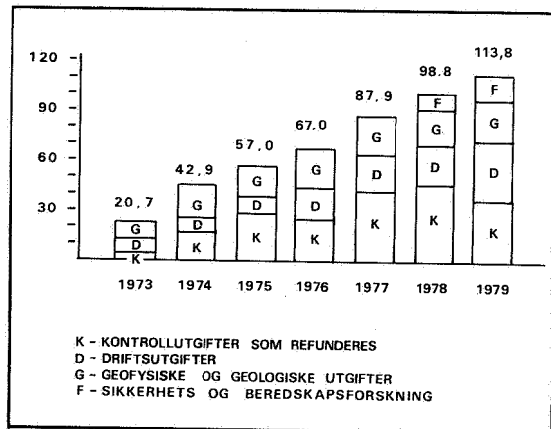
Av dette utgjør inntektene ved salg av datapakker kr. 30.684.000,-. (Jfr pkt 2.2.3 og 3.2). Direktoratet har dermed solgt datapakker for tilsammen kr. 78.591.368,74 fra 1976 til i dag.

Av de øvrige inntektene utgjør kr. 47.358.235,34 refusjon av kontrollutgifter, (jfr pkt 9.4), kr. 279.717,35 gebyrinntekter fra friggitt prøvemateriale og kr. 291.375,47 salg av publikasjoner.

FIG. 1B

Bokførte utgifter fordelt på budsjettkategorier i årene 1975—1979.

Expenses divided into budget categories in years 1975—1979.

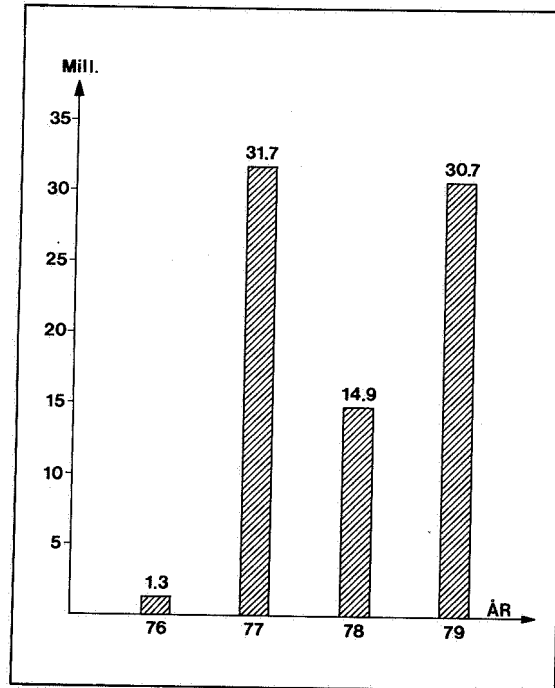


For å sikre en effektiv kostnadskontroll av direktoratets utgifter i forbindelse med den sikkerhetsmessige kontroll, ble Kontraksrevijonskontoret ved Forsvarets Felles Materiell-tjeneste engasjert til å foreta kostnadsprøving hos to av direktoratets konsulenter. Rapport forelå ved utgangen av året.

FIG. 1C

Innbetaling til statskassen ved salg av geofysiske data pakker.

State revenues from sale of data packages.



2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

2.1 Styring av virksomheten

Oljedirektoratet virker som et utredende og styrende organ på flere ledd i virksomheten. I de viktigste sakene utføres dette arbeidet i nært samarbeid med Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet.

Oljedirektoratets arbeid på dette området er sammenfattet nedenfor med vekt på de ressursmessige sider før aktiviteten på de enkelte områdene er beskrevet. Forøvrig vises det til en særlig redegjørelse for den sikkerhetsmessige og måletekniske kontroll i kapitler 4 og 5.

Kartlegging

En systematisk kartlegging av kontinentalsokkelen er den første forutsetning for at ressursene som finnes der skal kunne utnyttes forsvarlig. Oljedirektoratet har i beretningsperioden bidratt til en hensiktsmessig kartlegging gjennom bl a forslag til blokker for den 4. og 5. konsesjonsrunde. I de konsesjoner som er tildelt har Oljedirektoratet deltatt i forhandlingene om arbeidsprogrammet som forplikter rettighetshaveren til å undersøke konsesjonsområdet ved boring av et tilstrekkelig antall undersøkelsehull.

Kunnskapen om de geologiske forholdene på kontinentalsokkelen er vesentlig forbedret siden de første konsesjoner ble gitt. Samtidig har lønnsomheten ved oljeutvinning økt betydelig, dels som resultat av forbedret teknologi, men også gjennom økte priser og tilgjengeligheten av ledig kapasitet i prosess- og transportanlegg på sokkelen. Et resultat av dette er at det nå er interessant å gå tilbake og kartlegge eldre konsesjonsområder bedre. Oljedirektoratet har gått inn for at også en del av de tilbakeleverte områder undersøkes på nytt og har utarbeidet et forslag til arealer som bør lyses ut for tildeling.

Boringen i de konsesjonsbelagte områdene blir fulgt nøye særlig for å kontrollere at boringen kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte. Videre registreres de geologiske opplysninger som fremkommer. Det kontrolleres at arbeidsprogrammet oppfylles og at viktige opplysninger om petroleumsreservoarer blir

samlet inn og integrert i vurderings og beslutningsarbeidet.

Vurdering av utbyggingsplaner

I året 1979 er det gjort betydelige nye funn slik forutsetningen var da 4. konsesjonsrundeblokkene ble tildelt. Dessuten er en del tidligere påviste forekomster blitt avgrenset nærmere.

Oljedirektoratet har i 1979 satset på å styrke sin evne til å utrede hvorledes nye funn kan bygges ut, hvorledes dette kan påvirke aktivitetsnivået, og hvilke transport og behandlingsbehov som kan forventes for petroleum. Dette har bl a muliggjort utarbeidelse av vesentlig mer nyanterte perspektivanalyser enn tidligere (jfr Kap 2.9.3). Her er konsekvensene av et utbyggingsmønster eller rekkefølge på investering, arbeidsmengder, materialmengder m v vurdert i tillegg til konsekvensene på produksjons- og inntektssiden. Dette er fulgt av den sikkerhetsmessige kontrollen som tar til ved vurdering av anleggs-konsepser, etter at funksjonene til disse er klarlagt. Flere rettighetshavere har arbeidet med mer detaljerte planer for utbygging av enkelte felt. Det gjelder særlig Mobil med Statfjord, Phillips med vanninjeksjon i Ekofisk, British Petroleum med 7/12-feltet, Esso med Odin feltet og Elf med NØ-Frigg feltet. Statoil har også vært aktiv i sin vurdering av Sleipner, 34/10 og 1/9 feltene. Andre felt, som f eks Heimdal og resten av Valhall og Hod, vil lett kunne bli aktuelle for snarlig utbygging. For disse har det ikke vært utført nevneverdig utredningsarbeid i beretningsperioden.

Oljedirektoratet har prioritert å følge rettighetshavernes planleggingarbeide nøye for å forsikre seg om at mulighetene for en forsvarlig utnyttelse utnyttes fra et tidlig tidspunkt. Der det ikke har vært grunnlag for å ta en endelig avgjørelse ved godkjenning av utbyggingsplaner, har Oljedirektoratet tatt de nødvendige forbehold for å opprettholde den fleksibilitet som kreves for å ta stilling til spørsmålet når situasjonen krever det. Arbeidet med godkjenning av utbyggingsplaner fra ressurs-

hensyn har vært utført i nært samarbeid med Olje- og energidepartementet.

Oppfølging og kontroll av utforming og konstruksjon

En viktig del av den sikkerhetsmessige kontroll foregår i denne fasen. Kontrollen utøves først og fremst ved at det stilles funksjonskrav fra Oljedirektoratets side som rettighetshaveren må innfri gjennom sin egenkontroll. Dette følges opp ved viktige forutbestemte faser av arbeidet, hvor rettighetshaveren må innhente direktoratets godkjenning før bygging kan fortsette. Plattformens utforming godkjennes endelig ved utstedelse av driftstillatelse.

Utforming av det måletekniske arrangementet for måling av produserte mengder bestemmes også i denne fasen i nært samarbeid mellom Oljedirektoratet og operatøren.

Under produksjonsboringen kartlegges de geologiske og reservoartekniske forhold i forekomstene i detalj. Ved plassering av brønnene og ved valg av dybdeintervaller for utvinning av petroleum og injeksjon av fortrenningsmiddel, fastlegges også brønnproduktiviteten og mye av muligheten for å påvirke strømningsmønsteret i reservoaret.

Produksjonsboring representerer også en særlig sikkerhetsmessig risiko pga de konsekvenser uhell har ved produksjonsplattformer.

For å sikre at forekomstene utnyttes forsvarlig og på en sikkerhetsmessig tilfredsstillende måte, er det derfor av største betydning å registrere og ta konsekvensen av resultatene fra produksjonsboringen. Oljedirektoratet fører kontroll med denne virksomheten, men kapasiteten har begrenset graden av den kontroll som ikke har vært sikkerhetsrelatert. I 1979 har det vært boret produksjonsbrønner i Frigg, Statfjord og i Ekofiskområdet. I Ekofiskområdet har aktiviteten vært størst, de geologiske forhold vanskeligst og potensialet for bedre utnyttelse størst. Kontrollarbeidet har derfor vært mest omfattende i dette området. Erfaringene har vist at det ved boring ofte tas avgjørelser der sikkerhetsmessige forhold, hensynet til høy produktivitet og til tap av reserver veies mot hverandre under sterkt tidspress. Det har vært nødvendig for Oljedirektoratet å vurdere disse og å gi operatørene eventuelle korrektiver.

Oppfølging og kontroll av utvinningen fra reservoarene

Overvåking av reservoarene under utvinning gir bedre innsikt i en rekke forhold av betydning for utnyttelsen av forekomstene. Fall i reservoartrykk og fordelingen av trykk over feltet etter et bestemt uttak av petroleum, avspeiler forhold som reservoarstørrelse, vanninnstrømning og

kommunikasjon innen reservoaret. Utbredelse eller produksjon av gass og vann vil likeledes gi opplysninger om hvor effektivt petroleum fortrennes, og derved hvilken utvinningsgrad som kan påregnes. Slike opplysninger vil sammen med de opprinnelige borehullsregistreringer gi et grunnlag for vurderinger av i hvilken grad utnyttelsen av forekomstene kan forbedres. Dette kan skje ved boring av tilleggsbrønner, forandring av dybden i brønnene hvor uttaket gjøres, eller endring/stenging av uttaket fra brønner. Registrering av disse forhold utføres under strenge sikkerhetskrav pga konsekvensene ved uhell med produksjonsbrønner.

Oljedirektoratet har i beretningsperioden fulgt forløpet i de felt som er under utvinning. Overvåkingsprogram er fastsatt etter søknad fra rettighetshaverne og eventuelle endringer i produksjonsmønsteret er utredet og fastsatt som en del av den produksjonstillatelsen som gis av Olje- og energidepartementet med regelmessige mellomrom.

Kontroll av produksjonsanleggene

Produksjonsanleggene er underlagt en omfattende sikkerhetsmessig kontroll i driftsfasen. For styring av ressursutnyttelsen er det nødvendig med en viss overvåking av produksjonsanleggene. I beretningsperioden har Oljedirektoratet fulgt særlig nøye med i brenningen av gass fra feltene.

I beretningsperioden er Teesside anlegget kommet i drift. Oljedirektoratet har etter dette kontrollert produksjonen av NGL komponenter og de forhold som påvirker gjenvinning av disse komponentene i Teesside.

Ved endringer i utnyttelsesmåten for forekomster vil det ofte være nødvendig å foreta endringer på plattformene. Det har vært vurdert om dette er mulig og også hvilke kostnader som er forbundet med dette.

2.2. REGIONALE UNDERSØKELSER

2.2.1. Geofysiske undersøkelser i Oljedirektoratets regi.

De statlige geofysiske undersøkelser som gjennomføres i Oljedirektoratets regi, hadde i 1979 et omfang på 10550 km.

Undersøkelsene i feltene ble i sin helhet utført av det norske selskapet Geco A/S. To innsamlingsfartøyer ble benyttet samtidig, noe som muliggjorde en fleksibel og effektiv utførelse av arbeidet.

Samtidig med de dypseismiske undersøkelserne, ble det samlet inn analoge sparkerdata og gravimetrisk data. Disse dataene ble innsamlet i samme omfang som dyp seismiske data.

Hovedmengden av undersøkelsene i 1979 foregikk i Barentshavet (fig 2A). En mindre del ble innsamlet i Helgelands-området (fig 2B).

FIG. 2A
Seismiske undersøkelser i Barentshavet 1979
Seismic surveys in the Barents Sea 1979.

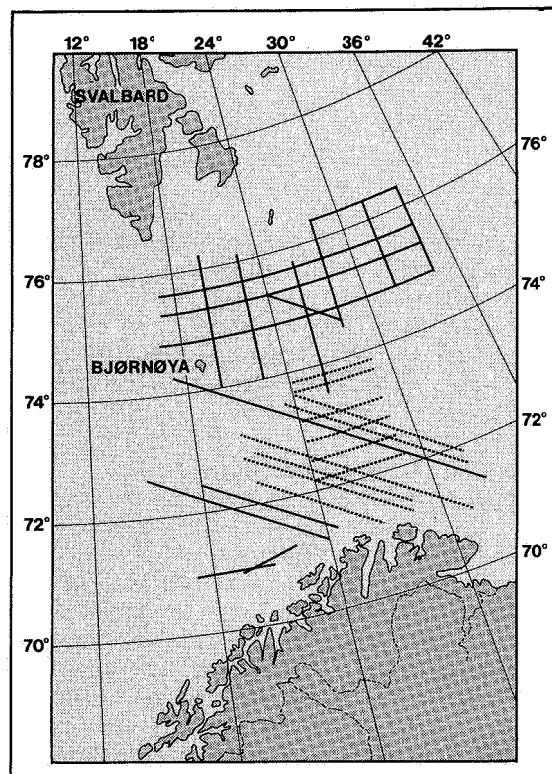
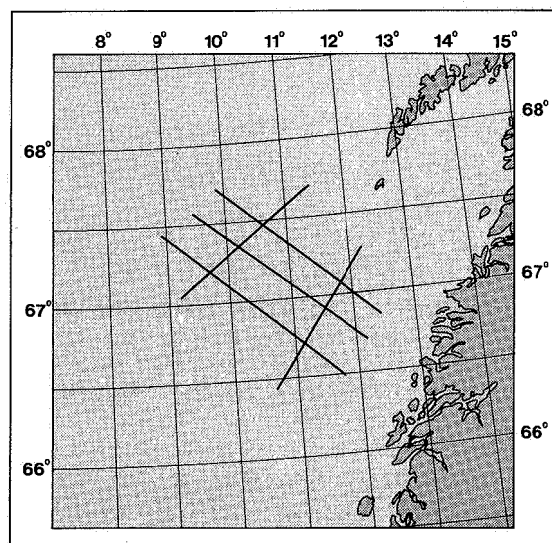
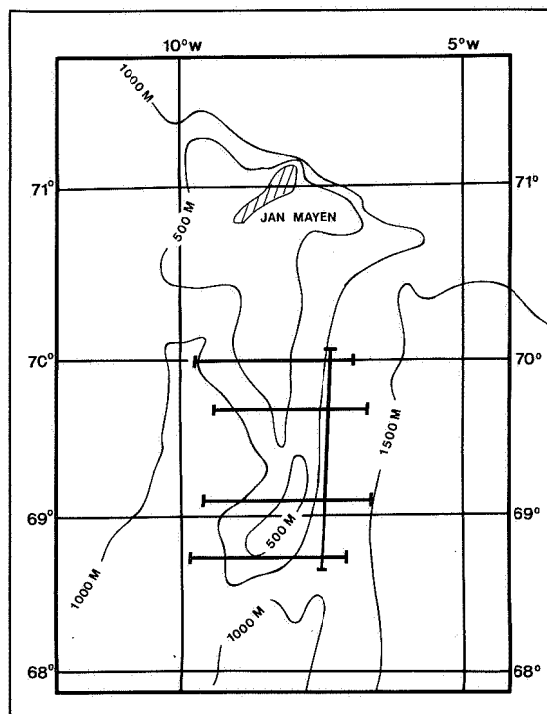


FIG. 2B
Helgeland. Seismiske undersøkelser i 1979.
Helgeland. Seismic surveys in 1979.



Som en oppfølging av de flymagnetiske målingene som Oljedirektoratet utførte i 1976, ble det sommeren 1979 gjennomført en geofysisk tokt til Jan Mayen-området. Undersøkelsen ble utført på Jan Mayen Ryggen. Denne ryggen har en nord-syd retning og strekker seg fra selve øya sørover til ca. 68° N. Tidligere undersøkelser har påvist relativt store sedimentmektigheter i denne ryggen. Det ble benyttet lang energikilde (super long air gun array) under innsamlingen for å få best mulig datakvalitet, og det ble på selve ryggen innsamlet 600 km seismikk. (Fig. 2C).

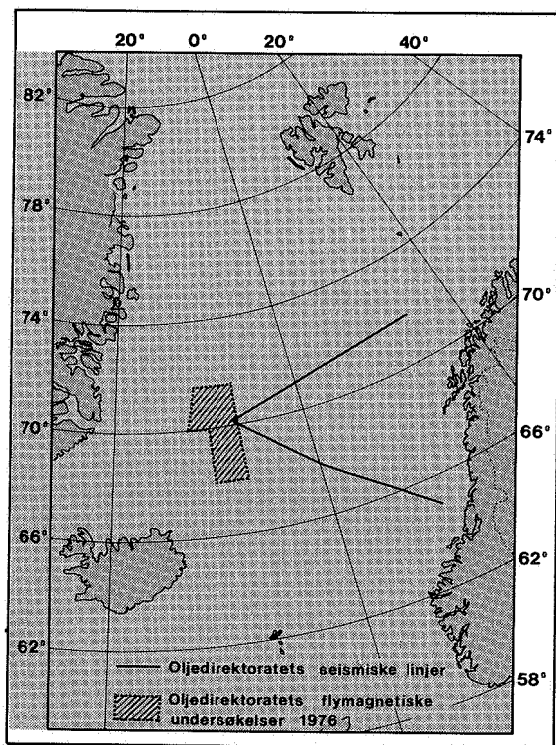
FIG 2C
Undersøkelsesnett, Jan Mayen 1979.
Seismic grid, Jan Mayen 1979.



For å få best mulig nytte av dette toktet, kombinerte man Jan Mayen undersøkelsen med to lange linjer, en linje fra Helgeland til Jan Mayen og en linje fra Jan Mayen til Troms-området. I alt 1700 km ble innsamlet på overfarten til og fra Jan Mayen. (Fig. 2D)

FIG 2D

Seismiske linjer i Norskehavet 1979.
Seismic lines in the Norwegian Sea 1979.



Dataene er ferdig prosessert, og kvaliteten synes å være god.

Undersøkelsene i 1979 fordeler seg på de ulike områder som følger:

— Helgeland, dypseismikk, sparker, gravimetri:	680 km
— Barentshavet, dypseismikk, sparker, gravimetri:	7 570 km
— Jan Mayen, dypseismikk, sparker, gravimetri:	600 km
— Norskehavet, dypseismikk, sparker, gravimetri:	1 700 km
Totalt	10 550 km

Fig 2E viser årets undersøkelser sammenholdt med tidligere års undersøkelser.

I årene 1969—1979 er det i statlig regi skutt totalt ca 77 500 km refleksjonsseismikk nord for 62°N.

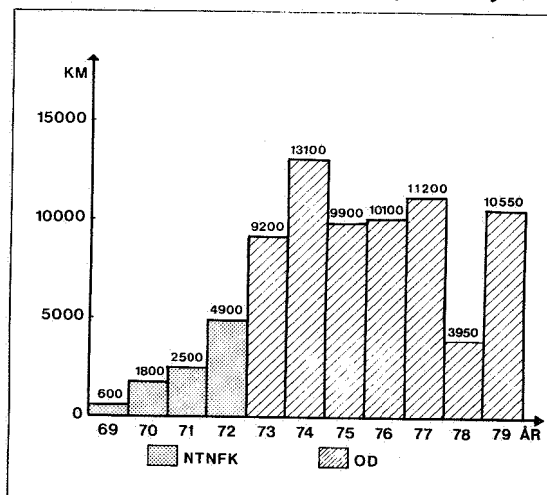
2.2.2 Tolkning

Tilbakeleverte områder

Tilbakelevering av deler av konsesjonene i Nordsjøen pågår mer eller mindre kontinuerlig. Pr dato er 50 blokker helt tilbakelevert og 35 delvis tilbakelevert.

FIG. 2E

Statlige seismiske undersøkelser nord for 62°N.
Governmentally conducted seismic surveys north of 62°N.



I disse blokkene som hovedsakelig ligger sør for 59°N, er det boret en rekke hull. Likevel er det endel blokker der det ikke er foretatt boring.

I proposisjonen om 4. konsesjonsrunde er det antydnet at man også tar sikte på å tildele enkelte av de tilbakeleverte områdene i sydlige del av Nordsjøen. Sommeren 1979 gjorde Olje- og energidepartementet det kjent at man tok sikte på å utlyse en del blokker av de tilbakeleverte områder tidlig på nyåret 1980. Aktuelle oljeselskap ble bedt om å ta kontakt med Oljedirektoratet for å indikere hvilke blokker de hadde interesse for.

Det har således i løpet av høsten vært avholdt møter med 16 selskaper, hvor selskapenes vurdering av og interesse for disse områdene ble lagt frem.

Interessen var stor for flere av de tilbakeleverte områdene. Det er også en betydelig spredning både når det gjelder prospekttyper og blokker.

Parallelt med kontakten med selskapene, har Oljedirektoratet foretatt egen evaluering av utvalgte blokker. Dette arbeidet vil fortsette også i 1980.

Der er 5 hovedtyper av prospekt som synes å peke seg særlig ut. Disse er:

- Jura sandsteiner av samme type som Ula i i SV-lige del.
- Krittprospekter i SV-lige del
- Rotliggende sandstein i SØ-lige del
- Jura sandstein omkring Egersundbassenget (Bream—Brisling-området)
- Midtre Tertiær sandstein i området omkring Murphy's gassfunn i 2/3.

På bakgrunn av dette har Oljedirektoratet i desember 1979 anbefalt hvilke blokker som bør utlyses for ny tildeling blant de tilbakeleverte blokker.

Haltenbanken

Vurdering av de seks blokkene på Haltenbanken ble avsluttet våren 1979. Datagrunnlaget var hovedsakelig det detaljerte seismiske nettet som ble innsamlet av Statoil i 1977 og 1978 sesongen. Dataene ga grunnlag for en detaljert tolkning og vurdering av blokker såvel som de enkelte prospekt innen disse. Det ble foretatt reserveberegninger for de enkelte strukturer i de aktuelle nivåer, som da dannet grunnlaget for en rangering av de enkelte blokker. Resultatet av de geofysiske undersøkelsene bekrefter at området er interessant i petroleumssammenheng.

Troms

Det er ikke kommet nye data som endrer vurderingen av geologien i Troms. Alle data som ble innsamlet i 1977 av Statoil ble tolket ferdig i 1979. Det ble produsert kart over de viktigste horisontene i området.

På grunnlag av disse dataene ble det i 1979 beregnet antatte reserver for alle definerte strukturer i området. Reservene ble deretter risikoveid og blokkene rangert etter størrelsen på de risikoveide reservene innenfor hver blokk. Saga utførte i 1979 bl.a. seismiske undersøkelser i den vestlige del av Troms I. Dataene i dette området har tidligere ikke vært av tilfredsstillende kvalitet, men Saga's undersøkelse viser en forbedring av datakvaliteten som er oppmuntrende.

Barentshavet

Oljedirektoratet har i 1978/79 tolket data innsamlet i overgangen mellom det relativt grunne Barentshavet og det dype Norskehavet. Sedi-mentunderlaget i Norskehavet består av vulkanske bergarter dannet de siste 60 millioner år, mens underlaget for sedimentene i Barentshavet er eldre enn 400 millioner år. I store deler av perioden etter 60 millioner år, var Barentshavet tørt land. Elver avsatte store mektigheter med sedimenter i overgangssonen mellom de to havområdene. Sedimentene som er avsatt de siste 30 millioner år er uforstyrret, mens sedimentene avsatt i perioden fra 60—30 millioner år, er tektonisk forstyrret på samme måte som tilsvarende sedimenter på Svalbard.

2.2.3 Salg av data

Haltenbanken

De seks blokkene på vestflanken av Haltenbanken ble 10.6.79 utlyst i forbindelse med 5. kon-

sesjonsrunde (kap 2.2.6). Før søknadsfristen utløp 1.8.79, hadde 27 selskap kjøpt data fra Haltenbanken. Disse selskap var: Union, Elf, Esso, Phillips, Arco, Total, Agip, Shell, Conoco, BP, Deminex, Hydro, Saga, Amoco, Gulf; Cities Service, Fina, Mobil, Superior, Getty, Hispano-oil, Texaco, Petroswede, Texas Eastern, Chevron, Murphy og Petro-Canada.

Dette salget har innbrakt ca 22 mill kr til statskassen via Oljedirektoratet, og ca 46 mill kr til Statoil.

Trænabanken

Som et ledd i forberedelsene til borestart på Trænabanken, ble det 1.10.79 sendt ut brev til 38 oljeselskap med tilbud om å kjøpe geofysiske data fra området. Datapakken består av 4 365 km seismikk, og prisen er satt til 1,744 mill kr. Dataene er i hovedsaken konsentrert om de tolv blokkene på Trænabanken, men i tillegg går noen linjer så langt sørover at en kan korrelere til Haltenbanken. Pr 10.12.79 hadde 15 selskap kjøpt datapakken. Disse er: Conoco, Shell, Statoil, Esso, Elf Aquitaine, Deminex, BP, Saga, Agip, Union, Mobil, Fina, Total, Hydro og Amoco.

Salget har til samme dato innbrakt ca 26 mill kr til statskassen via Oljedirektoratet.

Når det gjelder geofysiske undersøkelser i dette området, har det ikke vært foretatt noen på selve Trænabanken i 1979, men direktoratet innsamlet ca 700 km seismikk like nord for Trænabanken for å få en god korrelasjon til dataene fra Vestfjorden som er innsamlet tidligere.

Troms I

I tillegg til de kjøpere som er nevnt i årsmeldingen for 1977 og 1978, har følgende selskaper kjøpt hovedpakken i Troms: Superior, Chevron og Getty.

Salg av seismiske data i Troms har i 1979 innbrakt kr 10 mill til statskassen. I tillegg har salget bidratt til inntekter for Statoil, Norsk Hydro og Saga.

2.2.4 Undersøkelser i selskapenes regi

I 1979 ble det i den norske delen av Nordsjøen skutt ca 14750 km seismikk etter oppdrag fra forskjellige oljeselskaper.

I Statoils regi ble det innsamlet 1180 km med seismiske data i Haltenbanken-området i 1979. Selskapet forestod dessuten en undersøkelse på 1210 km seismikk i Troms II-området.

I Troms har selskapenes virksomhet siden 1977 vært koordinert gjennom organet «Operatørkomité Nord» (OKN), hvor Statoil, Norsk Hydro og Saga foreløpig er medlemmer. OKN har tre underkomitéer: Komité for Geologi/ ge-

ofysikk, Beredskapskomité og Operasjonskomité. Det er ventet at OKN vil få utvidet sitt ansvarsområde til også å omfatte de åpne områdene utenfor Midt-Norge. Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet har anledning til å møte som observatør på møtene i OKN og underkomitéene.

OKN, Komité for geologi/geofysikk forestod i 1979 innsamling av 1560 km med seismiske data i Troms I-området. Innsamlingen var opprinnelig planlagt utført i 1978, men ble utsatt til 1979.

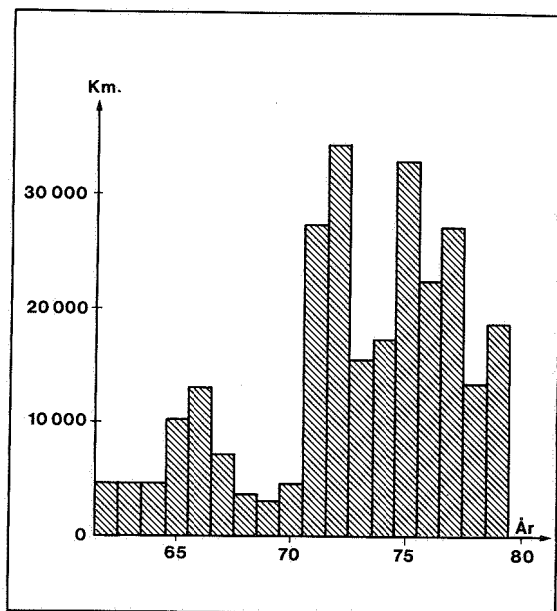
Totalt er det av oljeselskapene innsamlet ca 18700 km med seismikk på den norske kontinental-sokkel i 1979.

Siden 1962 er det av selskaper skutt tilsammen ca 270 000 km seismikk på sokkelen. I tillegg kommer Oljedirektoratets egne undersøkelser. Fig. 2F viser det totale omfanget av selskaperes undersøkelser på norsk kontinental-sokkel.

FIG. 2F

Geofysiske undersøkelser utført av selskaper på den norske kontinental-sokkel (inkl. nord for 62°N).

Geophysical surveys carried out by companies on the Norwegian Continental Shelf (areas north of 62°N).



2.2.5 Geologiske og geokjemiske undersøkelser i nord

Oljedirektoratet utførte i 1979 ikke noe prøvetakingstokt i egen regi. Arbeidet i 1979 ble istedenfor helt konsentrert om å fortsette analyser av materiale innsamlet mellom 1976 og 1978, samt en sammenstilling av analyseresultater fra hele Barentshavet.

Oljedirektoratet deltok i 1979 på et tokt nord

for Svalbard arrangert av Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen. Dette var et kombinert geofysisk/geologisk tokt. Oljedirektoratet var ansvarlig for den tekniske del av prøvetakingen. Det ble samlet inn totalt 26 prøver fra tidligere ikke undersøkte områder. På grunn av gode isforhold i området nord for Svalbard, ble arbeidet konsentrert om innsamling av refleksjons- og refraksjonsseismiske data. Den nordligste posisjonen ble 81°44'N, hvilket sannsynligvis er verdens nordligste seismiske undersøkelse.

Analyser av prøver vil bli utført dels av universitetsinstitusjoner og dels av Oljedirektoratet.

2.2.6 5. Konesjonsrunde

Oljedirektoratet har foretatt en omfattende vurdering av de 6 blokkene utenfor Trøndelag og 20 blokker utenfor Troms som ble utlyst i 5. konesjonsrunde. Søknad om produksjonstillatelse fordelte seg på 18 av de 26 utlyste blokker, og søknadene er blitt nøye vurdert av Oljedirektoratet. Ut fra disse vurderinger tar man hovedsakelig sikte på å anbefale:

1. Blokker som fra et geologisk og strategisk synspunkt bør tildeles, og i hvilken rekkefølge de bør tildeles.
2. Arbeidsforpliktelser som er nødvendig for den enkelte blokk.
3. Selskap som fra et geologisk og teknisk syn, kan være aktuelle på de forskjellige blokker.

De to første punktene bygger på Oljedirektoratets tolkninger og evalueringer gjennom en årrekke, samt de innkomne søknadene. Fig 2G viser nummereringen på blokkene i Troms I området og fig 2H viser nummereringen på blokkene vest av Haltenbanken.

FIG. 2G

Nummerering av blokkene i Troms I-området.

Block numbers in the Troms I area.

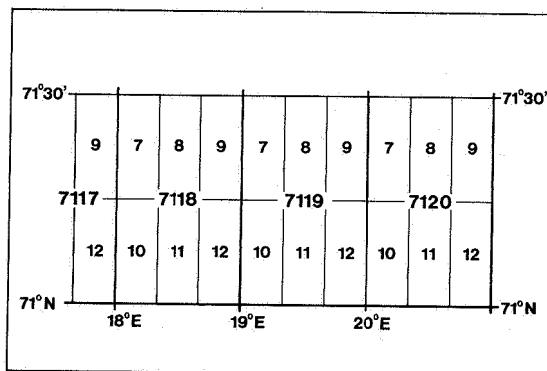
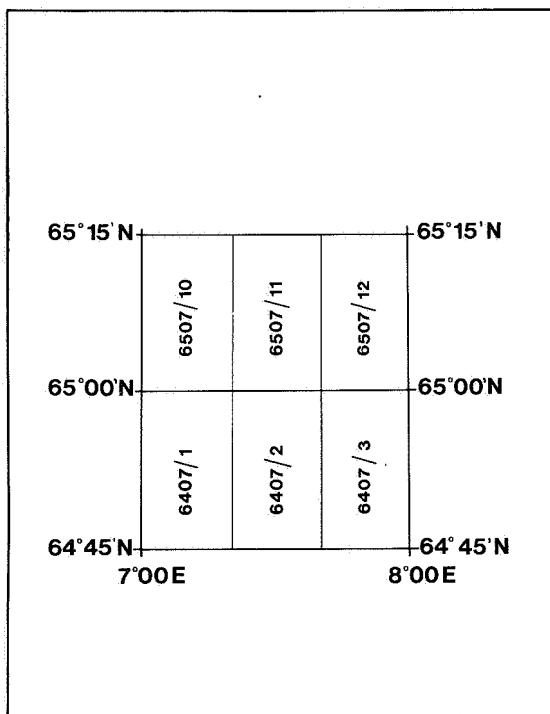


FIG. 2H

Nummerering av blokker på Haltenbanken.

Block numbers in the area west of Haltenbanken.



Blokkprioritering

Man har på grunnlag av geologien delt inn de utlyste blokkene i 7 geologiske områder som må vurderes uavhengig av hverandre. Med uavhengig mener man at negative resultater fra ett av områdene ikke vil føre til at man kan avskrive de andre områdene som uinteressante. Ut fra dette mener man at det bør tildeles minst én blokk fra hvert av disse 7 områdene før man kan vurdere nærmere de potensielle reservene innenfor de 26 utlyste blokkene. Områdene kan nyttiggjøres til vurderingen av forholdsvis store områder utenfor Midt-Norge og Nord-Norge.

Arbeidsprogram

Oljedirektoratet utførte i 1979 en evaluering av blokkene i 5. runde. Det ble på bakgrunn av denne evalueringen eller strukturkartleggingen vurdert hvor mange hull som var nødvendig for en tilstrekkelig utforskning av hver enkelt blokk (arbeidsprogrammet). Arbeidsprogrammet forsøkes lagt opp slik at alle økonomisk interessante muligheter i konsesjonsområdet blir testet. Man prøver også å sikre seg at det oppnås tilstrekkelig geologisk informasjon fra hvert enkelt hull ved at det pålegges visse forpliktelser med hensyn til plassering av hullene og minimum boreddybde. Ved å sammenholde Oljedi-

rektoratets vurderinger med selskaperens tilbud til arbeidsprogram i søknadene, kom man frem til forslag til arbeidsprogram for hver enkelt blokk.

Selskapsprioritering

Oljedirektoratet har også foretatt en vurdering av hvilke selskap som ut fra faglige og tekniske kriterier kan aksepteres som tekniske assistenter eller operatører. Det var mye større spredning når det gjelder blokkprioriteringen fra selskaperens side i 5. runde enn i 4. runde. Dette har ført til at blokker som er meget inngående vurdert av enkelte selskaper, omtrent ikke er berørt av andre. Kvaliteten av det geologiske arbeidet som ligger bak søknadene, varierer også sterkt.

Dette gjorde at Oljedirektoratet, for hver enkelt blokk som vurderes tildelt, kunne sette opp en liste over de selskap som kan aksepteres som tekniske assistenter eller operatører, og en liste over hvilke selskap som fra Oljedirektoratets side er ønskelige. Dette ble gjort høsten 1979 og dannet grunnlag for de forhandlinger og det arbeid som videre skjedde i Olje- og energidepartementet. Tildelinger vil kunne skje i løpet av våren 1980.

2.2.7 Undersøkelsestillatelser

Det er i alt gitt 80 kommersielle tillatelser.

Følgende tillatelser ble gitt i 1979:

Tillatelse nr.	072	Conoco Norway Inc.
« «	073	Saga Petroleum A/S & Co
« «	074	Western Geophysical Company of America
« «	075	Geophysical Company of Norway A/S
« «	076	Superior Oil Norge A/S
« «	077	Norwegian Gulf Exploration Company A/S
« «	078	BP Petroleum Development of Norway A/S
« «	079	Den norske stats Oljeselskap a.s.
« «	080	Esso Exploration Norway Inc.

Det er tatt i bruk nye tillatelsesformularer. Den viktigste forskjellen i forhold til tidligere, er en innskjerping av informasjons- og akt-somhetsplikt overfor fiskefartøyer.

2.3 BORING

2.3.1 Undersøkelses- og avgrensingsborehull
Ved årsskiftet 1978/79 var 3 undersøkelsesborehull (30/4-1, 2/7-12 og 30/7-7) og ett avgrensingsborehull (15/9-3), under boring. Disse 4 hullene er alle avsluttet i 1979. To brønner,

15/5-2 og 34/10-2, var ved forrige årsskifte midlertidig forlatt etter å blitt boret til total dybde. Det gjenstående arbeidet, som bestod i å teste hydrokarbonførende reservoarbergarter, er fullført i 1979.

Det er i 1979 påbegynt 28 nye borehull. 17 av disse er undersøkelsesborehull, mens 11 er avgrensningsborehull på strukturer hvor man har påvist hydrokarboner tidligere.

Ved utgangen av året er det påbegynt i alt 236 borehull på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 172 undersøkelsesborehull og 64 avgrensningsborehull. Tabell II viser en oversikt over de undersøkelsesborehull og avgrensningsborehull som er påbegynt og/eller avsluttet i 1979.

Ved årsskiftet pågikk det forskjellig arbeid på fem av undersøkelsesborehullene og seks av avgrensningsborehullene. Dette gjelder Statoil's 15/9-5 (A), 30/6-3 (A), 34/10-5 (A) og 34/10-6 (A), Amoco's 34/2-1 (U), Elf's 18/10-1 (U), Phillips' 2/7-14 (A) og 17/12-3 (A), Norsk Hydro's 31/4-3 (U) og BP's 2/1-3 (U) og 30/4-2 (U).

Boreaktiviteten i 1979 er vist på figur 2I. Den er adskillig høyere enn den prognosen (18—21

borehull) som Oljedirektoratet gav i årsberetningen for 1978. Dette skyldes først og fremst at aktiviteten i 4. runde konsesjonene (14 borehull) har vært vesentlig høyere enn antatt. Ved forrige årsskifte var det fortsatt usikkert når tildelingene av 4. runde konsesjoner kunne skje.

Det høye aktivitetsnivået for 4. runde blokker skyldes en kombinasjon av forpliktelser for snarlig boring i utvalgte blokker og oppmuntrende resultater. Aktiviteten i 1979 er ny rekord for norsk sokkel. Flest borehull pr. år var tidligere 26, og det skriver seg fra 1975.

Figur 2J viser 1979-boringene plassert i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

Som det fremgår av denne figuren, har hovedtyngden i leteaktiviteten foregått nord for 60°N, i blokker tildelt i 4. konsesjonsrunde. Særlig stor har aktiviteten vært i Statoil-blokkene 30/6 og 34/10.

Aktiviteten har ellers, som i 1978, vært stor i Sleipner- og Ekofisk-området.

For 1980 forventer Oljedirektoratet en ytterligere økning i aktivitetsnivået i forhold til 1979.

FIG. 2I
Boreaktiviteten på den norske kontinentalsokkel (antall borehull påbegynt pr år).

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

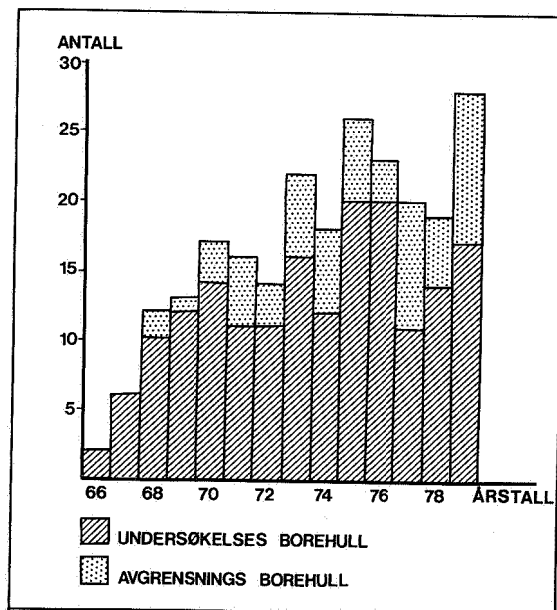
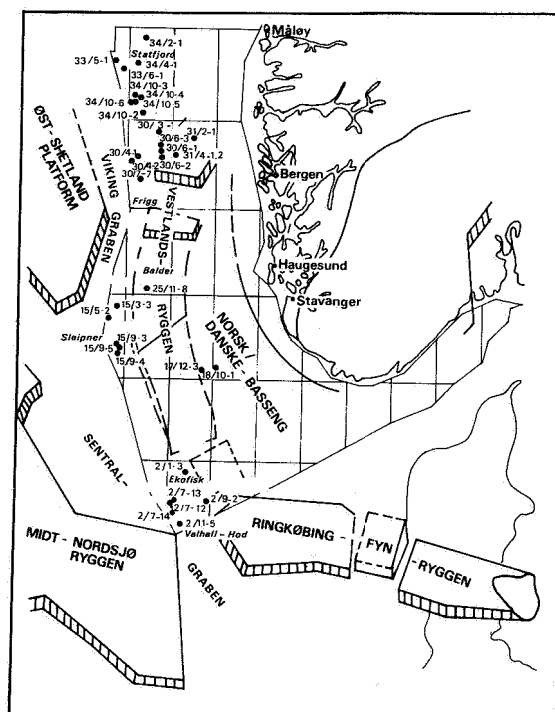


FIG. 2J
Borehull i 1979 i forhold til de strukturelle hovedtrekk.
Wells drilled in 1979 in relation to main structural elements.



I tillegg til fortsatt høy aktivitet i 4. runde konsesjoner, vil en få boringer i 5. runde blokker (nord for 62°N). Den bebudede tildelingen av tilbakeleverte områder på sydlige del av sokkelen, vil også medføre økt aktivitet.

22 av de 28 borehullene som er påbegynt i 1979, samt 3 av de 4 som var under boring ved forrige årsskifte, har hatt forskjellige Jura-reservoarer som primærmål. Dette utgjør altså 80% av totalt borede hull siste år.

De øvrige borehull fordeler seg på prospekt som følger:

- 1 Paleocen sandstein, (Balder)
- 3 Danian/Maastrichtian kalkstein, (Ekofisk-området)
- 2 Triassiske sandsteinstester, (de to nordligste hullene boret i år, 33/5-1 og 34/4-1).

De 11 avgrensingsborehullene fordeler seg i alt 8 forskjellige felter (strukturer) som følger:

- 1 på Sleipner
- 1 på Ekofisk
- 1 på Hod
- 1 på Balder
- 1 på Brisling
- 1 på 15/3-1-funnet
- 1 på 30/6-1-funnet og
- 4 på 34/10-1-funnet.

Av operatørene har Statoil boret flest hull. Det har stått som operatør for 11 boringer, mer enn 1/3 av alle borehullene. Aktiviteten ellers er utført av 9 forskjellige operatører.

Jura prospekter

Blokk 34/10

Statoil har i 1979 prioritert utforskningen av blokk 34/10, hvor det allerede i 1978 ble påvist hydrokarboner i 2 forskjellige strukturer, alfa og delta. All aktivitet i blokken (4 borehull) har vært konsentrert om delta-strukturen, hvor man nå begynner å få et godt bilde av det oljeførende Brentreservoaret og hvilke reserver det inneholder.

Statoil har i denne forbindelse skutt et mye tettere seismisk nett, som muliggjør en tredimensjonal reservoar-modellering av strukturene i blokken.

Strukturene i blokk 34/10, som ligger litt syd-øst for Statfjord-feltet mellom Viking- og Shetland-bassenget, er alle forkastningsbetingede og lagene heller vestover. Ved års-skiftet 79/80 var 1 hull under boring og ett i ferd med å plugges på denne blokken.

Delta-strukturen er en svært grunn struktur, hvor toppen av Brent-reservoaret ligger ca 1 700 m under havflaten. Strukturen er oppdelt av flere mindre forkastninger, og det betyr at det

trengs en rekke boringer for å kunne fastslå feltets endelige potensiale: Tre brønner på denne strukturen er testet i 1979. 34/10-3 produserte 455 Sm³ olje pr dag gjennom 2 dyseåpninger samtidig (8 mm og 6 mm), 34/10-4 ga 945 Sm³ olje gjennom 15 mm dyseåpning og 34/10-5 produserte 728 Sm³ olje og 6000 Sm³ gass pr dag gjennom 13 mm dyseåpning.

På den dypere liggende Alfa-strukturen er det kun boret en brønn 34/10-2 (1978).

I motsetning til Delta-strukturen, er såvel Brent- som Statfjord-formasjonen hydrokarbonførende her. Brent inneholder gass, mens Statfjord er oljeførende. Brønnen ble testet i 1979 med godt resultat. Brent-formasjonen produserte, 0,74 mill Sm² gass pr dag gjennom 13 mm dyseåpning, men Statfjord-formasjonen ga over 170 Sm³ olje pr dag gjennom 19 mm dyseåpning.

Blokk 34/2

Amoco startet opp boring av sitt første borehull i blokk 34/2, hvor Brent og Statfjord-formasjonen er primære prospekter, men hvor Triassiske reservoarer også kan eksistere. Dette hullet vil ventelig være ferdig engang utpå vårparten. Vanndypet på denne lokaliteten, 389 en ser det dypeste man har operert på i Norge til nå.

Blokk 33/6

Det har ikke vært noen boringer i Mobil's to Statfjord-blokker dette året, men Agip har boret et borehull på en forkastningskompleks struktur syd i blokk 33/6.

Såvel Brent som Statfjord-formasjonen ble gjennomboret uten at hydrokarboner ble funnet.

Blokk 31/4

Norsk Hydro måtte gjøre 2 forsøk for å komme ned til total dybde i blokk 31/4 som ligger på Bergenhøyden mellom gassfunnene i blokk 30/6 og 31/2. Den første brønnen måtte oppgis på ca 1 000 meters dyp pga tekniske problemer. 31/4-2 derimot ble boret til Trias, etter å ha penetrert hva antas å være de samme Jura-reservoarene som man gjenkjenner fra 30/6-1 og 30/6-2. Forskjellen er at de alle var vannførende på denne lokaliteten. Et tredje borehull er under boring ved årsskiftet. Det skal teste en ny struktur lenger øst i blokken. Dette hullet skal teste hele lagserien ned til Paleozoikum.

Blokk 31/2

Den største oppmuntringen i 1979 ble Statoil/Shell-gruppen til del, da den fant gass i en stor flat og svært grunn Jurastruktur i blokk 31/2 på Hordaplattformen. Hele intervallet fra

toppen av reservoaret (1 415 m under havflaten) til total dybde 2 409 meter under havflaten er mer eller mindre sandig.

Paleodateringer indikerer Øvre Jura alder på den delen av reservoaret som inneholder gass. Kjernematerialet og borehullslogger viser at sanden har ypperlige reservoaregenskaper i gass-sonen.

Testing av brønnen er midlertidig utsatt til våren—sommeren 1980 pga de dårlige værforholdene i Nordsjøen i høst og vintermånedene. Funnet er nærmere beskrevet under avsnitt 2.10.2.3.

Det er ennå for tidlig å si noe sikkert om reservene i blokken, men det er sannsynlig at kommersielle mengder er tilstede. Det vil bli stor aktivitet i blokken de kommende 2—3 år. Det foreligger planer om 3—4 brønner bare for 1980.

Blokk 30/4 og 30/7

Andre interessante borer i denne delen av Nordsjøen er 30/4-1 og 2 med BP som operatør, og 30/7-7 boret av Norsk Hydro. To av disse borehullene 30/4-1 og 30/7-7 ble påbegynt i 1978, men fullført i 1979. 30/4-1 nådde en total dybde på 5 430 meter under havflaten, den dypeste brønnen som er boret i Nordsjøen til nå.

Norsk Hydro's 30/7-7 var også svært dyp, over 5 100 meter under havflaten.

Begge brønner ble boret på tidligere utestede forkastningsrelaterte Jura-strukturer i den dypeste del av Viking-bassenget hvor formasjonsstrykkene er høye. 30/4-1 måtte oppgis noe grunnere enn prognosert pga de ekstreme trykkforholdene.

Ingen av borehullene er registrert som funn, men målinger viser at det sannsynligvis er små mengder gass oppløst i vannet i Jurassiske sandsteinsreservoarer i begge borehull. 30/7-7 gav små mengder gass under testing. 30/4-2 er ved årsskiftet fortsatt under boring. Denne brønnen skal teste utstrekningen nordover av en Jura-struktur (Brent sand), hvor Norsk Hydro påviste hydrokarboner (gass) i 1978 (30/-6).

Blokk 30/6

Statoil ble tildelt operatøransvar for 3 nye blokker, 30/2, 30/3 og 30/6 i 1979. De tre er naboblokker i den nordøstlige del av Viking-bassenget, og prospektene er Jurassiske sandsteiner. Strukturene i blokk 30/6 som ligger på flanken av Viking-bassenget opp mot Bergen-høyden, som igjen er en del av Horda-plattformen, er svært grunne. Det er til nå boret 3 brønner i blokken, alle på alfa-strukturen i vest. På forhånd antok man at det var muligheter for å treffe på reservoar-bergarter på fire forskjellige nivåer. I tillegg til Brent- og

Statfjord-formasjonen, anså man mulighetene som store for å finne Paleocene sand og Dunlin sand utviklet. Resultatene så langt kan ikke sies å ha innfridd de store forventninger som var stilt til denne blokken.

Paleocene er ikke funnet utviklet i sandfacies på denne strukturen, mens de tre øvrige (Jura-prospektene) alle har reservoaregenskaper.

Den øverste sandsekvensen er funnet gassførende i de to brønnene som har gjennomboret reservoaret til nå. Denne sanden er trolig ikke direkte korrelerbar med den tradisjonelle Brent-sanden vi kjenner fra Statfjord-området. Paleodateringer indikerer at 30/6-sanden er eldre (Toarcian?).

Sonen er produksjonstestet i begge borehullene med følgende resultat: 30/6-1 688 000 m³ gass pr dag. Gass/oljeforholdet er 3 900 m³ gass/m³ olje. Dyseåpningen er usikker pga at man etter testingen fant noe deformert materiale i utstyret som kan ha hatt reduserende effekt på produksjonen. 30/6-2: 740 000 Sm³ gass pr dag gjennom 19 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet er: 3680 m³ gass/m³ olje.

Såvel Dunlin sand som Statfjord sand er funnet vannførende i de 2 borehullene som er boret hittil. Den tredje brønnen har ikke nådd ned til reservoarnivå ved årsskiftet.

Blokk 30/2-2 og 30/3

Prospektene i blokk 30/2 og 30/3 er ennå ikke testet, med unntak av Paleocene i 30/3, som ikke viste seg å være noen god sand. 30/2 og 30/3 ligger mer sentralt i Viking-bassenget enn 30/6, og strukturene er derfor dypere. For å kunne bore eventuelle jura-prospekter her, trengs det borerigger utstyrt til å tåle høye trykk (1000 bar BOP). Slik rigg var ikke tilgjengelig for Statoil siste halvdel av 1979, slik at borestart i 30/2 er utsatt til 1980, og 30/3-1 ble bestemt boret i 2 faser. Fase I (369 m) ble utført i 1979, mens for-dypningen vil skje i 1980 med dertil egnet rigg.

Blokk 17/12 og 18/10 (Brisling- og Bream-området)

Elf Aquitaine har boret det første borehullet i blokk 18/10 med oppmuntrende resultat. Denne lisensen som ligger i Egersund-bassenget, ble gitt gruppen så tidlig som i 1965. Hullet er plassert på en grunn Jura-struktur sydøst for Bream-strukturen hvor Philips tidligere har påvist hydrokarboner (olje i 17/12-1).

Borehullet testet 295 Sm³ olje og 2 850 Sm³ gass pr dag gjennom 51 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet er 9,8 m³ gass/m³ olje. Phillips har også påbegynt et hull i Egersund-bassenget dette året. 17/12-3 er et avgrensingsborehull på Brisling (17/12-2), en Jura-struktur hvor Philips tidligere har funnet olje.

Resultatet av denne boringen foreligger ikke ved årsskiftet.

Blokk 15/5 og 15/9 (Sleipner-området)

Aktiviteten i Sleipner-området har vært stor også i 1979, og resultatene har vært varierende. Sleipner-strukturen er svært oppstykket p.g.a. et komplisert forkastningsmønster, og er av den grunn vanskelig å kartlegge. 15/9-3, et avgrensningshull som var under boring ved forrige årsskifte, påviste at reservoarkvaliteten på den vestlige delen av Sleipner-strukturen er dårligere enn ellers på feltet. Det ser ut til at reservoarbergartene skifter ut mot vest, hvilket får konsekvenser for reserveanslagene i blokk 15/8.

15/9-5 som også er et avgrensningshull på hovedstrukturen (syd), er ved årsskiftet under boring og har ennå ikke nådd ned i reservoaret.

Resultatene fra 15/9-4, som testet en separat struktur, Delta, sydøst i blokken, og påviste gass/kondensat i et Øvre/Midtre Jura sandsteinsreservoar, har gitt Sleipner-feltet et velkomment reservetillegg. Pga tekniske problemer ble ikke dette borehullet testet. Norsk Hydro har testet sitt 15/5-2-funn fra 1978 dette året med følgende resultat: 300 000 Sm³ gass pr dag gjennom 6 mm dyseåpning.

Blokk 15/3

Elf Aquitaine har boret et nytt dypt hull (over 5 100 m) nord for Sleipner i blokk 15/3. 15/3-3 er et avgrensningshull på den samme Jura-strukturen som 15/3-1 påviste hydrokarboner i 1975. Reservoaret som har høyt trykk, består av flere separate sandlag som er adskilt av tynne skiferlag. Strukturen trenger ytterligere utforskning før en kan si noe sikkert om dens potensiale.

Blokk 2/9

Tidligere på året boret Amoco-Noco-gruppen sitt andre hull i blokk 2/9. 2/9-2 testet en saltrelatert struktur på flanken av Mandalhøyden på Sentral-bassengets østside. Primærprospektet, Øvre/Midtre Jurassiske sandsteiner ble funnet, men de inneholdt ikke hydrokarboner av betydning.

Blokk 2/1

BP har boret en av sine to gjenstående forpliktelser i blokk 2/1. Hullet, en Jura-test, er plassert på en nedforkastet struktur, som i likhet med de fleste strukturer i denne delen av Nordsjøen, er dannet ved bevegelser i underliggende saltavsetninger. Dette borehullet er ved årsskiftet ennå ikke kommet ned til reservoarnivå.

TRIAS-PROSPEKTER

Blokk 34/4

Saga testet gjennom boringen av sin første brønn i blokk 34/4 triassiske bergarter på en struktur sydøst i blokken, hvor de fant et oljeførende reservoar. Litologien og dermed også reservoaregenskapene varierte sterkt. Denne boringen er foretatt på hele 375 meters vandedyp. Brønnen ble testet med følgende resultat: 260 Sm³ olje pr dag gjennom 6 mm dyseåpning. Gass/oljeforholdet er på 120 m³/m³.

Blokk 33/5

Den andre triastesten dette året ble foretatt i en annen nordlig blokk. Norsk Hydro boret en struktur nær grensen til britisk sektor uten å finne ansamlinger av hydrokarboner.

KALKSTEINSPROSPEKTER

Fire av årets borehull er boret på kalksteinsreservoarer i sydlige del av Nordsjøen.

Blokk 2/11 (Hod)

Amoco har utforsket den vestlige delen av Hod-strukturen uten å finne hydrokarboner av betydning. 2/11-5 testet et nedforkastet segment, hvor man anså mulighetene for å finne oljeførende porøs Danian kalkstein som stor. Lagene heller sterkt på denne lokaliteten, og en mulig forklaring på hvorfor man ikke fant olje, er at borehullet ligger strukturelt lavere enn først antatt.

Blokk 2/7

De 3 øvrige boringene i området har Phillips stått for. Først boret de 2/7-12 på en ekstremt grunn salt-struktur nordvest i blokken. Man ville sjekke om denne saltstokken som trenger høyt opp i Tertiære lag, hadde bevart et kalksteinsreservoar på toppen. Det hadde den ikke, men det ble registrert svært høye gassavlesninger gjennom hele brønnen, som ble boret inn i permisk salt. Seismiske profiler viste allerede før boring at det var en naturlig gasslekkasje til overflaten, hvilket også er bekreftet av dykkere. Boreteknikk var dette en vanskelig oppgave, og det var første gangen en så grunn salt-struktur ble boret i Norge.

Phillips har videre boret 2/7-13 øst for denne grunne saltstrukturen (Delta) i en posisjon tilsvarende den 1/9-5 har på vestsiden av Delta-strukturen. Her ble det ikke funnet spor av olje eller gass.

2/7-14 er boret på sydlige del av selve Ekfisk-strukturen, og man har fått bekreftet dette oljefeltets utstrekning sydovert. Hullet gjennomboret et oljeførende reservoar som ved årsskiftet er i ferd med å bli testet.

TERTIÆRE PROSPEKTER Blokk 25/11

Esso har boret ytterligere et borehull, 25/11-8, på Balderfeltet som ett ledd i bestrebelsene på å

påvise kommersielle reserver. Borehullet testet olje av samme kvalitet som tidligere.

For å oppnå en enda bedre forståelse av geologien på strukturen, er det utført tredimensjonal seismikk dette året.

TAB II.
Undersøkelsesborehull (U) og avgrensingsborehull (A) i 1979

Exploration wells and delineation wells in 1979.

Tillatelse Nr.	Borehull	Posisjon		Boring påbegynt	Boring avsluttet	Operatør	Plattform	Brønn
		Nord	Øst					
200	15/5-2	58°38'36.70''	1°36'16.50''	16.08.78	10.12.70	N. Hydro	Treasure Seeker	U
200	15/5-2	58°38'36.70''	1°36'16.50''	02.11.79	07.12.79	N. Hydro	Treasure Seeker	U
202	34/10-02	61°06'07.92''	2°13'39.96''	09.09.78	08.12.78	Statoil	Ross Rig	U
202	34/10-02	61°06'07.92''	2°13'39.96''	07.07.79	10.08.79	Statoil	Ross Rig	U
205	30/04-01	60°37'20.87''	2°09'34.61''	01.11.78	14.05.79	BP	Sedco 707	U
206	15/09-03	58°29'10.04''	1°41'38.46''	16.12.78	03.04.79	Statoil	Ross Rig	A
207	30/07-07	60°16'19.30''	2°16'07.30''	18.12.78	01.07.79	N. Hydro	Treasure Seeker	U
208	02/07-12	56°29'43.76''	3°00'36.37''	17.12.78	30.01.79	Phillips	Dyvi Beta	U
209	15/03-03	58°52'31.25''	1°46'46.24''	05.01.79	09.08.79	Elf	Pentagone 84	A
210	02/07-13	56°29'34.74''	3°01'58.38''	01.02.79	21.04.79	Phillips	Dyvi Beta	U
211	34/10-03	61°12'49.48''	2°11'55.03''	13.03.79	07.06.79	Statoil	Norskald	A
212	33/06-01	61°32'14.83''	1°51'57.55''	09.04.79	06.07.79	Agip	Fernstar	U
213	15/09-04	58°24' 0.26''	1°47' 6.93''	05.04.79	14.06.79	Statoil	Ross Rig	U
214	02/11-05	56°09'57.70''	3°26' 6.42''	18.05.79	05.07.79	Amoco	Dyvi Alpha	A
215	30/03-01	60°54'15.35''	2°40'11.71''	11.06.79	07.09.79	Statoil	Norskald	U
216	30/06-01	60°33'15.10''	2°46'38.36''	19.06.79	22.09.79	Statoil	Deepsea Saga	U
217	34/04-01	61°32'49.23''	2°16'23.66''	11.07.79	09.12.79	Saga	Byford Dolphin	U
218	33/05-01	61°44'46.10''	1°34'57.40''	19.07.79	18.10.79	N. Hydro	Treasure Seeker	U
219	31/02-01	60°46'19.16''	3°33'15.87''	17.07.79	10.11.79	Shell	Borgny Dolphin	U
220	02/09-02	56°20'56.12''	3°56' 2.78''	07.07.79	04.09.79	Amoco	Dyvi Alpha	U
221	02/07-14	56°29'20.30''	3°14' 2.65''	09.08.79	—	Phillips	Haakon Magnus	A
222	34/10-04	61°12'15.65''	2°13'55.96''	12.08.79	15.10.79	Statoil	Ross Rig	A
223	25/11-08	59°11'17.45''	2°21'40.07''	08.09.79	16.10.79	Esso	Dyvi Alpha	A
224	31/04-01	60°36'18.20''	3°00'32.30''	09.09.79	25.09.79	N. Hydro	Norskald	U
225	30/06-02	60°32'12.16''	2°46'11.11''	24.09.79	10.12.79	Statoil	Deepsea Saga	U
226	31/04-02	60°36'14.60''	3°00'26.70''	26.09.79	15.11.79	N. Hydro	Norskald	U
227	18/10-01	58°04'38.25''	4°07' 0.83''	19.10.79	—	Elf	Dyvi Alpha	U
228	34/10-05	61°11'25.35''	2°10'23.39''	17.10.79	—	Statoil	Ross Rig	A
229	02/01-03	56°54'42.30''	3°06'30.95''	03.11.79	—	BP	Sedco H	U
230	30/04-02	60°31'01.10''	2°02'46.22''	16.11.79	—	BP	Sedco 707	U
231	34/10-06	61°14'37.09''	2°13'43.68''	14.11.79	—	Statoil	Borgny Dolphin	A
232	15/09-05	58°24'12.47''	1°42'28.20''	20.11.79	—	Statoil	Norskald	A
233	17/12-03	58°11'33.00''	3°51'44.00''	14.12.79	—	Phillips	Nortrym	A
234	30/06-03	60°34'52.90''	2°47'01.45''	16.12.79	—	Statoil	Deep Sea Saga	A
235	34/02-01	61°46'27.00''	2°33' 6.90''	29.12.79	—	Amoco	Byford Dolphin	U
236	31/04-03	60°35'12.00''	3°85'41.00	24.12.79	—	N. Hydro	Treasure Seeker	U

2.3.2 Produksjonsbrønner

Det er i 1979 påbegynt 36 nye produksjonsbrønner, slik at det ved utgangen av året totalt sett er boret 146 produksjonsbrønner på norsk sokkel. 12 av disse brønnene er enten midlertidig forlatt, eller fortsatt under boring.

Aktiviteten i 1979 er spredt på 6 ulike felter, Ekofisk, Eldfisk, Tor, Edda, Albuskjell og Statfjord.

Fordelingen feltene imellom er som følger:

	For 1979	Totalt
Ekofisk	4	44
Eldfisk	11	24
Albuskjell	7	13
Tor	5	12
Edda	5	5
Cod	-	8
Vest-Ekofisk	-	12
Frigg (norsk side)	-	24
Statfjord	4	4
	<hr/> 36	<hr/> 146

Tabell III viser en oversikt over de produksjonsbrønner som er påbegynt og/eller avsluttet i 1979.

I 1980 forventer man omtrent tilsvarende aktivitetsnivå og fordeling som det man har hatt i 1979.

Ekofisk:	3	brønner
Tor:	4	«
Eldfisk:	16	«
Albuskjell:	7	«
Edda:	5	«
Statfjord A:	6	«
Valhall A:	2	«

Det eneste nye feltet i denne sammenheng er Valhallfeltet til Amoco-Noco-gruppen hvor borestart er anslått til høsten 1980.

Ekofisk

For å kunne opprettholde produksjonsnivået lengst mulig på Ekofisk-feltet, ble det i 1978 besluttet å bore 7 nye produksjonsbrønner. Dette er senere bestemt utvidet med ytterligere 4 brønner.

4 av disse tilleggsboringene er boret ferdig og komplettert, mens 1 er under boring.

Eldfisk

På Eldfisk foregår boringen fra 2 plattformer (A og B), hvorav den ene (A) har 2 boretårn, slik at det bores hele 3 brønner samtidig.

13 brønner er boret ferdig og komplettert på A-plattformen, mot 3 på B-plattformen.

I tillegg er det satt 1400 mm foringsrør i 7 andre brønner på A-plattformen, hvorav 2 er under boring. På B-plattformen er en brønn under bo-

TAB. III
Produksjonsbrønner påbegynt i 1979

Production wells spudded in 1979

Prod. brønn nr.	Brønn	Posisjon	Påbegynt fra 510 mm 470 mm foringsrør	Operatør	Felt	Anmerkninger
P 135	2/7-a-21	56°22'36.40'' 03°15'56.80''	08.01.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 136	33/9-a-33	61°15'20.46'' 01°51'13.95''	09.01.79	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 137	2/4-e-17	56°38'26.90'' 03°19'39.30''	11.01.79	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 138	1/6-a-15	56°38'33.97'' 02°56'23.95''	14.01.79	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 139	2/4-f-20	56°37'13.51'' 03°03'14.13''	31.01.79	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 140	2/7-c-2	56°27'52.99'' 03°06'15.66''	09.03.79	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 141	33/9-a-23		12.03.79	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 142	2/4-e-1		22.03.79	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 143	2/7-a-14		05.04.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 144	2/7-b-11	56°25'09.0'' 03°13'06.0''	20.04.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 145	33/9-a-29		01.05.79	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 146	2/7-a-18		19.05.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 147	2/7-c-14		20.05.79	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 148	2/4-e-3		03.06.79	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 149	2/4-b-8	56°33'54.85'' 03°12'13.20''	03.06.79	Phillips	Ekofisk	Ferdig boret
P 150	33/9-a-38		29.06.79	Mobil	Statfjord	Ferdig boret
P 151	2/7-b-14		02.07.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 152	2/7-c-5		02.07.79	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 153	2/4-e-2		19.07.79	Phillips	Tor	Ferdig boret
P 154	1/6-a-3		26.07.79	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 155	2/4-a-10		27.07.79	Phillips	Ekofisk	Ferdig boret
P 156	2/7-b-19		19.08.79	Phillips	Eldfisk	Ferdig boret
P 157	2/4-b-24		28.08.79	Phillips	Ekofisk	Ferdig boret
P 158	2/7-c-9		03.09.79	Phillips	Edda	Ferdig boret
P 159	2/4-f-2		07.09.79	Phillips	Albuskjell	Oppg. pga tekn. probl.
P 160	2/4-e-7		13.09.79	Phillips	Tor	
P 161	2/4-f-3		11.09.79	Phillips	Albuskjell	Ferdig boret
P 162	1/6-a-8		18.09.79	Phillips	Albuskjell	
P 163	2/7-b-10		08.10.79	Phillips	Eldfisk	
P 164	2/7-c-11		15.10.79	Phillips	Edda	
P 165	2/7-a-5		20.10.79	Phillips	Eldfisk	
P 166	2/4-a-4		08.11.79	Phillips	Ekofisk	
P 167	2/7-a-23		19.11.79	Phillips	Eldfisk	
P 168	2/7-a-24		26.11.79	Phillips	Eldfisk	
P 169	2/4-f-18		04.12.79	Phillips	Albuskjell	
P 170	2/7-a-11		22.12.79	Phillips	Eldfisk	

ring. A-plattformen ble satt i produksjon i august måned. Totalt skal det bores 48 brønner på dette feltet.

Albuskjell

Også på Albuskjell foregår produksjonsboringen fra 2 plattformer, 1 i Shell's blokk 1/6 (vest på strukturen) og 1 i Phillips' blokk 2/4 (øst på strukturen). Ved årsskiftet er 10 brønner boret ferdig og komplettert, (5 brønner på hver plattform), mens en måtte oppgis på grunt dyp pga tekniske problemer. Det er planlagt å bore totalt 30 brønner på Albuskjell. 2 brønner er for tiden under boring. Fra A-plattformen ble produksjon satt i gang i mai måned, mens oppstart skjedde i juli fra F-plattformen.

Tor

På Tor er 4 nye brønner boret ferdig og komplettert i 1979, mens en er under boring ved årsskiftet. Totalt gjenstår det å bore 4 av de i alt 15 brønnene på feltet.

Edda

Edda er et av de 2 nye feltene hvor produksjonsboring ble påbegynt i 1979. Fremdriften har vært god. 4 brønner er boret ferdig og komplettert, mens en brønn er under boring. Totalt skal det bores 13 brønner på feltet.

Statfjord

På Statfjord er de 4 første produksjonsbrønnene på A-plattformen i det ene skafte boret ferdig og komplettert, og feltet ble satt i produksjon i november måned. Totalt skal det bores 21 brønner i hvert av de to brønnskafte på A-plattformen, slik at det totalt blir 42 brønner. Ved årsskiftet var man igang med å sette 508 mm foringsrør i en rekke brønner.

2.3.3 Boreaktiviteten på Svalbard

Det er likhet med året før ikke foretatt noen undersøkelsesboringer på Svalbard i 1979. Oljedirektoratet har heller ikke kjennskap til boreplaner for 1980.

2.4 NYE FUNN

Det er påtruffet hydrokarboner (gass, kondensat eller olje) i svært varierende mengder i hele 14 av de 24 borehullene; hvor potensielle reservoarer ble boret i 1979. 5 av disse er undersøkelsesborehull, de øvrige 9 avgrensingsborehull.

I 1979 er det registrert 5 nye funn. De fem er: 18/10-1, en separat struktur like sydøst av Bream-feltet, 15/9-4, en ny struktur øst i Sleipnerkomplekset, samt de 3 fjerde runde boringene 30/6-1, 31/2-1 og 34/4-1. 30/7-7 påviste hydrokarboner i så små mengder at en foreløpig ikke ønsker å kalle det et funn.

Alle nye funn, så nær som Saga's i blokk 34/4, er gjort i Jurassiske sandsteinsreservoarer.

For mer utfyllende kommentarer om de ulike funnene, henvises det til kapittel 2.3.1.

2.5 EKOFISKOMRÅDET

2.5.1 Utnyttelse av forekomstene

Ekofiskområdet omfatter feltene Albuskjell, Cod, Edda, Ekofisk, Eldfisk, Tor, Vest-Ekofisk og Øst-Eldfisk (Fig 2K). Disse feltene ble oppdaget i tidsrommet 1968—1973. Samtlige felter, bortsett fra Øst-Eldfisk, var kommet i produksjon ved utgangen av 1979. Ekofiskfeltet kom først i produksjon. Dette feltet har nå produsert olje og gass siden 1971. Phillips Petroleum Company Norway har stått for utbyggingen og driften av disse feltene. de satt i stand til å kunne ta mot all olje og NGL som blir produsert fra Ekofiskfeltene. Feltene Albuskjell, Edda og Eldfisk er tilknyttet prosess- og transportanleggene for Ekofiskområdet og er satt i produksjon i denne beretningsperioden.

Hydrokarbonstrømmen fra feltene samles på Ekofisksenteret. Her blir strømmen separert i en olje og NGL-del og en gassdel. Olje og NGL sendes til Teesside og gassen til Emden.

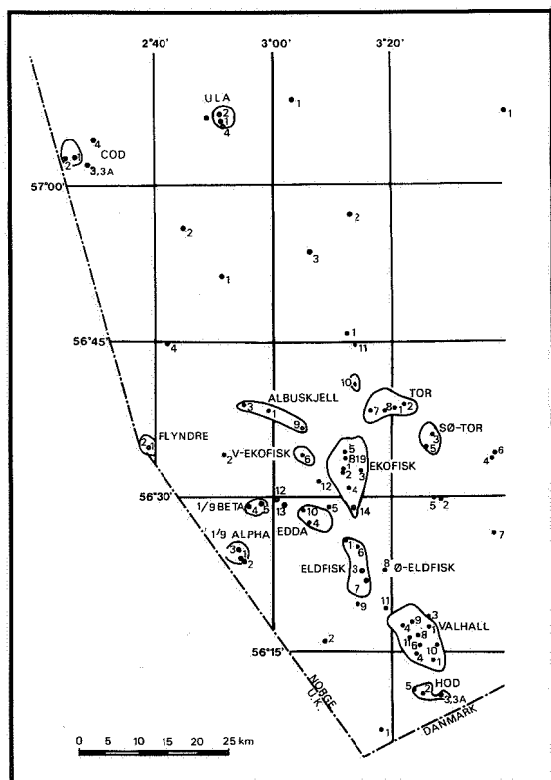
Reservoarene i Ekofiskområdet består av krittavsetninger av øvre kritt og nedre paleocen alder. Dvs avsetninger som er 55—70 mill år gamle.

Valhall og Hod reservoarene forekommer i de samme geologiske lag som de øvrige feltene i Ekofiskområdet. Valhall og Hod vil bli utviklet etter egne planer, men vil bli tilknyttet det samme transportsystemet som Ekofiskfeltene. Amoco Norway Oil Company vil være operatør for disse feltene som omtales nærmere i pkt 2.6.

Oljedirektoratet har lagt vekt på at det blir funnet måter som kan øke utvinningsgraden i Ekofiskområdets oljefelt. Etter de opprinnelige planene for disse feltene, vil utvinningen skje ved trykkavlastning. Denne produksjonsmåten vil høyst sannsynlig føre til at ca 20% av oljen og ca 50% av gassen blir utvunnet. Forskjeller i utvinningsgrad av olje og gass gjør at de utvinnbare gassreservene er av nesten like stor betydning som oljereservene under dagens utvinningsregimer.

De tilstedeværende oljemengder i disse feltene, som er Ekofisk, Eldfisk, hele Valhall-feltet og Edda, utgjør ca 2 000 millioner Sm³. For hver prosent utvinningsgraden øker, vil ca 20 millioner Sm³ eller 16,5 millioner tonn olje bli utvunnet. Til sammenligning var primært energiforbruk i Norge (før omvandlingstap) 15,5 millioner tonn oljeekvivalenter i 1978.

FIG. 2K
Ekofisk-området.
The Ekofisk area.



Det er et sterkt tidspress for å komme i gang med assistert utvinning. Effekten vil avta etter hvert, da reservoartrykket faller som følge av pågående utvinning. Videre har de eksisterende anleggene en begrenset levetid. Disse forhold gjør at adgangen til å øke utvinningsgraden er tidsbegrenset. Derfor kan assistert utvinning betraktes som energisparing. Omfanget er stort, som det fremgår av tallene ovenfor. Det er fullt rimelig å vente at en kan spare en energimengde fra de nevnte feltene alene som kommer opp imot Norges samlede forbruk i de år slik utvinning er effektiv.

I tidligere årsberetninger er det pekt på at injeksjon av gass i Ekofisk-feltet må antas å øke både produktiviteten og utvinningsgraden for olje effektivt. I 1979 har en fått dette bekreftet. En har tidligere ikke kunnet utelukke at gassen kan trenge seg raskt fram gjennom sprekker i reservoaret uten å fortrenge olje. Produksjonshistorien på Ekofisk-feltet viser at dette ikke er noe stort problem ennå. En stor del av gassen er funnet å samle seg øverst i reservoaret. Tilførsel av injisert gass og ekspansjon av tilstedeværende gass fortrenger olje, slik at en langt større del av denne kan bli produsert fra de aktuelle delene av reservoaret.

Under de forhold som hittil har eksistert, vil en volumenhet gass i reservoaret fortrenge en volumenhet gassmettet olje. Ved å injisere 1 000 Sm³ gass, vil en grovt sett oppnå å utvinne ett tonn olje i tillegg til det som ellers ville blitt utvunnet. Dessuten dannes det en gasslomme som utvider seg etter hvert som trykket i reservoaret faller. Gassen vil dermed bidra til å holde produktiviteten til reservoaret oppe. Etter hvert som den utvider seg, vil den kunne fortrenge stadig mer olje. Når trykket i reservoaret faller, og oppløst gass frigjøres fra olje, frykter en imidlertid at denne frigjorte gassen skaper strømningsleier forbi de største oljevolumene. Dagens positive effekt av gassinjeksjon ventes derfor å bli redusert. Hensynet til en streng økonomisering med ressursene tilsier at store gassmengder blir injisert så tidlig som mulig.

Gassen som blir injisert vil kunne utvinnes etter at den er blitt nyttet til å drive ut olje. Gassprisene blir stort sett fastsatt på grunnlag av oljeprisene ett til to år tilbake. En eventuell realverdistigning i oljeverdi vil derfor innebære økning i prisen for gass som utvinnes senere.

Gassinjeksjon vil øke de utvinnbare oljereserverne i de fleste feltene i området. Så lenge det ikke er tilstrekkelige mengder gass til stede i Ekofiskområdet til både å foreta injeksjon i flere felter samtidig, og å selge de kontraktsfestede gasskvanta, er det ikke grunnlag for å anvende naturgass som fortrenningsmiddel i stor målestokk.

Ekofisk-feltet er et av de feltene hvor gassinjeksjon vil ha høyest effekt på oljeutvinningsgraden. Derfor har en hittil begrenset gassinjeksjonen til dette feltet.

Ekofisk

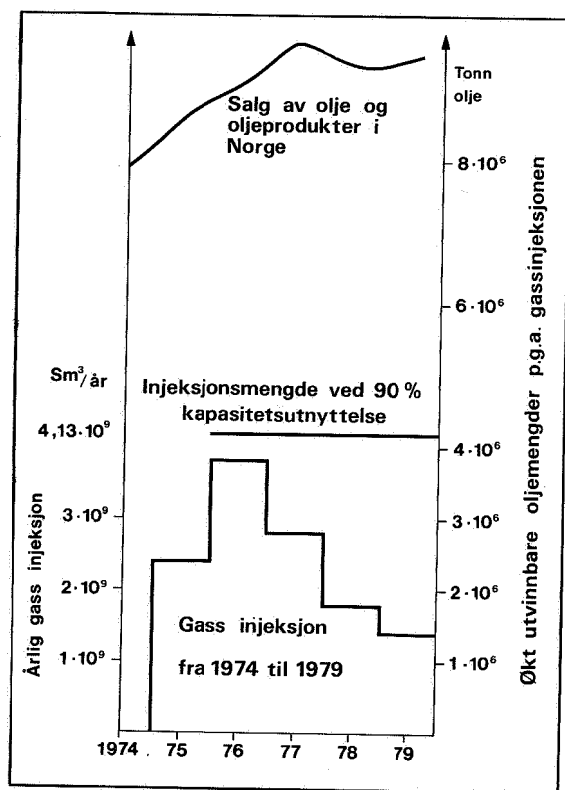
Under atmosfæriske forhold ville reservoarinnholdet i Ekofisk-feltet svare til ca 850 millioner Sm³ olje og 191 milliarder Sm³ gass. Under reservoartrykk og temperaturer er gassen oppløst i oljen uten at denne opprinnelig er gassmettet. Ekofisk-feltet betegnes derfor som et oljefelt. De opprinnelige utvinnbare reserver er anslått til 184 millioner Sm³ olje og 112 milliarder Sm³ gass, hvorav henholdsvis 78 millioner og 12 milliarder Sm³ er utvunnet pr 31.12.79.

Feltet ble satt i produksjon i 1971. En stadig større del av produksjonen er gass. Dette har sammenheng både med at trykket er lavere enn kokepunktstrykket og den utførte gassinjeksjonen. I deler av feltet har det som nevnt utviklet seg gasslommer. Brønner som produserer fra disse deler av feltet gir relativt stor gassproduksjon, hvilket reduserer gassens fortrennings effektivitet. Å la være å produsere fra gasslommer

FIG. 2L

Figuren viser gassmengdene som er injisert i Ekofisk-feltet i årene 1975—1979. 90% kapasitetsutnyttelse av injeksjonsutstyret er avsatt som en rett linje fra året 1975 til 1979. Tilgjengelig gass for injeksjon var ca $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ i 1975. Ordinatakse til høyre viser hvorledes utvinnbare oljemengder har øket for hvert av årene som følge av gassinjeksjonen. Figuren viser også at ved 90% kapasitetsutnyttelse av injeksjonsutstyret ville de utvinnbare oljemengder kunne økes med over 4 mill. tonn olje.

This graph shows the quantity of gas injected into the Ekofisk field during 1975—1979. The use of 90% injection capacity is shown by a straight line at $4,13 \times 10^9 \text{ Sm}^3/\text{year}$. The quantity of gas available for injection was $3 \times 10^9 \text{ Sm}^3$ in the year 1975. The right hand ordinate axis of the graph shows the increase in oil reserves in the Ekofisk field due to gas injection each year. If the 90% capacity of injection equipment had been used, the reserves in the Ekofisk field could have been increased by about 4×10^6 tons of oil.



mene har i realiteten samme virkning som gassinjeksjon. En sparer dessuten energien som går med til å drive injeksjonsutstyret. En reduksjon av produksjonen fra de aktuelle brønnene vil imidlertid føre til en reduksjon også av oljeproduktiviteten. Det blir derved et spørsmål om å veie økt produksjon og økte reserver på sikt mot et umiddelbart produksjonstap. Foreløpig er operatøren pålagt å injisere mindre mengder gass i Ekofisk-feltet. Det gir en vesentlig økonomisk gevinst for Norge og operatøren sett i forhold til disse mengder.

Fig 2L viser årlig gassinjeksjon og den oljemengde dette har øket reservene med. Figuren viser også injeksjonsnivået ved 90% utnyttelse av injeksjonskapasiteten. I samme figur er Norges oljeforbruk de siste årene avsatt. Figuren viser at i tidsrommet 1974—1979 er det injisert $12 \times 10^9 \text{ Sm}^3$. Dette har gitt en økning i utvinnbare oljereserver på 12 millioner tonn til en verdi pr 2. kvartal 1979 av ca 9,5 milliarder kroner.

Etter at gass-salget startet i 1977, ville vi kunne ha injisert ytterligere $6,5 \times 10^9 \text{ Sm}^3$. Dette ville etter Oljedirektoratets vurdering kunne ha gitt en økning i oljeproduksjonen og de utvinnbare oljereserver på 6,5 millioner tonn til en verdi pr 2. kvartal 1979 av ca 5 milliarder kroner over en 3—4 års periode. I denne perioden ville i så fall gassleveransene måtte reduseres. Dette ville gitt en reduksjon i inntektene på ca 2,4 milliarder kroner i perioden 1977—1979.

Rettighetshaverne i Ekofisk-feltet har besluttet å starte et forsøksprosjekt med vanninjeksjon. En ønsker med dette prosjektet å studere om det er mulig å injisere sjøvann i feltet og om vannfortrengning er tilstrekkelig effektiv til at det er forsvarlig å utføre dette i stor målestokk. Som meldt i forrige årsmelding gir de teoretiske studier positive resultater. Operatørens studier tyder på at dersom injeksjonen av sjøvann er mulig, vil en kunne øke utvinningsgraden for olje fra ca 18% til 28%. Dette vil kunne gi en økning av utvinnbare oljemengder på ca 100 millioner tonn til en verdi pr 2. kvartal 1979 av ca 80 milliarder kroner.

Virkingen ved eventuell vanninjeksjon gir best resultat ved tidlig anvendelse mens trykket i feltet ennå er nært kokepunktstrykket. Tidsfaktoren er derfor viktig. Dersom en foretar vanninjeksjon etter at det har fått utviklet seg fri gass som følge av trykkreduksjon, kan det injiserte vannet trenge raskt fram i gasssonene uten å fortrenge olje. Derfor er det i alles interesse å få avklart virkningene av vanninjeksjon i kritt-reservoarene så hurtig som mulig.

For å opprettholde oljeproduksjonen på Ekofisk, har en i løpet av 1979 boret fire nye produksjonsbrønner og omarbeidet en tidligere injeksjonsbrønn til produksjonsbrønn. I alt er det planlagt 8 nye produksjonsbrønner i Ekofisk-feltet.

Eldfisk

Eldfisk er et oljefelt på samme måte som Ekofisk. De tilstedeværende reservene er 587 millioner Sm^3 olje og 142 milliarder Sm^3 gass. Av dette er de opprinnelige utvinnbare reservene anslått å være 83 millioner Sm^3 olje og 52 milliarder Sm^3 gass, hvorav h.h.v. 2 millioner og 0,4 milliarder utvunnet pr. 31.12.79. Det vil bli produsert fra to plattformer, 2/7-A og 2/7-B. Eld-

fisk A ble satt i produksjon 8. august 1979 og Eldfisk B den 28. oktober 1979. Ved utgangen av 1979 var 7 brønner klargjort for produksjon på 2/7-A-plattformen og 3 brønner på 2/7-B-plattformen. Øst-Eldfisk vil bli produsert fra fire brønner som planlegges knyttet til A-plattformen.

Eldfisk har vist seg å være geologisk mer kompleks enn først antatt. Feltet er oppdelt av en rekke forkastningsblokker som gjør kartleggingen vanskelig. En får stadig nye viktige opplysninger gjennom produksjonsbrønner som bores.

I forrige årsmelding ble det pekt på at utvinningsgraden for Eldfisk ville bli lav uten assistert utvinning. Mulighetene for og virkningen av assistert utvinning på feltet er utredet av Oljedirektoratet og operatøren. Studiene viser at utvinningsgraden kan økes betraktelig ved vanninjeksjon, men at de geologiske forhold må klarlegges nærmere ved boring av produksjonsbrønner før omfanget av økonomisk attraktiv injeksjon kan beregnes. Operatøren ønsker dessuten å se resultatet av prøveprosjektet ved vanninjeksjon på Ekofisk før det tas nærmere stilling til vanninjeksjon i Eldfisk.

Det er gjort klart at gassinjeksjon i dette feltet ville kunne øke utvinningsgraden betraktelig.

Tor

Også Tor er et oljefelt. Tilstedeværende reserver er 125 millioner Sm³ olje og 25 milliarder Sm³ gass. Av de utvinnbare 28 millioner Sm³ olje og 17 milliarder Sm³ gass, er henholdsvis 6 millioner og 1 milliard Sm³ utvunnet pr. 31.12.79.

Produksjonen startet fra tre brønner 28.6.1978. Ved utgangen av 1979 var 10 brønner i produksjon. Plattform 2/4-E som dekker feltet, vil bli utstyrt med 15 produksjonsbrønner i alt. Det er ennå ikke tatt stilling til noen form for assistert utvinning på dette feltet. Operatøren planlegger å studere virkningene av et vanninjeksjonsprosjekt. Resultatet av forsøksprosjektet på Ekofisk vil være av stor betydning for vurdering av et mulig vanninjeksjonsprosjekt også på Tor.

Oljedirektoratet har i 1979 gitt Rogalandsforskning og Institutt for atomenergi i oppdrag å foreta en reservoarsimulering av dette feltet. Denne reservoarsimuleringen har gitt en modell for produksjonsforløp og reservoaroppførsel til Tor-feltet.

Edda

Edda er et lite oljefelt hvor de tilstedeværende reservene er anslått til 36 millioner Sm³ olje og 9 milliarder Sm³ gass. Herav er henholdsvis 8 mil-

lioner og 7 milliarder Sm³ utvinnbare. Edda ble satt i produksjon 2.12.79. Fire produksjonsbrønner er planlagt fra plattformen 2/7-C. Assistent utvinning er foreløpig ikke vurdert.

Vest-Ekofisk

Vest-Ekofisk har vært i produksjon siden 31.5.77. Dette er et kondensatfelt. Petroleum er opprinnelig i gassform i reservoaret. Når petroleumdampen kommer til overflaten, vil en stor del av den kondensere til væske ved retrograd kondensasjon. Under atmosfæriske forhold vil reservoarinnholdet utgjøre 103 millioner Sm³ olje og 31 milliarder Sm³ gass (tilstedeværende reserver). Opprinnelig utvinnbare reserver er anslått til 16 millioner Sm³ olje og 28 milliarder Sm³ gass. Av dette er h.h.v. 7 millioner og 10 milliarder Sm³ utvunnet pr 31.12.79. Kondensatet i Vest-Ekofisk kalles et rikt kondensat fordi den gir fra seg relativt stort volum olje når den når overflaten. Etter hvert som feltet produseres, vil trykket i reservoaret avta. Da vil også en del av gassen kondensere nede i reservoaret. Denne væsken felles først ut nær brønnene hvor trykket er lavest. Her «tetter» den til bergarten, noe som har ført til betydelig reduksjon i produktiviteten til hver enkel brønn.

En del av den utfelte væsken i et kondensatreservoar vil være fin fordelt over et så stort bergartsvolum at den ikke kan gjenvinnes. I prinsippet er det likevel mulig å oppnå en høy utvinningsgrad. Dette forutsetter at kondensatgassen fortrennes av tørr gass ved et trykk som er høyt nok til at væske ikke felles ut, og at den injiserte tørre gassen gjenvinnes ved å senke trykket til slutt.

Vanligvis vil slik gassinjeksjon ha høyere virkningsgrad enn vanninjeksjon ved utvinning av et kondensatreservoar. Siden gasstilgangen er begrenset, vil en måtte ta i betraktning muligheten for å øke utvinningsgraden på Vest-Ekofisk ved hjelp av vanninjeksjon. Oljemetningen i selve reservoaret forventes å bli så lav at vanninjeksjon i Vest-Ekofisk neppe vil gi det samme utbytte som det en kan forvente i de største oljefeltene. En slik vurdering bør derfor avvente resultatene av de utredninger som utføres for oljefeltene.

Vest-Ekofisk har 10 brønner i produksjon. Totalt har plattformen 15 brønnsliisser.

Albuskjell

Også Albuskjell er et kondensatfelt, men kondensatinnholdet pr volumenet er mindre enn i Vest-Ekofisk. De tilstedeværende reservene er anslått til 39 millioner Sm³ olje og 45 milliarder Sm³ gass. Av dette er 20 millioner Sm³ olje og 30 milliarder Sm³ gass anslått å være utvinn-

bart. Væskeutfellingen vil bli et mindre problem her. Geologisk sett viser feltet seg å være vesentlig forskjellig fra det rettighetshaverne antok etter at de tre undersøkelsesbrønnene var boret. Det har vist seg at en større del av feltet består av soner med dårlig porøsitet og høy vannmetning. Albuskjell-feltet blir boret opp fra to plattformer.

Produksjonen fra Albuskjell startet 25.5.79 fra en brønn på 1/6-A-plattformen. Ved utgangen av 1979 er fem brønner klare for produksjon. Produksjonen fra den første brønnen på 2/4-F-plattformen startet 26.7.79. Ved utgangen av 1979 er tre brønner klare for produksjon på denne plattformen.

I 1979 har Selskapet for industriell og teknisk forskning ved NTH (SINTEF) og Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser (IKU) foretatt en numerisk simulering av deler av Albuskjell på oppdrag fra Oljedirektoratet. Denne simuleringen har pekt på hvor følsom utvinningsgraden er for forskjellige utvinningsstrategier.

Utvinningsgraden for Albuskjell kan økes ved å foreta gassinjeksjon. Imidlertid vil gevinsten ved en slik injeksjon være liten her sammenlignet med effektiviteten ved injeksjon av gass i de største oljefeltene i området. Vanninjeksjon vil neppe øke utvinningsgraden i Albuskjell. Kondensatinnholdet her blir ventelig så finfordelt at det hverken vil strømme eller la seg fortrengre.

Cod

Cod er et lite kondensatfelt med 5 millioner Sm³ olje og 9 milliarder Sm³ gass tilstede. Utvinnbare mengder er anslått til 3 millioner Sm³ olje og 4 milliarder Sm³ gass, hvorav h.h.v. 1 million og 0,6 milliarder Sm³ er utvunnet pr. 31.12.79. Dette feltet ble satt i produksjon i november 1977. Feltet inneholder små kondensatmengder i forhold til gassmengdene. Derfor vil utvinningsgraden bli høy ved produksjon ved trykkavlastning. Dette feltet har vært stengt i lange tider før Ekofisk-anleggene kom i fulldrift (fase IV). Grunnen til dette er at feltet har det høyeste gass/olje-forholdet i hele Ekofisk-området. Dermed kan oljeproduksjonen holdes på høyest mulig nivå på kort sikt ved å stenge dette feltet når gassproduksjonen må begrenses.

2.5.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

I løpet av 1979 har de tre siste feltene i Ekofisk-området Albuskjell, Eldfisk og Edda som tidligere nevnt kommet i produksjon. (Se fig. 2M). Dette skjedde henholdsvis 26.5., 8.8. og 2.12. Dermed er denne utbyggingen kommet inn i fase IV, som er den foreløpig siste. Det er imidlertid muligheter for at et større vanninjeksjons-

prosjekt blir startet opp en gang ut i 1980-årene. Dette er betinget av resultatene fra forprosjektet som starter i 1981.

En ny plattform vil bli plassert i det nordvestre hjørnet av Ekofisk-tanken med broforbindelse over til denne. Denne plattformen skal ta imot oljen og gassen fra Valhall-feltet.

For nødvendig innkvartering av personell i Ekofisk-området, har det i tillegg til de permanente boligkvarterene, vært knyttet tre flyttbare boligkvarter (flotell). Av disse har det ene vært belagt med 2 personer pr rom, mens de to andre har vært belagt med fire personer pr rom.

I slutten av 1979 gikk flotellet «Henrik Ibsen» fra feltet til Stord Verft for å bli ombygget fra 228 til 600 senger. I ombygget tilstand vil «Henrik Ibsen» tilfredsstille Oljedirektoratets forskrifter.

På de permanente boligkvarterene er det bare på Vest-Ekofisk, hotellplattformen og Cod at personellet er belagt med 2 personer pr rom. Forøvrig er personellet belagt med fire personer pr rom.

For å bedre innkvarteringssituasjonen er det besluttet å bygge nye boligmoduler til boligplattformen 2/4 Q, hotellplattformen 2/4 H og oljepumpeplattformene 37/4 A og 36/22 A. Dette vil gi 176 nye sengeplasser som tilfredsstiller Oljedirektoratets forskrifter.

2.5.3 Rørledninger fra Ekofisk Ekofisk—Teesside

Rørledningen fra Ekofisk til Teesside er 345 km lang og har en diameter på 860 mm.

Den gjennomsnittlige gjennomstrømsrate har i 1979 vært ca 61.500 Sm³ olje pr døgn.

Ekofisk—Emden

Rørledningen fra Ekofisk til Emden er 442 km lang og har en diameter på 915 mm. I løpet av 1979 ble det transportert ca 34 millioner Sm³ gass pr døgn til Emden.

Tildeckingsarbeidet av rørledningen på dansk sektor ble ferdig i september 1979. I alt er 29 km av ledningen blitt tildekket.

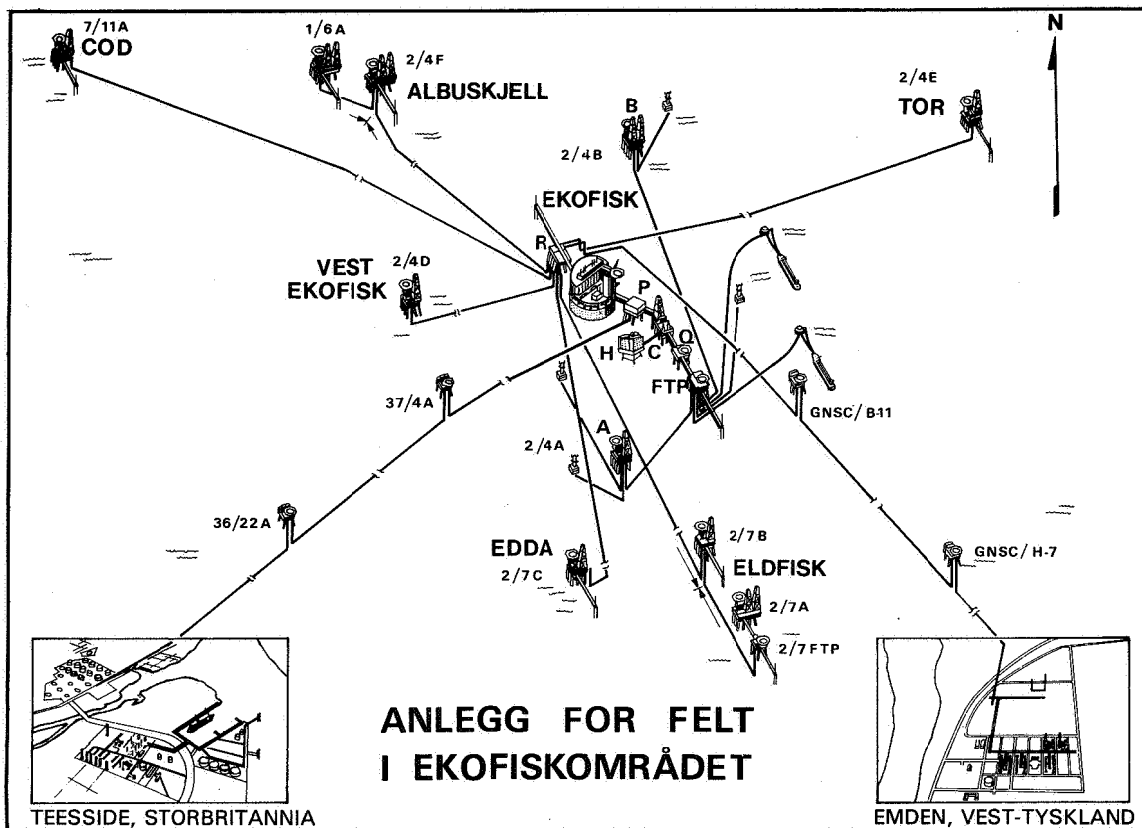
Det har vært problemer med ekspansjon av rørledningen. Dette har ført til problemer med bevegelse av stigerøret på 2/4 R plattformen på Ekofisk-feltet. For å utbedre dette ble det i oktober utført et forankringsprosjekt på ledningen 500 m fra 2/4 R.

Tilsvarende forankringsprosjekter blir nå vurdert ved gasspumpeplattformene H 7 og B 11.

2.5.4 Tilbakeføring av NGL fra Ekofisk-feltene

I forbindelse med ilandføringstillatelsen for petroleum fra feltene i Ekofisk-området, inngikk

FIG. 2M
Anlegg for felt i Ekofisk-området.
Installations in the Ekofisk area.



Phillips-gruppen avtale med den norske stat om tilbakeføring av NGL til Norge. Avtalen ble i første rekke inngått for å sikre leveranser av råstoff for norsk petrokjemisk industri. Rettighetene i henhold til avtalen som ble inngått med staten, ble senere overført til Noretyl (Statoil, Hydro, Saga) som står for utbygging og drift av Rafnes-anleggene.

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

Etan- og propanmengdene som produseres fra de enkelte feltene, finnes både i gassstrømmen og oljestrømmen. Store deler av mengdene som er i gassstrømmen blir kondensert ut under den endelige dehydrerings- og duggpunktbehandlingen på Ekofisk Senter. Dette kondensat blir blandet med oljestrømmen og ført via rørledning til Teesside. I Teesside har Phillips-gruppen bygget anlegg for stabilisering av oljen, slik at de lettere fraksjoner av den olje

som kommer fra rørledning blir tatt ut og behandlet videre i eget fraksjoneringsanlegg. Produktene fra anlegget er etan, propan og butan. For disse NGL fraksjonene, samt den stabiliserte olje, er det bygget lagrings- og avskipningsanlegg.

Phillips-gruppen skulle i henhold til avtalen levere de første mengdene etan/propan til Noretyl høsten 1976. På grunn av forsinkelser med utbyggingen av Ekofisk Senter og anleggene i Teesside, ble leveringen i første omgang forskjøvet til sommeren 1977.

På grunn av ytterligere forsinkelser med anleggene i Teesside, da spesielt fraksjoneringsanleggene for lagring av etan/propan, antok en at leveranser av NGL ikke kunne finne sted før sommeren -79.

Ved årsskiftet 78/79 la imidlertid Phillips-gruppen fram en plan som gikk ut på å forsere leveransen av propan. Primært for å etterkomme sine forpliktelser med hensyn til leveranse til Rafnes. Planen innebar en gradvis økning av propaninnholdet i oljestrømmen ved en gradvis omlegging av produksjonsopplegget på Ekofisk Senter.

Oljedirektoratet ga 2.2.79 tillatelse til at Phillips kunne iverksette sine planer for en gradvis omlegging. Planene ble iverksatt i løpet av mars og den første skipning av halvveis nedkjølt propan gikk fra Teesside 22.3.79. De overskytende etanmengdene ble brukt til brensel på anleggene. Butanen ble ført tilbake igjen i den stabiliserte olje.

Etter å ha løst en del problemer med lagringsanleggene for propan i Teesside, kom en i gang med ordinær leveranse av NGL i august. Senere har produksjonen NGL i Teesside og tilbakeleveringen gått uten problemer og det produseres nå mer enn hva som er fastsatt i henhold til avtalen.

2.5.5 Brenning av gass fra Ekofisk

Mengden gass som er blitt brent fra Ekofiskfeltene fremgår av fig 2N og fig 2O.

I fase I av Ekofisk-utbyggingen, fra 1971 til 1974, ble det drevet prøveproduksjon og lasting via bøye. All gass ble brent.

Under fase II, i 1974 og 1975, var det produksjon fra Ekofisk FTP med lasting via bøye hvor gassen delvis ble benyttet som brensel og delvis ble brent over fakkel. Injeksjon startet først i januar 1975. På grunn av problemer forbundet

med gass-injeksjonsutstyret, ble gass fortsatt brent.

Etter at leveransen av gass til Emden kom i gang, har brenningen av gass blitt redusert. Den brenning som har funnet sted, skyldes hovedsakelig problemer med kompressorer og annet gassbehandlingsutstyr. I beretningsperioden har produksjonsanleggene på Ekofisk, Albuskjell og Edda blitt klargjort og koplet til Ekofisk Senter. Under selve oppstartfasen av disse anleggene, er det blitt brent en del gass.

FIG. 2O

% gjennomsnittlig gassmengde brent av total gassproduksjon på Ekofisk.

Percentage average flared gas out of total gas production on Ekofisk.

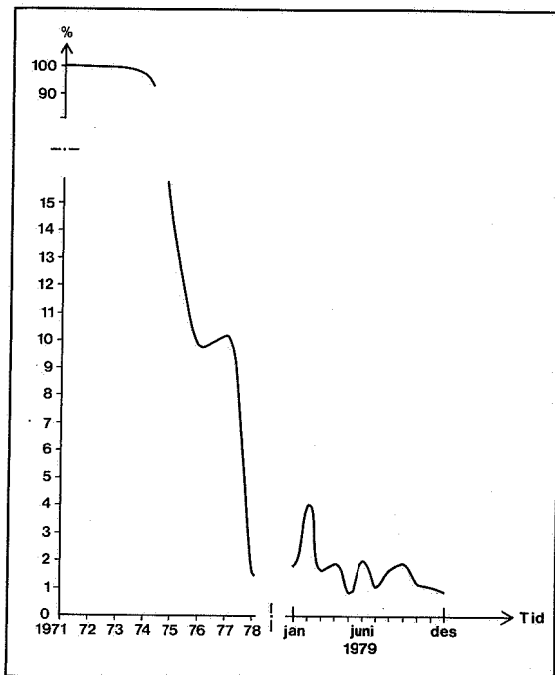
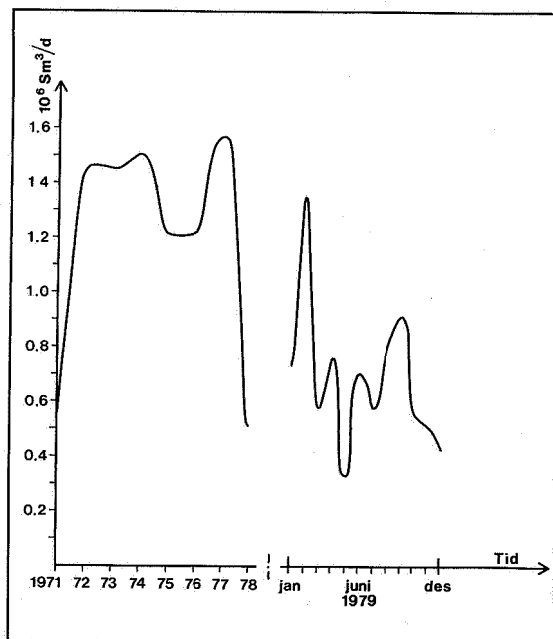


FIG. 2N

Gjennomsnittlig gassmengde brent på Ekofisk.

Average quantity of gas flared on Ekofisk.



2.6 VALHALL-HOD

Valhall og Hod er to oljefelt som ligger ca 35 km sør-øst for Ekofisk (fig 2K). De er av samme type som de øvrige feltene i Ekofisk-området, men omtales likevel separat, fordi rettighetshaverne ikke er de samme. Feltene ligger i den sørlige delen av blokk 2/8 og det meste av blokk 2/11. Strukturenes vestflanke går inn i blokk 2/7.

2.6.1 Utnyttelse av forekomstene

Valhall og Hod hører geologisk og reservoarmessig sammen med de øvrige feltene i Ekofisk-området. De tilstedeværende reservene i Valhall-feltet er anslått å være 376 millioner Sm³ olje og 94 milliarder Sm³ gass. Av disse vil antagelig 43 millioner Sm³ olje og 28 milliarder Sm³ gass bli utvunnet gjennom Valhall A utbyggingen. Hvorvidt ytterligere petroleumsmengder kan utvinnes, avhenger av om feltet blir fullt utbygget og om assistert utvinning kan komme i gang. Erfaringene fra øvrige felt i Ekofisk-området kan ventelig benyttes til å vurdere hvordan ressursene i Valhall og eventuelt Hod kan utnyttes.

Produksjonserfaringene fra Ekofisk-feltet viser at gassinjeksjon har ført til betydelig økning av utvinnbare oljemengder. Oljedirektoratet vurderer nå hvordan både gass- og vanninjeksjon vil påvirke utvinningen fra Valhall-Hod.

Samtykke til ilandføring av petroleum er gitt på vilkår av at «Amoco/Noco-gruppen skal legge fram et utredningsprogram for å klarlegge hvordan utvinningsgraden kan økes for olje ved injisering av gass, vann eller andre stoffer. Programmet skal godkjennes av departementet» (St.meld. nr 92 1976—77). Oljedirektoratet ven-

ter at dette programmet fremlegges med det første.

Amoco/Noco- og Phillips-gruppen har ennå ikke funnet noen forhandlingsløsning for transport av NGL fra Valhall. Dersom det ikke er mulig å komme frem til et forhandlingsresultat, vil NGL kunne bli pumpet tilbake i reservoaret. Dette vil i så fall redusere NGL-mengdene fra norsk kontinentalsokkel.

Ennå foreligger det ikke planer for utbygging av resterende deler av Valhall og av Hod. Hod kan i stor grad betraktes som et isolert felt. Utvinning av Valhall vil neppe påvirke produksjonsoppførselen til dette. Økonomisk sett vil det allikevel være klare fordeler ved å benytte eksisterende anlegg på Valhall og Ekofisk ved produksjon av Hod.

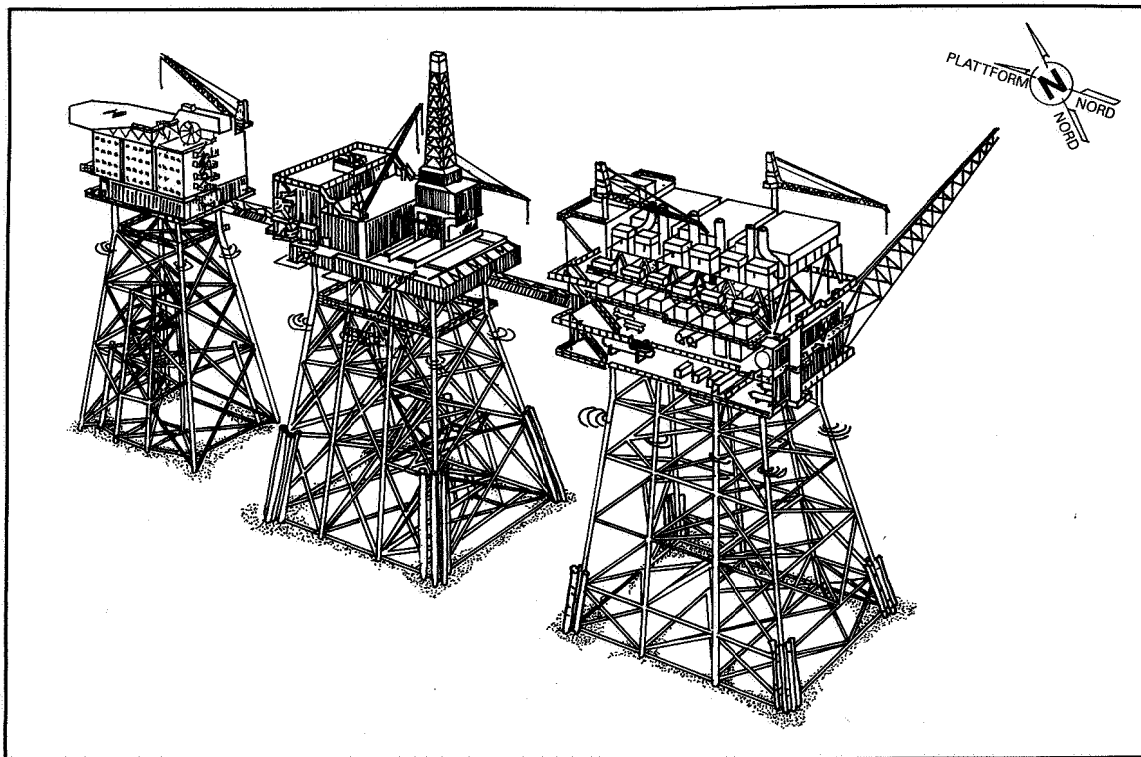
Det er sannsynlig at også de delene av Valhall-feltet som ikke inngår i utbyggingen blir berørt av produksjon fra Valhall A. I så fall kan reservoarbetingelsene bli forringet i disse delene av feltet.

I St.meld. nr 92 (1976—77) om ilandføring av petroleum fra feltene Valhall og Hod er en av forutsetningene for godkjennelse at «rettighets-haverne bygger ut hele komplekset med tilstrekkelig brønndekning». Oljedirektoratet vurderer

FIG. 2P

Installasjoner på Valhall.

Installations on Valhall.



når en beslutning om å utvikle resten av Valhallfeltet må tas og de ressursmessige konsekvensene av å unnlate å ta en slik beslutning.

2.6.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Ilandføringstillatelse basert på trinnvis utbygging av feltene, ble gitt i mai 1977. Godkjenning av konseptet for en plattformløsning for utbygging av første trinn, den sentrale delen av Valhall i blokk 2/8, ble gitt i august 1977. Det foreligger ikke konkrete utbyggingsplaner for de neste trinnene, men behandlingsutstyret for olje og gass fra Valhall A blir dimensjonert med tanke på en senere tilkøpling av Hod og andre deler av Valhall.

1. utbyggingsfasen av Valhall A, vist på fig 2P, omfatter utbygging av den sentrale delen av Valhall-strukturen i blokk 2/8 med 3 plattformer — en boreplattform, en produksjons/kompresjonsplattform og en boligplattform.

For tilknytningen til Ekofisk Senter vil det i tillegg bli bygget en ny stigerørplattform som skal forbindes med bro til vestenden av Ekofisk-tanken.

Prosjekteringsarbeidet for alle fire plattformene er på det nærmeste ferdig. Boreplattformen er planlagt satt sommeren 1980. Produksjons/kompresorplattformen skal også settes sommeren 1980. Til denne plattformen vil det bli benyttet en modifisert stålfot som tidligere var ment brukt på SØ-Tor. Etter omarbeidelse vil den bli slept fra USA til Norge. Norske bedrifter er blitt tildelt store arbeidsoppgaver i forbindelse med fabrikkasjon av dekk og moduler. Stålfoten til boligplattformen er under bygging og beregnes satt i begynnelsen av 1980. Den nye stigerørplattformen planlegges satt ved Ekofisk Senter i slutten av 1980 og skal være driftsklar høsten 1981. Ved årsskiftet 1979/80 var stålfoten under bygging, mens arbeidet med dekk og bro var ute på anbud.

Legging av rørledninger fra Valhall A til Ekofisk er planlagt til å begynne våren 1980.

Stabilisert råolje og gass, egnet for transport i rørledning, vil bli transportert separat i to 20" rørledninger til Ekofisk Senter, hvor det allerede eksisterende transportsystem til Emden og Teesside skal benyttes. Dersom det blir nødvendig å skille ut NGL på Valhall, vil denne bli reinjisert i reservoaret såfremt det ikke er transportkapasitet i Ekofisk-systemet.

Boring av den første brønnen vil bli påbegynt i slutten av 1980, og produksjonen ventes å komme i gang høsten 1981.

2.7 FRIGG-OMRÅDET

2.7.1 Utnyttelse av forekomstene

Frigg-området omfatter Frigg og satellittfeltene

Ø-Frigg, SØ-Frigg, NØ-Frigg og Odin (Fig 2Q). Ved utgangen av 1979 er fremdeles situasjonen den at kun hovedfeltet er besluttet utnyttet. Det vurderes fortsatt om også NØ-Frigg og Odin skal bygges ut. Hovedfeltet har vært i produksjon fra høsten 1977. Operatør er selskapet Elf Aquitaine Norge A/S.

Frigg er et gassfelt med en underliggende oljesone. Gassen består av ca 95% metan og har et forholdsvis beskjedent kondensatinnhold. Dette felles ikke ut før gassen er bragt til overflaten, hvor det skilles ut og selges. Oljelaget under gassen er ikke produserbart.

De tilstedeværende gassreservene i Friggfeltet er anslått til 268 milliarder Sm³, hvorav 194 milliarder Sm³ anslås å være utvinnbare. Av disse er 118 milliarder Sm³ på norsk sokkel, og 13 milliarder Sm³ av denne andelen er utvunnet pr 31.12.79.

Oljedirektoratet har i tidligere årsberetninger vist til at gass vil strømme fra satellittfeltene til hovedfeltet når dette blir produsert. En separat utbygging av satellittfeltene vil kunne begrense tap av ressurser dersom utbyggingen skjer innen rimelig tid. (Jfr årsberetning for 1978). Operatøren Elf Aquitaine Norge A/S i blokkene 25/1 og 25/2 og Esso Exploration and Development Norway Inc, som er operatør i blokk 30/10, har i 1979 arbeidet kontinuerlig med vurdering av forskjellige mulige tekniske løsninger for å utnytte satellittfeltene. Forhandlinger pågår mellom Elf og Esso angående transportløsning for gassen i blokk 30/10 og fordeling av gassen i NØ-Frigg. Oljedirektoratet har nøye fulgt utviklingen i rettighetshavernes tekniske studier.

Spørsmålet om når og i hvilken grad gass vil strømme fra satellittfeltene over i hovedfeltet, vil være avhengig av trykk-kommunikasjon mellom Frigg-formasjonen og Heimdal-formasjonen. Heimdal-formasjonen inneholder vann og ansees å være avsatt kontinuerlig over et meget stort område sammenlignet med utbredelsen av Frigg-formasjonen. Trykk-kommunikasjonen vil også øve innflytelse på utvinningsgraden i selve Friggfeltet (jfr årsberetning for 1977). Høyeste utvinningsgrad får man i tilfellet med begrenset vanninnstrømming, lavest ved kraftig vanninnstrømming.

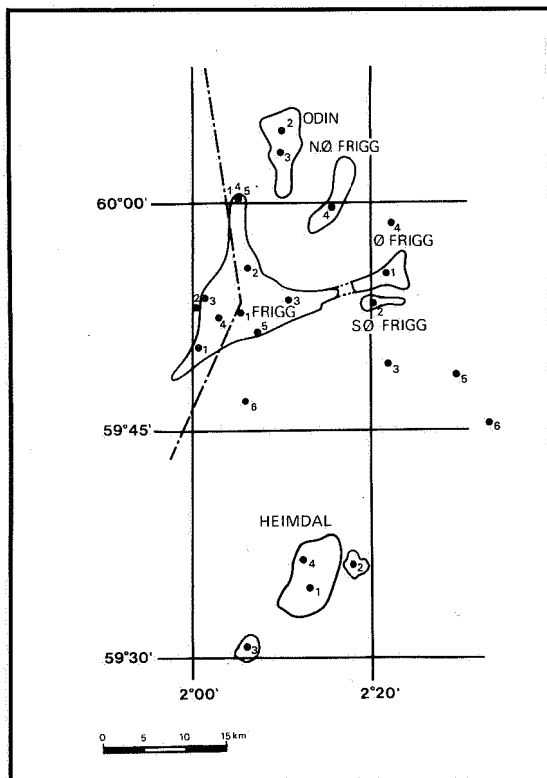
For å få registrert på et tidlig tidspunkt om det er trykk- og strømningskommunikasjon mellom de to geologiske formasjonene, ble det våren 1978 boret en observasjonsbrønn, 25/1-A22 (jfr årsrapport 1978). Brønnen ble komplett i Heimdal-formasjonen og brukes til å registrere trykkfallet i denne formasjonen.

I 25/1-A22 er det dessuten blitt kjørt borehullslogger for å lokalisere en eventuell bevegelse av gass/olje og vann/olje-kontakten i Friggreservoaret. Målinger i 1979 synes å indikere

trykk-kommunikasjon gjennom tuffsonen, et skiferholdig sandlag som skiller Frigg- og Heimdal-formasjonen, fordi trykket i Heimdal-formasjonen avtar som følge av gassproduksjon. Trykkreduksjonen er vesentlig mindre enn den en måler i Frigg-formasjonen, noe som skulle tyde på begrenset trykkforbindelse gjennom tuffsonen. Borehullsloggene angir videre en viss heving av vann/olje-kontakten. Sammen med trykkmålingene indikerer dette et visst naturlig vann driv, dvs at trykket i reservoaret delvis opprettholdes ved at vann strømmer inn etter hvert som gass blir produsert. Viktige moment er at når trykket i Frigg-formasjonen delvis opprettholdes, vil dette forsinke gassinnstrømningen fra satellittfeltene. Videre vil det bidra til at trykkfallet, og derved behovet for kompressorer på plattformen forsinkes.

Den kunnskapen man har fått om reservoaret i 1979, tyder på at utvinningsgraden for gass kan bli høyere enn tidligere antatt. Rettighetshaverne har derfor økt anslaget for utvinnbare gassmengder med ca 6%. Økningen skyldes trykk-kommunikasjon både med Heimdal-formasjonen og satellittfeltene. Rettighetshaverne har da ikke tatt i betraktning den gassen som antagelig vil migrere fra satellittfeltene.

FIG. 2Q
Frigg-området.
The Frigg area.



2.7.2 Felles utnyttelse (unitisering)

Frigg-feltet er unitisert mellom Norge og Storbritannia med 60,82% norsk andel og 39,18% britisk andel. Fordelingen som ikke inkluderer Frigg-satellittene, ble vedtatt av partnerne i 1977 og myndighetene i de to landene undertegnet i 1976 en traktat om feltets utnyttelse. Innen 1981 kan fordelingen vurderes på nytt, basert på tidligere og nye data, samt feltets produksjonshistorie.

2.7.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Plattformenes plassering på Frigg-feltet fremgår av fig 2R.

Utbyggingen på britisk side består av:

- CDP 1 — en kombinert bore- og produksjonsplattform
- QP — en plattform for bolig og kontrollseneter
- TP 1 — en prosess- og gassbehandlingsplattform

Oljedirektoratet gav på ettersommeren 1978 produksjonstillatelse til begge plattformene på norsk side:

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

2.7.4 Skader på installasjoner

Frigg TCP 2

7/9 -79 sviktet lukke-mekanismen for endedekselet på «pig-trap» på sjølinjen fra DP2. Endedekselet blåste ut og kuttet en bjelke.

Nedstengningssystemet fungerte slik det skulle, og feltet ble nedstengt og trykkavlastet. Reaksjonskreftene fra gassutstrømningen forflyttet rørarrangementene tilkopleet «pig trap» ca. 30 cm ut av posisjon, og forårsaket en del mindre skader forøvrig i området. Det ble foretatt en omkopling slik at en redusert produksjon kunne settes i gang 1.10.79. Reparasjon av rørsystemer og øvrige skader ble utført, og 28.10 ble normal produksjon gjenopptatt.

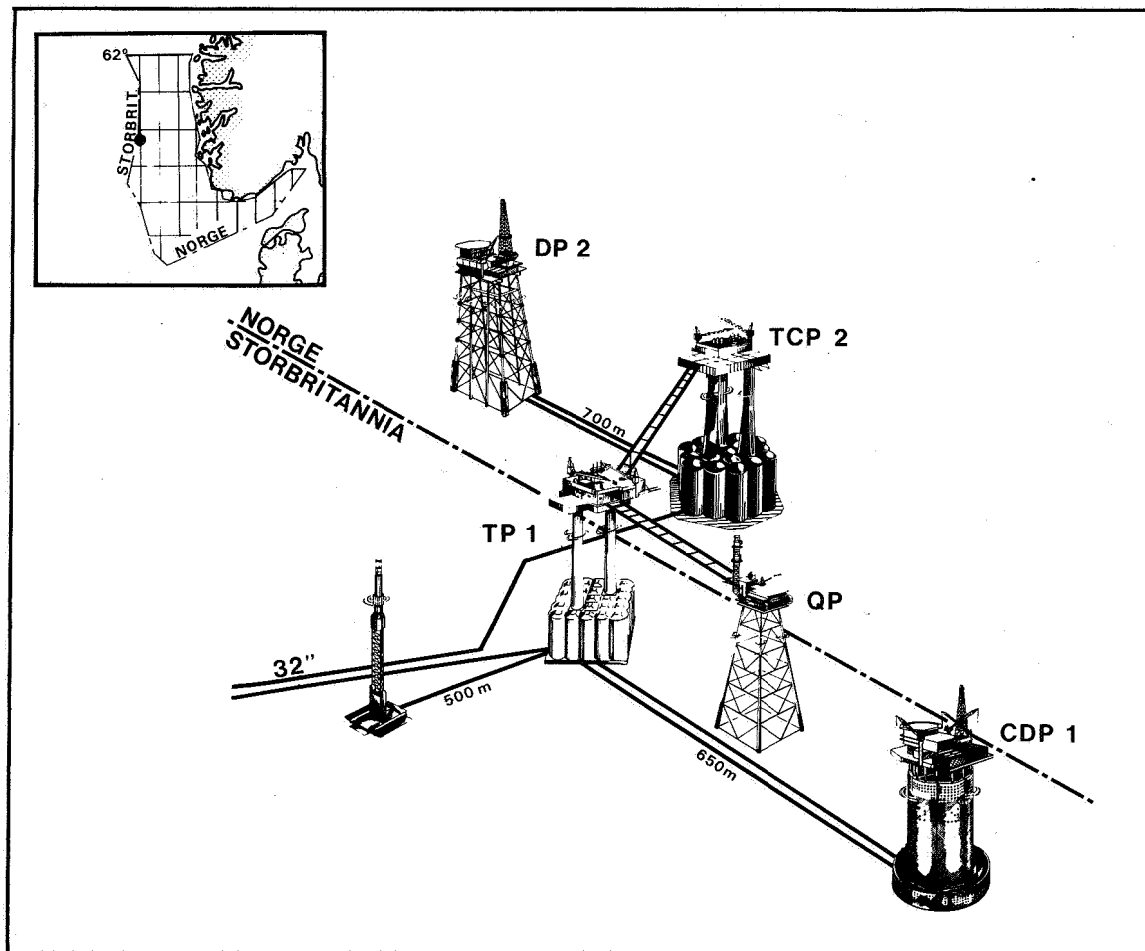
Frigg flammertårn (flare)

I uke 41 ble det registrert at sjøvann trengte inn i sjølinjen mellom TP1 og flammertårnet. Gass måtte sendes til tårnet med stadig kortere tidsintervaller for å få ut vannet, men lekkasjen øket.

Elf Aquitaine Norge (EAN) hadde dykkere nede flere ganger for å finne ut hvor lekkasjen var. 12.11.79 var lekkasjen lokalisert til det ene av de to separate rørsystemene i tårnet. Det defekte rørsystem ble nedstengt, og normal (flaring) avbrenning og trykkavlastning foretas gjennom det intakte systemet.

EAN arbeider nå med planer for reparasjon og suppleringsløsninger for trykkavlastningssystemet.

FIG. 2R
Installasjoner på Frigg.
Installations on Frigg.



2.8 STATFJORDOMRÅDET

2.8.1 Utnyttelse av forekomstene

Statfjordområdet omfatter Statfjord, 33/9-Alfa og 33/9-Beta, (fig 2S). Av disse er hittil kun Statfjord erklært kommersielt og besluttet utbygget. Dette er et oljefelt som inneholder 811 millioner Sm³ olje og 142 milliarder Sm³ gass. Av dette betraktes for tiden 84,09322% å være norsk eller 682 millioner Sm³ olje og 119 milliarder Sm³ gass. Både de utvinnbare reserver og de utvunne mengder deles etter denne nøkkel som settes lik fordelingen av tilstedeværende oljemengder, og uten hensyn til om gassreservene eller utvinningsgraden under de to lands areal er forskjellig. Dette er en alminnelig praksis som har den fordel at fordelingen ikke påvirkes av måten feltet utnyttes på. Det vil dermed ikke innføres noe element i fordelingsavtalen som kan forrykke partenes interessefelleskap om utnyttelsen av forekomstene. De utvinnbare re-

server som tilfaller Norge er anslått å være 341 millioner Sm³ olje og 48 milliarder Sm³ gass. Operatør for utbyggingen er Mobil Exploration Norway Inc.

Murchison er et annet felt som både ligger geografisk i samme område og i den samme geologiske formasjon som Brentreservoaret i Statfjordfeltet. Dette behandles imidlertid som eget felt da det utbygges fra britisk side med annen operatør og egen utviklingsplan.

Prinsippene for utvinning av forekomstene i Statfjordfeltet er tidligere beskrevet i Oljedirektoratets årsberetning for 1977. Det tas sikte på assistert utvinning fra starten av, med vanninjeksjon i Brentreservoaret og gassinjeksjon i det underliggende Statfjordreservoaret. Det er i beretningsperioden ikke fattet beslutninger som endrer disse planene.

Tidspunktet for når det blir nødvendig å starte salg av gass, er et viktig spørsmål som frem-

deles er under utredning. Den planlagte gassinjeksjonen vil ha en positiv virkning i Statfjordreservoaret, men denne vil være tidsbegrenset. Varigheten av gassinjeksjon må derfor nøye veies mot fordeler med og muligheten for tidligere inntekter gjennom gass-salg. Rettighetshaverne har i 1979 gjennomført reservoarstudier for å vurdere konsekvensene av forskjellige tidspunkt for start av gass-salg. Forskjellige transportalternativer for gassen blir også vurdert. Reservoarstudiene indikerer at en del av den injiserte gassen forholdsvis tidlig kan trenge fram til produksjonsbrønnene i Statfjordreservoaret, slik at disse får et stigende gass/olje-forhold. I siste halvdel av 80-årene kan man også få problem med at Statfjordreservoaret ikke lenger kan motta all gassen som skal injiseres. Rettighetshaverne arbeider derfor for å få istand en transportløsning for gassen fra et forholdsvis tidlig tidspunkt for å gardere seg mot mulige problemer. Dette arbeidet må sees i sammenheng med hvilke gasstransportmuligheter som er ønskelige fra denne delen av kontinentalsokkelen, og når en rørledning kan være tilgjengelig.

Oljedirektoratet har bedt om å få vurdert hvilke muligheter som foreligger til å løse eventuelle problemer dersom det skulle oppstå vansker med å injisere gass i.h.t. den opprinnelige planen tidligere enn ventet. Spørsmålet er fortsatt under utredning. Oljedirektoratet antar at det vil være teknisk mulig å unngå både å redusere oljeproduksjonen og å brenne gass som følge av eventuelle problemer.

I 1979 er det boret og ferdigstilt 4 brønner fra Statfjord A-plattformen, hvorav 3 er produksjonsbrønner og 1 er gassinjeksjonsbrønn. Produksjonen på Statfjord A startet 24.11.79. Gassinjeksjonsutstyret er ennå ikke klart til å settes i drift, men arbeidet med dette gis nå høy prioritet, og gassinjeksjon planlegges å starte 1. mai 1980. For tiden fram til mai er det gitt en begrenset tillatelse til brenning av gass, slik at det kan produseres nok olje til en forsvarlig uttesting av produksjonsanlegget. Oljedirektoratet følger dette arbeidet nøye og påser at ikke unødig store gassmengder går tapt ved brenning. En holder seg på dette punkt til den godkjente utbyggingsplanen som forutsetter tilbakeføring av gass til reservoaret.

2.8.2 Felles utnyttelse — unitisering

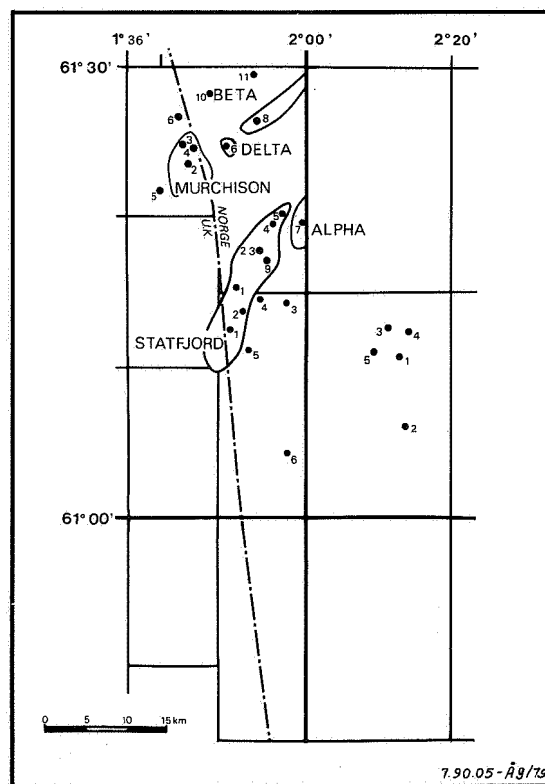
Statfjordfeltet ligger på grensen mellom Norge og Storbritannia. Etter omfattende studier og forhandlinger er rettighetshaverne kommet frem til at 84,09322% av reservene ligger på norsk side, mens 15,09322% ligger på britisk side. Samtidig har rettighetshaverne økt reserveanslaget for utvinnbar olje for hele feltet fra 485 millioner Sm³ til 571 millioner Sm³.

På grunn av den avgang som har vært ved Oljedirektoratet i 1979, har det ikke vært mulig å revurdere reservene eller andelsfordelingen. Fordelingen er imidlertid foreløpig, og den skal revurderes allerede 1.1. 81, 1.1. 83, 1.1. 86, og deretter hvert 4. år på grunnlag av den samlede datamengde som er tilgjengelig ved disse tidspunkt. Den nåværende fordeling er derfor ikke endelig. Det vil i fremtiden bli mulig å bestemme fordelingen med en stadig større grad av nøyaktighet etter hvert som tettheten av produksjonsbrønner øker. Myndighetene godkjente rettighetshavernes foreslåtte fordeling i november 1979.

Rasjonell utbygging og produksjon av feltet forutsetter avtale mellom rettighetshaverne på begge sider av grensen. En slik «Unitization and unit operating agreement» med diverse tillegg ble undertegnet 11.6.79.

Feltets beliggenhet reiser også en rekke problemer for myndighetene, og det har gjennom lengre tid vært ført forhandlinger. En traktat ble undertegnet 16.10. 79. På norsk side forutsetter denne ratifisering av Stortinget. Avtalen følger i hovedsak samme opplegg som den tilsvarende traktat om felles utnyttelse av Friggfeltet.

FIG. 25
Statfjord-området.
The Statfjord area.



2.8.3 Produksjonsanlegg/faste installasjoner

Statfjord A plattformen ble startet opp i november 1979 uten spesielle problemer.

Statfjord B er midt i byggefasen.

Kvalitetssikringsplanene for deler av prosjektet er forelagt Oljedirektoratet.

Det vises ellers til avsnitt 2.7.2 Produksjonsanlegg/faste installasjoner i årsberetningen for 1978 for en nærmere beskrivelse av de faste installasjoner.

2.8.4 Brenning av gass fra Statfjord A

I forbindelse med oppstart av Statfjord A, har behovet for brenning av gass blitt nøye vurdert.

Behovet for å brenne gass skyldes følgende forhold:

- a) opprensning av produksjonsbrønnene
- b) pilot-flamme
- c) nød-brenning
- d) brenning av assosiert gass i oppstartfasen før reinjeksjonsutstyret er klart for bruk.

For hver brønn som settes i produksjon, må en viss mengde olje og gass brennes på grunn av urenheter i brønnen. Disse mengdene er imidlertid ubetydelige.

For å hindre at luft kommer inn i produksjonsutstyret fra fakkell, er det nødvendig med en viss strøm gass. For Statfjord A er denne mengden satt til ca. 0,002 millioner Sm³/dag.

Ved svikt i utstyr og/eller komponenter kan det være nødvendig å avlaste trykket i produksjonssystemene. Dette kan over kortere tidsperioder medføre vesentlig brenning av gass. Den maksimale brennekapasitet er 11 millioner Sm³/dag. I praksis vil det bety at all produsert gass kan brennes i perioder.

Under oppstart og igangkjøring av anleggene er brenning forbundet med pkt a), b) og c) av underordnet betydning. Det som har betydning i denne periode, er tiden fra den første brønn settes i produksjon til gassinjeksjonsutstyret er operasjonelt.

For i det hele å kunne operere et anlegg som Statfjord A, er det nødvendig med en viss minimum produksjon av olje. For oppstartfasen ble denne mengden estimert å tilsvare en gjennomsnittlig mengde assosiert gass som er mindre enn 1,6 millioner Sm³ pr. dag, som vil bli tillatt brent. Den gjennomsnittlige daglige mengde brent gass fra oppstart 24.11 til 31.12.79 er 1,42 millioner Sm³.

2.9 MURCHISON

Murchison ligger i likhet med Statfjordfeltet delvis på norsk og delvis på britisk side av delinjen på kontinentalsokkelen (fig 2S). Størstedelen av feltet ligger på britisk side. Operatør for Murchisonutbyggingen er Conoco North

Sea Inc. og Statoil/Mobil-gruppen representerer deltakelsen på norsk side.

Den 5.4.79 ble det inngått avtale mellom britiske og norske rettighetshavere om felles utnyttelse av feltet. Den fastsetter den norske andelen av Murchison-feltet til 16,25%. Avtalen er ennå ikke godkjent av de to lands myndigheter. Utvinnbare reserver, som tilfaller Norge er anslått å være 9 millioner Sm³ olje og 1 milliard Sm³ gass.

Traktaten mellom britiske og norske myndigheter om felles utnyttelse ble undertegnet 16.10.79, men er ennå ikke ratifisert.

Murchison vil bli utbygd med en fullt integrert plattform i stål. Stålfoten som bærer plattformen, ble installert på feltet i august 1979, og arbeidet med løfting og montering av modulene har gått uten store forsinkelser. Operatøren regner med at produksjonen kan starte i oktober 1980.

Murchison vil ha en produksjonskapasitet på 20 000 Sm³ (130 000 fat) pr. døgn i årsgjennomsnitt, dvs. en maksimal årsproduksjon på i overkant av 7,5 millioner Sm³ olje. Oljen vil bli ilandført i rørledning via det britiske Cormorant-feltet til Sullom Voe på Shetland.

Denne oljen inneholder også noe NGL (våt-gass), som vil bli utskilt i terminalen i Sullom Voe.

2.10 PETROLEUMSRESERVER OG UTNYTTELSES-STRATEGI

Under beskrivelsen av de fleste felt som er under produksjon eller utbygging, er det ovenfor vist til forhold som har betydning for utnyttelsen av forekomstene. I de aller fleste tilfelle vil det være slik at selv om forekomstenes størrelse og egenskaper er naturgitt, vil den andelen av de tilstedeværende petroleumsmengder som kommer forbrukerne til gode avhenge av hvordan disse forholdene utnyttes. Etter en kort sammenfatning av de forhold som påvirker utnyttelsen, vil det nedenfor bli gjort rede for størrelsen av de tilstedeværende og utvinnbare reserverne på kontinentalsokkelen. De utvinnbare reserverne vil være slike som kan forventes å bli utvunnet ved de planer som foreligger og de utbyggingstradisjoner som hittil har vokst frem på kontinentalsokkelen. Reserver som det arbeides med å kartlegge drivverdigheten av gjennom metoder for økning av utvinningsgraden, er ikke gjengitt.

2.10.1 Utnyttelses-strategi

Knapphet på olje vil etter alt å dømme bli et sentralt spørsmål i resten av dette århundre. Verdens oljeforbruk er i dag så høyt relativt til tilgangen på nye reserver at forholdet mellom kjente reserver og årlig forbruk avtar merkbart.

Hvor store petroleumsmengder som ennå ikke er påvist, og når alternative energikilder kan tas i bruk, er et åpent spørsmål. Uansett hvilken forventning til verdens petroleumstilgang man velger å basere seg på, så er det ganske klart at det er nødvendig med en streng økonomisering av petroleumskonsumet på den ene siden, og en forbedret utnyttelse av de kjente petroleumsservene på den andre. Bl.a. de økte oljepriser vil oppmuntre til å øke utvinningsgraden fra petroleumforekomstene, særlig i de deler av verden hvor leveransene kan forventes å bli stabile.

Økonomien i tiltak for økt utvinning kan være vanskelig å vurdere i mange tilfeller. Merinntektene vil komme fra en tilleggsproduksjon som i seg selv kan være vanskelig nok å beregne. At dessuten produksjonen uten slike tiltak er forbundet med usikkerhet, gjør oppgaven særlig utfordrende.

Ofte vil rentabiliteten ved metodene for økning av utvinningsgraden være lavere enn ved den opprinnelige utvinningen. Dette skyldes først og fremst at ventetiden mellom merinvesteringer og merinntekter som regel er lengre. Raskt økende realpriser på olje og gass fører likevel til at det er mer attraktivt, også ut i fra rent kommersiell interesse, å få mer ut av forekomstene. Konflikten mellom hensynet til høy rentabilitet og hensynet til økonomisering med petroleumssressursene vil være mindre i perioder med realprisoppgang.

Spørsmålet om utnyttelse av kontinentalsokkelens petroleumsservener ble lagt frem for Stortinget senest i 1979 i St.meld nr. 42 (1978-79) om energiøkonomisering, avsnitt 5.4, hvor det bl.a. heter:

«Regjeringen ser det som et hovedpunkt i sin energipolitikk å bidra til en samfunnsøkonomisk forsvarlig utnyttning av petroleumforekomstene».

En av Oljedirektoratets viktigste oppgaver er å påse at reservene på norsk kontinentalsokkel blir gjenstand for forsvarlig utnyttelse. Reglene for dette arbeidet ble trukket opp i de midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster som trådte i kraft 17.10.78.

Utvinningsgraden for olje fra et oljefelt vil normalt være 15—25% ved primær produksjon d.v.s. utvinning utelukkende ved reduksjon av reservoartrykket. Dette betyr at minst 3/4 av oljen blir forlatt i undergrunnen og da ofte under lavt trykk og med slik utbredelse at den er vanskelig tilgjengelig. Det finnes mange metoder for økt utvinning, og en rekke har vært testet i felt på land med variabel teknisk og økonomisk suksess. De fleste metoder omfatter injek-

sjon av ulike typer gass eller injeksjon av vann med eller uten kjemiske tilsetningsstoffer. Hvilken eller hvilke metoder som bør anvendes må vurderes spesielt i hvert enkelt tilfelle bl.a. ut fra reservoarets egenskaper og tilgjengeligheten av injeksjonsfluid. Hittil er det bare de enkleste former for gass- og vanninjeksjon som er tatt i bruk ved oljeutvinning til havs. Dette henger sammen med at mye forskning ennå gjenstår på bedre egnede metoder. Dessuten kan ikke de forsøk som er gjort i felt på land nødvendigvis overføres til utvinning til havs, hvor brønnstanden er stor, kostnadene høye og installasjonenes levetid kort. Imidlertid drives det internasjonalt en intens forskning på metoder for å øke utvinningen, og nye metoder kan bli tatt i bruk på felt på norsk kontinentalsokkel de neste 5-10 årene.

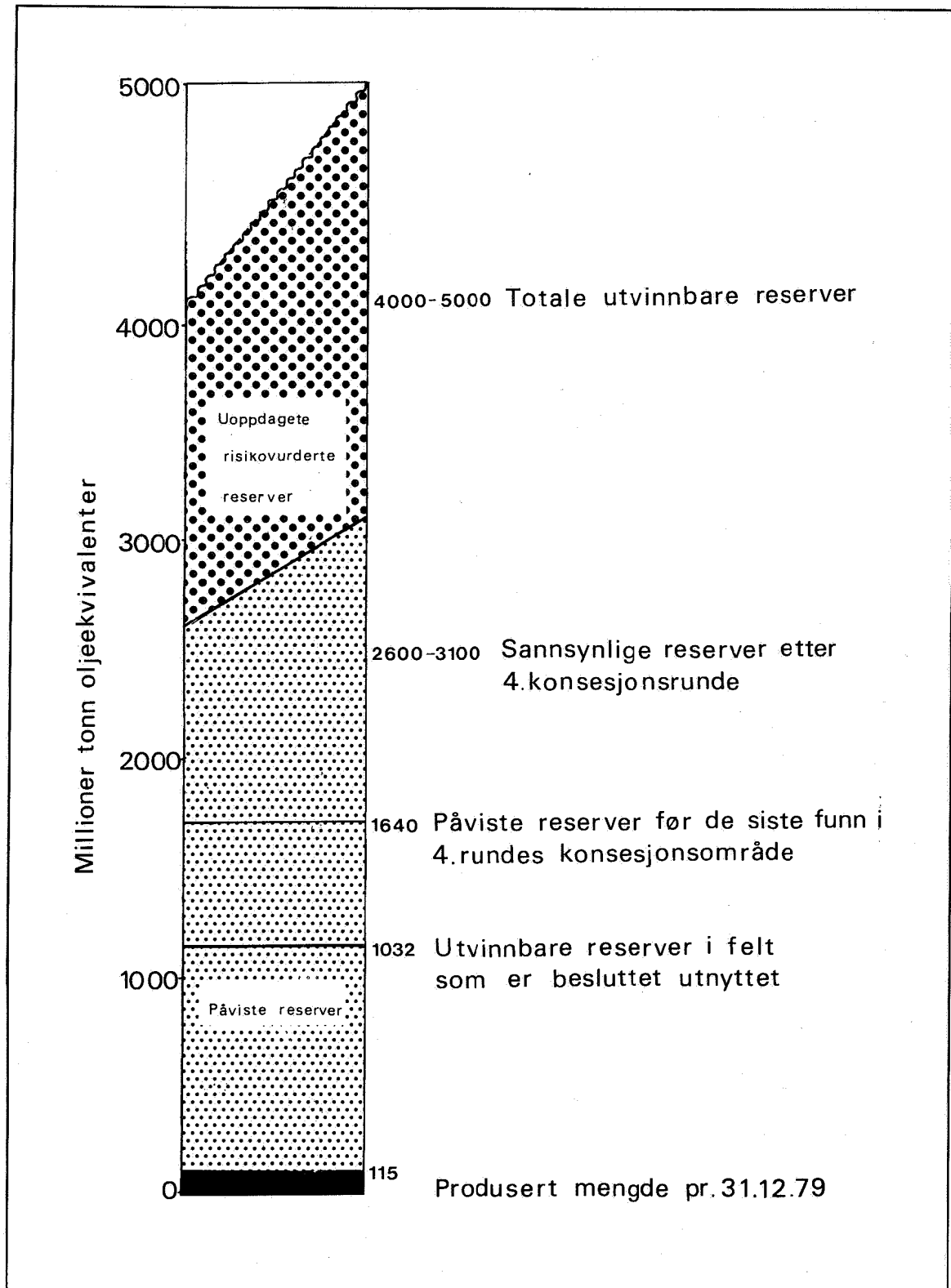
I Norge er både utdannings- og forskningskapasiteten svært begrenset på de fagområder som må beherskes for å utnytte petroleumforekomstene optimalt. Det ligger fortsatt en stor utfordring i å forbedre denne både kvantitativt og kvalitativt. Rettighetshaverne vil ha stor nytte av dette. De står naturlig nok selv for en viktig del av den opplæring og forskning som nå utføres. Myndighetenes ansvar som grunneier og forvalter av ressursene gjør det nødvendig også for dem å basere seg på et uavhengig, teknisk og økonomisk innsyn i de avgjørende forhold.

Med de knappe ressurser som har vært tilgjengelig hittil, har Oljedirektoratet prioritert å vurdere de utvinningsmåter som har det mest åpenbare potensiale. Dette er i det vesentlige god konvensjonell utvinningspraksis gjennom kartlegging og utnyttning av de naturgitte forhold, og som nevnt, injeksjon av naturgass og vann.

De felt som er besluttet utbygget på norsk kontinentalsokkel i senere tid, har alle planer for gass- og/eller vanninjeksjon. Feltene i Ekofiskområdet ble planlagt produsert i begynnelsen av 1979-årene uten metoder for økt utvinning med unntak av selve Ekofisk-feltet hvor noe gass har blitt tilbakeført til reservoaret. Denne begrensede gassinjeksjon har vært effektiv og har til nå gitt en økning i oljereservene som tilsvarer 1,5 ganger Norges årlige forbruk av petroleumprodukter.

Som nevnt under avsnitt 2.5.1, vil en så beskjedne økning av utvinningsgraden av olje som 1% fra oljefeltene i Ekofiskområdet gi en tilleggsproduksjon som svarer til ett års energiforbruk i Norge. Rettighetshaverne er nå igang med å forberede et prøveprosjekt hvor vann skal pumpes ned i Ekofisk-reservoaret for å undersøke om utvinningen kan økes ytterligere ved at vannet spyler oljen ut av bergarten. Det er for tidlig å si om dette lykkes, men potensielt

FIG. 2T
Utvinnbare reserver sør for 62°N pr 31.12.79.
Recoverable reserves south of 62°N.



vil denne metoden kunne øke utvinningen vesentlig. Oljedirektoratet har arbeidet aktivt for å få klarlagt effekten av både gass- og vanninjeksjon i Ekofisk-området (jfr. avsnitt 2.5).

Det er ikke bare selve utvinningsmåten som påvirker utnyttelsen av petroleumforekomstene. Store energimengder går også tapt ved at gass brennes på de forskjellige plattformene. I 1979 ble det totalt brent ca. 300 millioner Sm³ gass, og dette utgjør noe under 4 prosent av det totale petroleumforbruket i Norge. Av sikkerhetsmessige grunner vil det alltid være nødvendig å brenne noe gass. Oljedirektoratet følger nøye med i hvor store kvanta som brennes og vurderer om det er mulig å redusere disse mengdene ut fra den uttrykte holdning at brenning av gass skal minimaliseres. (Jfr. forøvrig avsnitt 2.5.5).

2.10.2 Reserver

Det er ikke foretatt større endringer av de totale anslag for sannsynlige utvinnbare reserver på norsk kontinentalsokkel sør for 62°N siden forrige årsberetning, fig. 2T. Regnet i millioner tonn oljeeenheter og avrundet til nærmeste 100 millioner tonn er derfor anslagene pr 31.12.79 som følger:

— påviste utvinnbare reserver	1600
— uoppdagede utvinnbare reserver	2500—3500

Anslaget for påviste utvinnbare reserver inkluderer nye felt i blokkene 34/10, 30/7 og 15/3. I forbindelse med 4. konsesjonsrunde kan det forventes en betydelig oppjustering av de påviste reservene. Blokkene her antas å kunne inneholde mellom 1000 og 1500 millioner tonn oljeeenheter, hvorav en del allerede er påvist i blokker som 30/6, 31/2 og 34/4. På grunn av stor usikkerhet i reserveanslagene, og muligheten for at enkelte funn strekker seg inn på ikke konsesjonsbelagte områder, er disse foreløpig ikke tatt med i anslagene for påviste reserver.

De uoppdagede utvinnbare reservene er angitt med en øvre og en nedre grense. Den store usikkerheten i disse anslag har bl a sin bakgrunn

i at en høy prosent av reservene forventes å ligge i et begrenset antall større strukturer. Dersom en av disse «større» strukturene viser seg å være uten petroleum eller har et høyere petroleumsinhold enn forventet, vil dette drastisk kunne forrykke grunnlaget for den analyse anslagene bygger på.

2.10.2.1 Felt som er besluttet utnyttet

Ingen nye felt er besluttet satt i produksjon i løpet av 1979. Totalt er 11 felt besluttet utbygget. Sammenliknet med fjorårets beretning er det gjort visse justeringer i reservene for enkelte felt. Dette skyldes vesentlig nye vurderinger basert på forbedret datagrunnlag. Endringene er størst for feltene Albuskjell, Valhall A og Statfjord.

Reservene i Albuskjell er redusert med ca 20% i forhold til tidligere anslag. Dette skyldes data fra nye produksjonshull i strukturen. Det knytter seg fremdeles stor usikkerhet til reservene i feltet, vesentlig p g a de geologiske forhold. Feltet er fremdeles under vurdering i Oljedirektoratet.

Tallene for Valhall A er basert på en ny vurdering av det tilgjengelige datagrunnlaget, og representerer en økning på 40-50% i forhold til tidligere anslag. Reservepotensialet er svært usikkert og i høy grad avhengig av den geologiske modell som legges til grunn for beregningen. Tallene gjelder for første byggetrinn — Valhall A — og resultatene fra denne utbyggingssfasen vil danne grunnlaget for eventuell utbygging av resten av feltet.

For Statfjord skyldes justeringen endringen av norsk andel fra 88.89% til 84.09322%. Reserveanslaget for hele feltet er av rettighetshaverne økt til 571 millioner Sm³, mens Oljedirektoratets tall foreløpig er uendret, jfr pkt 2.8.2.

Bortsett fra de nevnte felter har en ikke foretatt større endringer av tabellen. Totalt gir de endringer som er foretatt små forandringer med hensyn til olje og en viss oppjustering av gassreservene.

Tabell IV viser reserveanslag, kumulert produksjon og resterende utvinnbare reserver.

TAB. IV

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som er besluttet utnyttet pr 31.12.79.

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields declared commercial as of 31.12.79.

Felt	Opprinnelig tilstedeværende petr.mengder		Opprinnelig utvinnbare petroleumsmengder		Utvunnet petroleumsmengder		Resterende 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	39	45	20	30	1	1	19	29
Cod ¹	5	9	3	4	1	0.6	2	4
Edda ¹	36	9	8	7	0.04	0.04	8	7
Ekofisk ¹	849	191	184	112	78	12	106	100
Eldfisk ¹	587	142	83	52	2	0.4	81	51
Frigg ²	—	158	0.6	118	0.1	13	0.5	105
Murchison ³	19	1	9	0.3	—	—	9	0.3
Statfjord ⁴	682	119	341	48	0.3	—	341	48
Tor ¹	125	25	28	17	6	1	22	16
Valhall A	216	54	43	28	—	—	43	28
V. Ekofisk ¹	103	31	16	28	7	10	9	18
Totalt	2661	784	736	444	95	38	641	406

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%.

2.10.2.2 Felt som ikke er besluttet utnyttet

I denne gruppen kan feltene deles i tre typer:

- Felt som er under utforskning
- Økonomisk marginale felt
- Mindre felt som i dag ikke er økonomisk utnyttbare.

Alle disse felt sammen med anslag for tilstedeværende og utvinnbare reserver er gitt i tabell V.

I forhold til siste årsberetning er 25/2-4 feltet tatt ut av rubrikken Nye Felt. 25/2-4 hvor Elf Aquitaine er operatør, ble ikke tilfredstillende testet, men Oljedirektoratet har ut fra de foreliggende data gjort et eget reserveanslag som vist i tabell V.

Rubrikken «Nye Felt» omfatter feltene 15/3-1, 30/7-6, 34/10-Alfa og 34/10-Delta og for disse feltene har Oljedirektoratet hittil kun utarbeidet grove anslag basert på tildels mangelfulle data. Disse anslagene ansees foreløpig å være meget usikre og ufullstendige og man har derfor valgt å angi disse reservene samlet i denne rubrikken. Det fremgår av tabellen at disse feltene utgjør

en betydelig del av de totale reserver i de felt som ikke er besluttet utnyttet.

I 15/3 blokken hvor Elf Aquitaine er operatør, er det påvist gass i jurassiske sandsteinsreservoarer. Forekomsten har foreløpig betegnelsen 15/3-1. Norsk Hydro påviste gass i 30/7-6. Det er mulig at disse to forekomstene tilsammen inneholder mellom 50 og 100 milliarder Sm³ utvinnbar gass, men for å få et bedre reserveanslag trenges det mer utforskning.

I blokk 34/10 er det påvist hydrokarboner i to strukturer; 34/10-Alfa og 34/10-Delta, begge i jurassiske sandsteiner. Begge feltene inneholder olje med oppløst gass. Med de data man har i dag, ser det ut til at disse to forekomstene tilsammen inneholder minimum 100 millioner Sm³ utvinnbar olje. Flere avgrensningshull vil bli boret i 1980 og operatøren, Statoil, tar sikte på å klarlegge feltets kommersialitet.

2.10.2.3 Funn i 4. runde blokker

I konsesjoner som ble tildelt i 4. konsesjonsrunde, er det påvist hydrokarboner i blokkene 30/6, 31/2 og 34/4. Forekomstene er i sandsteinsbergarter av jura og trias alder.



TAB. V

Sannsynlige tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som ikke er besluttet utnyttet pr 31.12.79.

Probable reserves in place and recoverable reserves in fields not declared commercial as of 31.12.79.

Felt	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³	Olje 10 ⁶ Sm ³	Gass 10 ⁹ Sm ³
Balder	77	—	16	—
Bream	< 1	—	< 1	—
Brisling	< 1	—	< 1	—
Flyndre	< 1	—	< 1	—
N. Ø. Frigg	—	19	—	14
S. Ø. Frigg	—	1	—	1
Ø. Frigg	—	6	—	5
Heimdal	4	49	2	36
Hod	59	15	12	9
Murphy	—	2	—	2
Odin ³	—	33	—	25
Sleipner	40	210	14	145
S. Ø. Tor	21	6	4	3
Valhall ¹	160	40	32	24
1/9-Alfa ³	49	32	5	24
1/9-Gamma	18	18	4	13
7/12	61	7	22	2
25/2-4	23	25	4	12
33/9-Alfa	37	4	18	2
33/9-Beta	78	4	39	2
Nye felt ²	270	137	128	99
Totalt	897	608	300	418

1. Den delen som ikke omfattes av Valhall A-utbyggingen

2. 34/10-Alfa, 34/10-Delta, 30/7-6, 15/3-1.

3. Under revurdering ved årsskiftet 1979/80.

For funnene i 30/6 og 34/4 er det foreløpig ikke tilstrekkelige opplysninger til å vurdere om forekomstene er store nok til å kunne utnyttes eller ikke. Videre avgrensningsboring vil være nødvendig før selv dette spørsmålet er besvart.

Det seismiske materialet og den ene brønnen som hittil er boret i blokk 31/2 viser at det her er en forekomst med betydelige reserver. Etter alt å dømme strekker reservoaret seg inn i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 med betydelige reserver også her. Til sammen dekker forekomsten et areal på ca 800 kvadratkilometer. Det er åpenbart at bergartsegenskapene over et så stort område vil variere vesentlig. Denne variasjonen kan bare kartlegges ved boring. Det er lite sannsynlig at egenskapene i brønn 31/2-1 vil være representative for alle deler av reservoaret. Brønn 31/2-1 viste en mektig gass-sone over en oljesone. Sanden i gass-sonen var forholdsvis ren, mens den i oljesonen synes å være av dårlig kvalitet. Selv om brønnen ennå ikke er testet, synes det klart at gassen er produserbar. De ut-

vinnbare reservene vil avhenge av reservoarkvaliteten i hele det nevnte området og kan ikke bestemmes nøyaktig foreløpig. En anslår imidlertid at det dreier seg om en betydelig del av de reserver som forventes fra 4. runde-blokkene, jfr pkt 2.10.2.

Hvorvidt oljen er produserbar i brønn 31/2-1 er usikkert. Selv om dette ikke skulle være tilfelle, er det overveiende sannsynlig at det forekommer sand av god kvalitet i det nivået oljen ligger andre steder i reservoaret. Oljesonens mektighet, egenskaper og produserbarhet må kartlegges ved fremtidig boring. Forekomstens utbredelse tilsier at eventuelle tilstedeværende oljereserver kan være store.

Det vil ta tid å vurdere tilgjengeligheten av reservene i 31/2-1 forekomsten. Eventuelle oljereserver vil høyst sannsynlig være tilgjengelige bare dersom de utvinnes før betydelig gassproduksjon kommer i gang. Dette skyldes at oljen ventelig vil strømme inn i gass-sonen etter hvert som gass-volumet tas ut. En stor del av oljere-

servene vil dermed feste seg til sandkornene i gass-sonen og på den måten gå tapt for utvinningsformål.

Videre ligger funnet på så dypt vann at det er nødvendig med grundige tekniske utredninger for å finne frem til den mest hensiktsmessige utbyggingsformen.

Disse forholdene gjør at både tidspunktet for og omfanget av produksjonen fra området ikke kan anslås med nøyaktighet før kartleggings- og utredningsarbeidet er kommet vesentlig lenger.

2.10.3 Perspektivanalyser

Etter hvert som omfanget av petroleumsvirksomheten har økt, er det blitt et uttrykt behov for nyanserte analyser av konsekvensene av planlagt aktivitet. Det har i lengre tid vært utarbeidet prognoser for de mest utslagsgivende størrelsene, nemlig produksjon og inntekter, jfr avsnitt 2.11.

I den generelle planlegging er det også behov for å vurdere konsekvensene i andre sentrale størrelser, som boreaktivitet, investeringsmengder, driftsutgifter, materialmengder, arbeidskraft, behandlings- og transportkapasitet og kapasitetsutnyttelse. Disse størrelsene kan anslås med varierende grad av sikkerhet. Anslagene for ferdig utbygde felt med driftserfaring og målte kapasiteter kan gjøres pålitelige. På den andre siden vil størrelsene som knytter seg til prospekter i uborete områder være forholdsvis spekulative. Her er til gjengjeld mulighetene for å påvirke utnyttelsen størst.

Oljedirektoratet har i 1979 lagt vekt på å legge til rette de rutiner og opplysninger som er nødvendige for å vurdere de ulike størrelser for felt av forskjellige kategorier.

Inndelingen av reservene er klassifisert som følger:

1. Reserver fra felt i produksjon
2. Reserver fra felt under utbygging
3. Reserver fra felt hvor utbygging planlegges
4. Reserver fra felt hvor utbyggingen vurderes (marginale)
5. Reserver fra uborete prospekter i tildelte blokker
6. Reserver fra uborete prospekter i ikke tildelte blokker

For å kunne estimere investeringsbehovet som knytter seg til utbygging av produksjonsanlegg for de enkelte prospekter, har det vært nødvendig å etablere bestemte utbyggings- og ilandføringsmønster for det enkelte prospekt eller grupper av disse.

Når et utbyggingsmønster er etablert ut fra tekniske- og reservoarmessige vurderinger, blir

det foretatt en økonomisk analyse av vedkommende utbyggingsmønster der optimaliteten av dette blir vurdert.

De optimaliserte utbyggingsmønstre kan så settes sammen i tid for å vurdere forskjellige totale utbyggingsstrategier. En strategi kan f.eks. være etablering av et bestemt produksjonsnivå innen en viss tid med påfølgende stabil produksjon for så å vurdere hvilke konsekvenser dette vil få med hensyn til investeringsbehov og selsksetting.

Arbeidet med perspektivanalyser er selvsagt beheftet med en rekke usikkerheter, spesielt gjelder dette estimatene fra uborete prospekter. Likeledes kan kostnadsestimater være usikre da spesielt for utbygging på større havdyp hvor kostnadsdata og tilgjengelige relasjoner er vanskeligere å etablere og for utbygging som ligger langt frem i tid.

For å oppnå så gode resultater som mulig, har det i perioden vært nødvendig å systematisere kostnadsdata for felt under utbygging og drift, og å følge opp nye tekniske løsninger.

Med 4. konsesjonsrunde blir det påvist betydelige nye reserver over et kort tidsrom. I denne situasjonen er det av største betydning å vurdere omfanget av produksjonen og utbyggingen ved de forskjellige funnene riktig, om ikke nødvendigvis nøyaktig i alle detaljer. Det opplegget Oljedirektoratet har utarbeidet for perspektivanalyser sikrer at alle vesentlige kjente forhold er vurdert så langt dette lar seg gjøre på en systematisk måte. Dette muliggjør både mer sammensatte analyser og analyser av spesielt interessante sektorer. Det vil arbeides videre med utviklingen av slike i 1980 og senere.

2.11 PRODUKSJONSPROGNOSER

Oljedirektoratets prognoser for produksjon av olje og gass danner grunnlag for beregning av statens inntekter fra aktivitetene på kontinentalsokkelen. Dette stiller strenge krav til nøyaktigheten i produksjonsprognosene. Direktoratet har lagt vekt på å kunne foreta en selvstendig vurdering av produksjonsforløpet til hvert enkelt felt og av oppførselen av felles produksjons- og transportanlegg. Dette, samt tilgang til rettighetshavernes vurderinger, gjør at prognosene kan bli laget på et så realistisk grunnlag som mulig.

Oljedirektoratet har de siste par år kunnet angi produksjonen med forholdsvis god nøyaktighet. Dette skyldes for det første at flere felt er kommet i stabil produksjon, slik at prognosene ikke fullstendig avhenger av hva som skjer på et enkelt felt eller av fremdriften og andre usikre forhold ved utbygging og boring. I tillegg har

både rettighetshaverne og direktoratet fått vesentlig bedre innsikt i hvilke praktiske problem som knytter seg til utbygging av felt i Nordsjøen.

Fig 2U viser hvordan direktoratets anslag for samlet produksjon av petroleum fra norsk sokkel har endret seg i perioden 1974—1979. Stigningen er omtrent konstant, mens produksjonskurvene blir skjøvet stadig lenger ut i tid. Produksjonsoppførselen til de enkelte feltene er blitt forholdsvis nøyaktig prognosert, mens tiden fram til produksjons-start stadig er blitt underestimert.

Nøyaktigheten i korttidsprognosene nærmer seg grensen for hva det er praktisk mulig å oppnå. F eks var samlet produksjon i 1979 mindre enn 3% lavere enn hva direktoratet antok i juni i 1978 i rapport til nasjonalbudsjettet for 1979. Det bør imidlertid advares mot å forvente like god treffsikkerhet framover.

I løpet av 1979 har Oljedirektoratet utviklet regnemodeller i samarbeid med Chr Michelsens Institutt for analyse av usikkerheten i produksjonsprognosene. Dette verktøyet vil kunne systematisere behandlingen av usikkerheter av de viktigste forhold og beregne konsekvensen av disse for usikkerheten i de enkelte sluttprognoser. I stedet for bare å gi et bestemt tall for produksjonen i en gitt periode, vil det nå også være

FIG. 2U

Prognoser for samlet uttak og faktisk produksjon av petroleum fra norsk sokkel (mill tonn oljeekvivalenter).

Prognosis for total recovery and actual production of petroleum on the Norwegian Continental Shelf (mill ton oil equivalents).

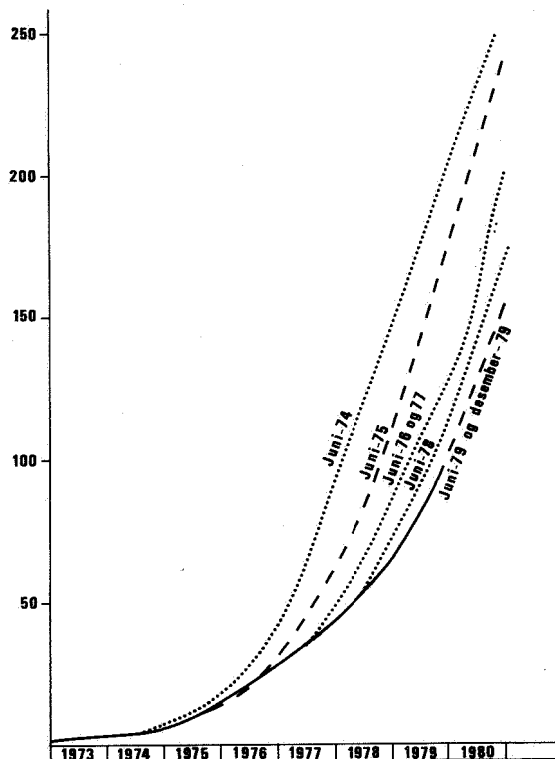
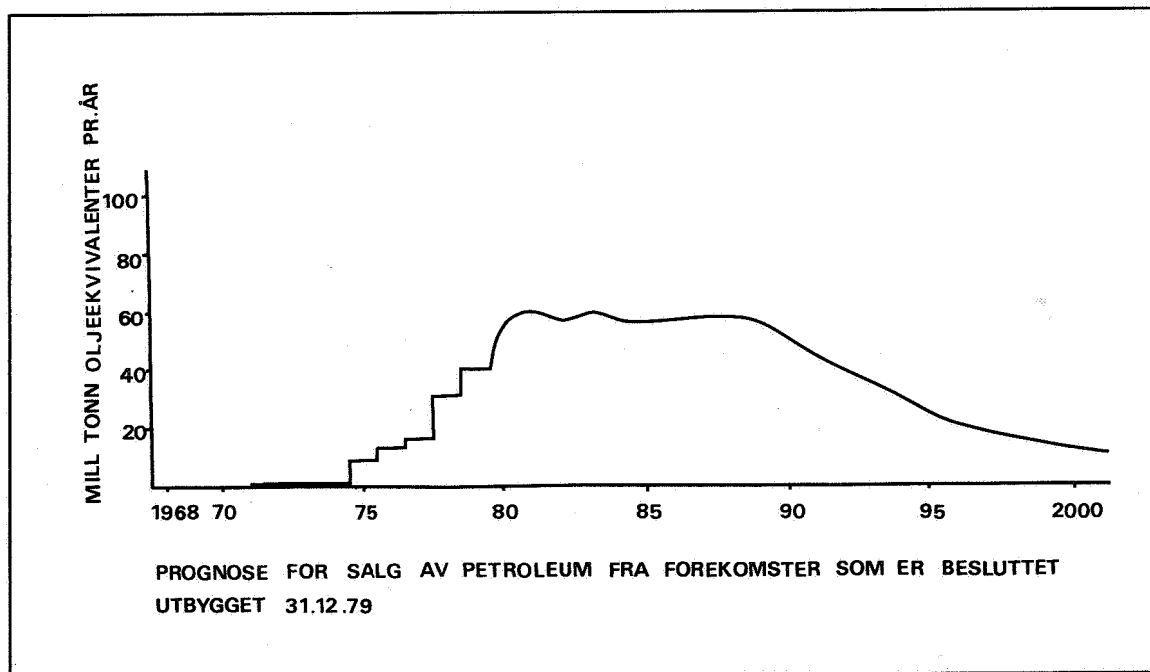


FIG. 2V

Prognose for produksjon av petroleum.

Prognosis for production of petroleum.



mulig å kvantifisere sannsynligheten for bestemte avvik fra dette tallet. Med slik informasjon vil det være mulig å legge så pessimistiske, eller optimistiske, anslag til grunn for produksjons- eller inntektsanslagene fra kontinentalsokkelen som anvendelsen av anslagene tilsier er nødvendig.

Oljedirektoratets prognoser for produksjon av petroleum fram til år 2000 er vist i fig 2V. Prognosen for felt som er besluttet utnyttet er så godt som identisk med prognosene i årsmeldingen for 1978.

En betydelig del av de utvinnbare reservene som er påvist på kontinentalsokkelen, finnes i felt som ennå ikke er besluttet utnyttet. Noen av disse er mindre funn som sannsynligvis blir utbygd for seg eller i tilknytning til eksisterende anlegg.

Dessuten er det gjort betydelige funn i 4. konsesjonsrundes blokker i 1979, samtidig som lovende prospekter er planlagt boret eller avgrenset i 1980. Disse er ennå for dårlig kartlagt til å

danne grunnlag for noen nyansert vurdering av produksjonsforløp. Oljedirektoratet arbeider med å utrede alternative utnyttelses-strategier for disse, jfr 2.10.3.

Ved assistert utvinning (f eks injeksjon av gass eller vann), kan det bli utvunnet ytterligere oljemengder. Dette gjelder særlig for feltene i Ekofisk-området, hvor oljeutvinningsgraden blir lav hvis feltene fortsatt blir produsert etter de planene som nå foreligger. Assistert utvinning har hittil økt oljereservene med rundt 12 millioner tonn. Assistert utvinning i Staffjord- og Murchison-feltene fører ventelig til at oljeutvinningsgraden øker fra ca 28% til rundt 50%.

Utført og planlagt assistert utvinning står dermed for mer enn 170 millioner Sm³ av totale utvinnbare reserver på norsk kontinentalsokkel. Prognosene baserer seg på de utvinningsplanene som foreligger ved utgangen av 1979. Dersom nye beslutninger blir tatt om assistert utvinning, vil dette føre til at produksjonen blir høyere enn det prognosene nå viser.

TAB. VI
Konsesjonsbelagte areal pr. 31.12.79

Licensed areas as of 31.12.79

Konsesjoner tildelt	Opprinnelig areal km ²	Tilbakelevert areal pr. 31.12.79	Konsesjonsbelagt areal	Konsesjonsbelagt areal i prosent av opprinnelig	Fordelt antall blokker
1965	42 106,041	36 161,546	5 936,495	14,10	26
1969	5 878,647	3 004,037	2 874,610	48,90	13
1971	523,937	130,726	393,211	75,05	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	—	2 329,206	100,00	8
1976	2 066,872	—	2 066,872	100,00	7
1977	1 075,727	—	1 075,727	100,00	5
1978	500,509	—	500,509	100,00	1
1979	4 007,887	—	4 007,887	100,00	8
Totalt	59 075,660	39 591,466	19 476,194	32,97	71

Tabell VII
Utvinningsstillatelser pr. 31.12.79

Production licenses as of 31.12.79

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	1 024,529	2
11. juni 1971	036	523,937	1
1. sept. 1973	037	586,834	2
1. apr. 1975	038-042	2 329,206	8
6. aug. 1976	043	604,559	2
27. aug. 1976	044	193,077	1
3. des. 1976	045-046	1 270,682	4
7. jan. 1977	047	266,979	2
18. feb. 1977	048	321,500	2
23. des. 1977	049	485,802	1
16. jun. 1978	050	500,509	1
6. apr. 1979	051-058	4 007,887	8
		59 075,660	123

2.12 Tilbakelevering av konsesjonsbelagte områder

Det har i 1979 pr 31.12. funnet sted tre tilbakeleveringer av konsesjonsbelagte områder.

Den ene er lisens 010, blokk 25/12 hvor A/S Norske Shell står som operatør. Tilbakeleveringen er en frivillig tilbakelevering og hele blokken er gitt tilbake.

Den andre var en tvungen tilbakelevering og gjaldt lisens 037, blokkene 33/9 og 33/12, hvor Mobil står som operatør. Fordeling og utforming av tilbakeleverte og beholdte områder var ikke helt i samsvar med reglene, men OD's styre benyttet seg av adgangen til å gi dispensasjon, og 291,677 km² er pr 31.12.79 konsesjonsbelagt av lisens 037 mot tidligere 586,834 km². Den tredje tilbakeleveringen er en frivillig tilbakelevering og gjaldt lisens 022, blokk 3/5 hvor Norske Gulf Production Company A/S står som operatør. Også i dette tilfellet ble det gitt dispensasjon fra tilbakeleveringsreglene. Søknaden gjaldt frivillig tilbakelevering og avvek fra reglene idet det tilbakeleverte området ikke var sammenhengende, men delt i to på henholdsvis 157 km² og 46 km². Området som beholdes er 100,729 km².

Det er i 1979 blitt tilbakelevert ytterligere 1 blokk i sin helhet av de blokkene som ble tildelt

i 1965. Dette gjelder blokken 25/12. 52 av blokkene som ble tildelt i 1965 er nå tilbakelevert i sin helhet. Det gjelder blokkene 2/2, 3/1, 3/2, 3/3, 6/3, 7/1, 7/2, 7/4, 7/6, 7/8, 7/9, 8/1, 8/2, 8/3, 8/4, 8/5, 8/6, 8/7, 8/9, 8/12, 9/4, 9/7, 9/8, 9/9, 9/10, 9/11, 9/12, 10/5, 10/7, 10/8, 10/9, 10/10, 10/11, 10/12, 11/7, 11/8, 11/9, 11/10, 16/2, 16/3, 16/5, 16/7, 16/9, 16/12, 17/4, 17/8, 17/9, 17/10, 17/11, 18/7, 18/11, 25/12.

Tilsammen er det pr 31.12.79 konsesjonsbelagte arealer som spesifisert i tab VI, fordelt på utvinningsstillatelser som spesifisert i tab VII.

2.13 Tildeling av nye konsesjoner

Det ble i 1979 tildelt 8 nye utvinningsstillatelser.

Utvinningsstillatelse 051.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningsstillatelse 051, som omfatter blokk 30/2, meddelt følgende selskap:

Statoil 50% (operatør)
Union Oil Norge A/S 25% (teknisk assistent)
Tenneco Oil Company Norsk A/S 25%

Utvinningsstillatelse 052.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningsstillatelse 052 som omfatter blokk 30/3, meddelt følgende selskap:

Statoil 50% (operatør)
 Union Oil Norge A/S 30% (teknisk assistent)
 Norsk Hydro Produksjon A/S 10%
 Petrocanada Norway A/S 5%
 Deminex Norge A/S 5%

Utvinningstillatelse 053.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 053 som omfatter blokk 30/6, meddelt følgende selskap:

Statoil 50% (operatør)
 Elf Aquitaine Norge A/S 13,33% (teknisk assistent)
 Total Marine Norsk A/S 6,67%
 Norsk Hydro Produksjon A/S 12,5%
 Mobil Expl. Norway Inc. 10%

Utvinningstillatelse 054.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 054 som omfatter blokk 31/2, meddelt følgende selskap:

Statoil 50%
 Norske Shell A/S 35% (operatør)
 Norske Conoco A/S 5%
 Superior Oil Norge A/S 5%
 Norsk Hydro Produksjon A/S 5%

Utvinningstillatelse 055.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 055 som omfatter blokk 31/4, meddelt følgende selskap:

Statoil 50%
 Norsk Hydro Produksjon A/S 15% (operatør)
 Esso Exploration and Production Norway A/S 20% (teknisk assistent)
 Arco Norge A/S 10%
 BP Petroleum Development of Norway A/S 5%

Utvinningstillatelse 056.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 056 som omfatter blokk 34/2, meddelt følgende selskap:

Statoil 50%
 Amoco Norway Oil Corp. A/S 25% (operatør)
 Phillips Petroleum Co. Norway A/S 5,80%
 Norsk Agip A/S 3,35%
 Norske Fina A/S, 3,35%
 Mobil Development of Norway A/S 12,5%

Utvinningstillatelse 057.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 057 som omfatter blokk 34/4, meddelt følgende selskap:

Statoil 50%
 Saga Petroleum A/S 15% (operatør)
 Amoco Norway Oil Co. A/S 10% (teknisk assistent)
 Amerada Petroleum Corp Norway A/S 5%
 Texas Eastern Norway Inc. 5%
 Deminex Norge A/S 15%

Utvinningstillatelse 058.

Ved kgl. res. av 6.4.79, ble utvinningstillatelse 058 som omfatter blokk 35/8, meddelt følgende selskap:

Statoil 50%
 Norske Gulf Production Co, A/S 30% (operatør)
 Norske Getty Exploration A/S 20%

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% for blokk 30/6, 70% for blokk 35/8 og 75% for resten av de åtte blokkene. Statoils eierinteresse er avhengig av topp-produksjonsnivået fra blokken.

2.14 Andelsoverdragelser.

I løpet av 1979 er følgende andelsoverdragelse godkjent i henhold til § 48 i kgl. res. av 8.12.72.

Utvinningstillatelse 008.

Norsk Hydro Produksjon A/S har avhendet 50% av sin del i 008. Fordelingen i lisens 008 er etter dette:

Elf Aquitaine Norge A/S	32,376%
Norsk Hydro Produksjon A/S	13,400%
Cofranord A/S	1,216%
Eurafrep Norge A/S	1,824%
Coparex Norge A/S	1,596%
Total Marine Norsk A/S	16,188%
Phillips Petroleum Comp. Norway	14,780%
Norsk Agip A/S	5,220%
Det østerrikske stats oljeselskap ØMV	11,400%
Statoil	2,000%
	<u>100,000%</u>

3. Vitenskapelige undersøkelser og frigivning av data

3.1 VITENSKAPELIGE UNDERSØKELSER

Det er pr 31.12.79 meddelt i alt 116 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norske kontinentalsokkel. Som det fremgår av tabell VIII, er det for 1979 meddelt 13 slike tillatelser. I 1978 var tallet 18 og i 1977 7.

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

Geografisk fordeler undersøkelsene seg over hele den norske kontinentalsokkel.

Noen undersøkelser gjelder dypseismiske må-

linger av samme type som de kommersielle undersøkelser. Direktoratet har arbeidet med å trekke opp grensen mellom vitenskapelige og kommersielle undersøkelser. Den viktigste forskjellen er at data fra de vitenskapelige undersøkelsene er offentlig tilgjengelige og resultatene skal offentliggjøres.

Oljedirektoratet har i 1979 tatt i bruk et nytt tillatelsesformular. Den viktigste forskjellen i forhold til tidligere er at plikten til offentliggjørelse av data skjerpes.

TAB. VIII

Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster meddelt i henhold til kgl. res. av 31.1.69.

Licenses for scientific research for natural resources granted pursuant to Royal Decree of 31.1.69.

Tillatelse	navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
104	Universitet i Tromsø Institutt for biologi og geologi		×		Området Andsfjorden — Tromsøflaket
105	Institute of Geological Sciences, Marine Geophysics Unit, Edinburgh	×			Berøring av norsk sokkel i felt 30 ved vending av utstyret
106	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	×			Møre-bassenget — Færøy/Shetland kanalen
107	Universitetet i Tromsø Institutt for biologi og geologi	×		×	Indre farvann i Troms
108	Universitetet i Bergen Geologisk institutt avd B	×	×		Norskerenna utenfor vestlandskysten
109	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	×	×		Utenfor Trøndelag, Nordland og Troms
110	Senckenberg naturforschende Gesellschaft, Frankfurt/M			×	Skagerrak
111	Admiral Netherlands Home, Nederland	×			Sokkelen utenfor Lista

TAB. VIII forts.

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
112	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen	×	×		Skyting med TNT utenfor Magerøya. Undersøkelse av seismisk langprofil gjennom Skandinavia.
113	Natural Environment Research Council Research Vessel Services S Wales	×	×		Undersøkelse av vestsiden av Norskerenna mellom 58°N—62°N vest for 0°.
114	Universitetet i Bergen Jordskjelvstasjonen	×	×		Nord og nordvest for Svalbard
115	North Sea Geophysical Limited, England		×		Trænabanken
116	Geologisk Centralinstitut Københavns Universitet	×			Oslofjorden mellom Jeløya og Holmestrand

3.2 FRIGIVNING AV DATA

Oljedirektoratet kan frigi geologisk materiale og utolkede data fra kontinentalsokkelen når de er blitt eldre enn fem år. Direktoratet frigir ikke oljeselskapenes tolkninger.

Hvert år utgis en oversikt over hvilke borehull som ble avsluttet fem år tidligere. Denne publikasjonen, «Well data summary sheet» gir informasjon om hvert enkelt borehull i form av en grov geologisk oversikt, tabeller som viser hvilke logger som er kjørt, eventuelle testresultater etc.

Utolkede logger er frigitt når brønnen er presentert i «Well data summary sheets».

En mer utfyllende geologisk beskrivelse av de enkelte borehullene presenteres i serien «NPD Papers» som viser en detaljert litologisk/stratigrafisk logg, geologiske tolkninger og en oversikt over det geologiske materialet som er tilgjengelig. Ved utgangen av 1979 var 33 borehull publisert i 24 hefter.

I de fleste av disse blir borehullene presentert enkeltvis i hvert hefte.

Det har ved denne publikasjonsformen vist seg at det er vanskelig å holde tritt med de brønner som etter hvert oppfyller kravene for frigivning. For å bli ajour vil man ved fremtidig publisering presentere flere brønner i hvert hefte etter en regional prioritering.

Geologisk materiale kan først frigis når brønnen er presentert i «NPD Papers».

Seismiske data har tidligere vært frigitt og solgt i form av enkle seismiske linjer. Av praktiske grunner er det nå laget større pakker av spesielt utvalgte linjer. Dette er seismikk som

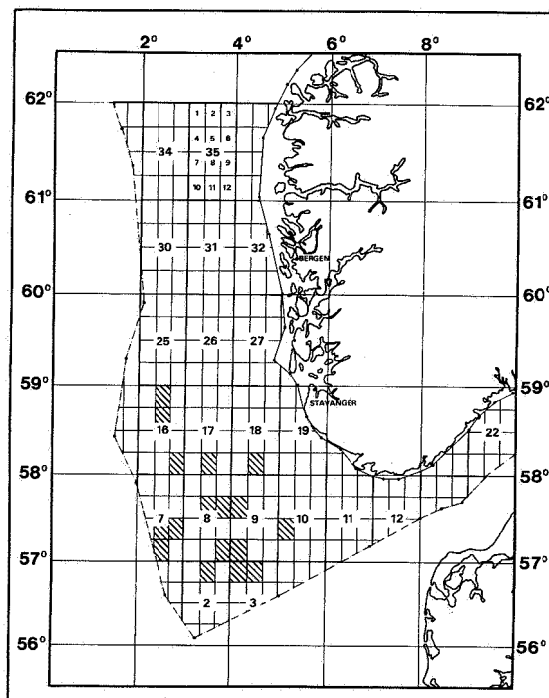
ble skutt i årene 1963—1974, i blokker som nå (med én unntakelse) er tilbakelevert. Hver pakke gir en relativt god dekning av en konsesjonsblokk.

Dataene selges fortrinnsvis i hele pakker, men

FIG. 3A

Områder med frigitte seismiske data.

Areas with released seismic data.



man kan også kjøpe enkle linjer. Prisen er kopieringsutgiftene pluss et rimelig tillegg til dekning av administrasjon og porto.

Til nå er det laget 17 pakker spredt over sokkelen syd for 59°N, fig 3A. De dekker følgende blokker: 2/2, 3/1, 3/2, 7/8, 7/9, 7/11, 8/5, 8/6, 8/12, 9/4, 9/10, 10/7, 16/2, 16/5, 16/12, 17/11 og 18/11.

3.3 STØTTE TIL FORSKNINGS- PROSJEKTER

Dels etter initiativ fra forskningsinstitusjoner og dels fra Oljedirektoratet, utfører geologiske- og geofysiske forskningsinstitusjoner undersøkelser som støttes økonomisk av Oljedirektoratet.

I 1979 ble det bevilget 2 millioner kroner (kr 1.982.600,-) til slike prosjekter.

Undersøkelsene har en klar sammenheng med arbeidsoppgavene som er tillagt Oljedirektoratet, og inngår som en integrert del av den petroleumsrettede undersøkelse av kontinentalsokkelen. I de fleste tilfellene er oppgavene så pass spesialiserte og detaljerte at Oljedirektoratet selv ikke har anledning til å forestå undersøkelsene.

I 1979 ble det med økonomisk støtte fra Oljedirektoratet, arbeidet med 23 forskningsprosjekter:

- Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter i Nordsjøen og Storbritannia, Geologisk institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen.
- Regional Perm — Trias prosjekt, Geologisk institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen.
- Petroleumrelatert utforskning av sedimentære bergarter langs Hornsund—Sørkapp- høyden, Svalbard, Geologisk institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen.
- Sedimentologiske studier av Karbon- og Jura avsetninger på Andøya, Geologisk institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen.
- Maringeologiske undersøkelser på kontinentalsokkelen, Geologisk institutt, Avd. B, Universitetet i Bergen.
- Sammenligning av sedimentasjonsmiljøet i en fjord (Sognefjorden) og på kontinentalsokkelen utenfor, Geologisk institutt, Avd. B, Universitetet i Bergen.
- Undersøkelser i forbindelse med jordskjelvaktiviteten på Meløy, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Geofysiske undersøkelser i områdene Helgeland—Vøringplatå og Lofoten—Vesterålen, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Geofysiske- og geologiske undersøkelser på Yermak plataet, nordvest for Svalbard, Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen.
- Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter fra det Norsk Danske Basseng, Nordsjøen, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Nordsjøens og den norske kontinentalmarginens tertiæravleiringer, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Maringeofysisk forskning 1979, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Palynologiske undersøkelser fra Nordsjøen, Norskehavet, Barentshavet og Svalbardområdet, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Paleontologiske- og sedimentologiske undersøkelser i Juralagrekken i nordøst England, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Tertiære (Eocene — Pliocene) sedimenters tekturelle, mineralogiske- og geokjemiske sammensetninger, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Seismiske hastighetsmålinger på Svalbard, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Integrert analyse av bruddtektonikken på det norske fastland (inkludert Svalbard), og tilgrensende sokkelområder, Institutt for geologi, Universitetet i Oslo.
- Studier av diagenese i post-kaledoniske bergarter på Svalbard, Norsk Polarinstitutt.
- Studier av utbredelsen av de pleistocene isdekker i Barentshavet, Norsk Polarinstitutt.
- Bearbeiding av magnetiske data fra shelfområdet omkring Spitsbergen og Bjørnøya, Norsk Polarinstitutt.

- Nordsjøkontinentets landskapshistorie i Sen-Kvartær tid (ca 15 000—70 000 år BP), Arkeologisk museum, Stavanger.
- Organisk — geokjemiske undersøkelser på mesozoiske skiferbergarter fra Svalbard, Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser.
- Stabilitetsundersøkelser av kontinentalskråningen, Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser i samarbeid med Universitetet i Bergen og Norges Geotekniske Institutt.

4. Sikkerhetsmessig kontroll

4.1 EVALUERING AV PLATTFORMKONSEPTER

Oljedirektoratet godkjenner ikke en plattform før den er ferdig installert og skal tas i bruk til sitt tiltenkte formål.

I praksis gis det imidlertid spesielle godkjenninger på visse stadier under planleggingen og fabrikasjonen av en plattform. Dette gjøres for å unngå situasjoner hvor store og kostbare endringer må utføres på et sent tidspunkt i planleggings- og byggefasen.

Den første av slike godkjenninger Oljedirektoratet gir, omfatter selve plattformkonseptet. I den evaluering som tillatelsen bygger på, forsøker direktoratet å vurdere hvorvidt det vil være mulig, basert på det foreslåtte konsept, å utforme og bygge en plattform med et akseptabelt sikkerhetsnivå for mennesker, miljø og materielle verdier.

Oljedirektoratets vurdering på dette stadium i kontrollarbeidet omfatter spesielt følgende sider av plattformen:

- hovedutformingen av de bærende konstruksjoner
- innbyrdes beliggenhet av de enkelte primærfunksjoner og servicefunksjoner
- spesiell beskyttelse ved større ulykker
- plassering og beskyttelse av hovedrømningsveiene
- utformingen og effektiviteten av evakueringsystemene

Mesteparten av vurderingen er knyttet til risiko på plattformen i forbindelse med større

ulykker, så som ukontrollert utblåsing, brann, eksplosjon osv.

Den risiko som er knyttet til en bestemt ulykke avhenger både av sannsynligheten for at ulykken skal inntreffe og de konsekvenser ulykken kan ha.

Sannsynlighetsnivået kan i stor utstrekning reduseres til under en akseptabel grense ved en adekvat utforming av de ulike komponenter og systemer på en plattform. Ved valg av plattformkonsept, må en legge vekt på mulighetene for å redusere konsekvensene av en større ulykke.

Oljedirektoratets evaluering av plattformkonsepter består hovedsakelig i en vurdering av hvorvidt konsekvensene for mennesker og miljø av omfattende ulykker vil være under visse grenser.

4.2 PRODUKSJONS- OG HJELPESYSTEMER

Med basis i «Forskrifter for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg m v» fastsatt 3.4. 78, har Oljedirektoratets kontroll vært utført både i design-, bygge- og driftsfasen. Driftskontrollen har vært foretatt av direktoratets egne inspektører, mens det for bygge- og installasjonskontroll har vært benyttet en del konsulentbistand. Foruten Det norske Veritas har dette vært Norges Vassdrags- og elektrisitetvesen, og Norges tekniske høgskole.

Ved siden av den rene kontrollutøvelse, har arbeidet bestått i rådgivning og informasjon, deltagelse i forskningsprosjekter, opplæring av

egne ansatte, og utarbeiding av interne arbeidsrutiner.

Forskriftene har i 1979 gjennomgått en revisjon som ble sendt ut på høring i november 1979. Revisjonen tar hensyn til de erfaringer Oljedirektoratet har gjort siden forskriftene ble utarbeidet i 1977, og er også søkt harmonisert med retningslinjer for rettighetshavers egenkontroll. Kravene er så langt mulig utformet som funksjonskrav og vil således gi større fleksibilitet til utforming av konsept og detaljsystemer. Det indikeres også tekniske løsninger for å oppnå det ønskede sikkerhetsnivå. Forskriftene i revidert utgave forventes fastsatt i mars 1980.

4.2.1 Elektriske installasjoner

Basis for kontrollarbeidet har vært forskjellige utenlandske normer og forskrifter, og dette har stillet store krav til våre inspektører.

Det har vært foretatt en rekke driftsinspeksjoner på Ekofiskfeltet. Mest tidkrevende har kontrollarbeidet vært når det gjelder Frigg og Statfjord, ettersom de elektriske anlegg på Frigg og Statfjord «A» er satt i drift i 1979. Totalt sett har det vært en betydelig økning når det gjelder driftskontrollen sammenliknet med 1978.

4.2.2 Sikringssystemer

Kontrollen omfatter systemene for aktiv og passiv brannbeskyttelse, deteksjonssystemer samt prosess-sikring og nødavstengningssystemer. Kontrollen i byggefasen er hovedsakelig foretatt av eget personell, mens det på designstadiet er benyttet konsulenter på enkelte fagfelt. Samspillet mellom de forskjellige sikringssystemene kan først verifiseres når anlegget er ferdig. Hovedtyngden av arbeidet er derfor lagt i kontroll av de ferdige anlegg, samt vedlikeholds- og inspeksjonsrutiner for disse.

4.2.3 Mekanisk utstyr

Kontrollen av mekanisk produksjonsutstyr i design- og byggefasen, har i det vesentlige vært utført i samarbeid med konsulent Det norske Veritas. I driftsfasen derimot, baseres kontrollen på eget personell.

Det har vært lagt ned et betydelig arbeid i oppfølging og kontroll av spesifikasjoner og kvalitetssikringsplaner.

Når det gjelder vedlikehold og inspeksjonssystemer for mekanisk utstyr, har disse vært under stadig utvikling. Etter hvert som feltene går inn i driftsfasen, vil det kreve en økende innsats å følge opp på dette området.

Det arbeid som ble startet i 1978 for å fastlegge kriterier for kontrollvirksomheten innenfor kontroll av brønnutstyr og undervannskomplettering, ble videreført i 1979.

4.2.4. Problemer med frysing av utstyr

I de strenge kuldeperiodene vinteren 1979, opplevde man til dels alvorlig nedfrysing av utstyr på produksjonsplattformene i Nordsjøen. Det utstyr man hadde de største problemer med, var ferskvanntilførsel, brannvannsystem, instrumentering, pumper o.l. Disse problemene opplevde man på alle feltene i den norske del av Nordsjøen, men ikke alle feltene ble like hardt rammet.

Problemene som ble erfart viser at det kan oppstå alvorlige problemer under strenge kuldeperioder i Nordsjøen. Dette har det tidligere ikke blitt tatt tilstrekkelig hensyn til under konstruksjon av utstyr.

Rettighetshaverne er derfor pålagt å sette i verk tiltak for å forhindre gjentagelse av de problemer som oppsto.

4.3 BORING

4.3.1 Undersøkelsesboring

Det ble i 1979 gitt 27 tillatelser til å foreta undersøkelses- og avgrensingsboring. Ved årsskiftet 1979/80 var 11 undersøkelsesborehull under arbeid.

Også i 1979 har det vært registrert en økende tendens til å bore dypere hull og spesielt på større vanddyp. Det ble satt ny dybderekord ved BP's hull 30/4-1 som nådde et totaldyp på 5430 m under havflaten. Videre ble det satt ny rekord i vanddyp ved Amoco's hull 34/2-1 som ble boret på 389 m vanddyp.

Innen undersøkelsesboring har man i beretningsperioden erfart flere «kicks», dvs utilsiktet innstrømning av formasjonsvæske/gass i borehullet. Disse har imidlertid blitt detektert relativt raskt og kontrollert på vanlig måte ved hjelp av sikringsutstyret.

I månedsskiftet oktober/november hadde man vanskelige værforhold med kraftig vind og store bølgehøyder. Dette førte til avbrekk i boreoperasjonene på grunn av at riggene fikk for stor hivbevegelse. Mange rigger ble også nødt til å kobles fra borehullet fordi de hadde problemer med å holde seg i posisjon. Frakobling og påkobling er imidlertid en rutineoperasjon og forløp uten vanskeligheter.

Oljedirektoratet har rutinemessig arbeidet med registrering og bearbeiding av boretrykksdata siden 1976. Disse dataene inngår som en viktig del av den geologiske sikkerhetskontrollen som Oljedirektoratet utøver i forbindelse med boringer på norsk sokkel. Det er i bergarter av jurassisk alder de største avvik fra normalt trykk er registrert. Generelt kan man si at de største trykkene finnes i de dypeste bassengene (Viking- og Øst-Shetland og Sentral-bassenget), og i de områder som står i kommunikasjon med disse.

Datamengden som man har til disposisjon er

relativt begrenset, og det er derfor et behov for å utvide informasjonen med data fra brønner på britisk side. Oljedirektoratet er i den forbindelse i ferd med å etablere et samarbeid med Department of Energy for utveksling av sikkerhetsrelaterte data.

4.3.2 Produksjonsboring

Det har i 1979 vært stor aktivitet på de faste plattformene, med 8-10 borerigger i drift. Størst aktivitet har det vært i Ekofisk-området, hvor en i tillegg til ordinær produksjonsboring, har hatt flere tyngre vedlikeholdsarbeider av produksjonsbrønner. Det er også utført tilleggsboringer på Ekofisk A og B. Vedlikehold på eldre brønner i Ekofisk-området har økt vesentlig og vil tilta etter hvert som flere brønner har vært i produksjon en tid.

Oppfølgingen av slike vedlikeholdsarbeider har utgjort en vesentlig del av kontrollarbeidet innen boring, spesielt fordi slikt arbeid medfører ofte uforutsette vansker under selve arbeidet, slik at selve arbeidsprogrammet må revideres. Grunnen for mye av dette vedlikeholdet, har vært lekkasjer i tetninger, sammenklemte produksjonsrør, tapt utstyr m v.

Videre er det utarbeidet retningslinjer for samtidig boring og produksjon på Ekofisk, slik at det har vært boret og produsert samtidig på de fleste plattformene i Ekofisk-området.

I beretningsperioden er det startet boring på to nye plattformer i Ekofisk-området, Edda 2/7-C og Eldfisk 2/7-B.

På Frigg ble boringen avsluttet 18.09.79. En har 23 brønner på DP-2 som produserer, mens det er en som benyttes til trykkregistrering. De to siste brønnene ble klargjort forskjellig fra de øvrige for å vinne erfaring med annet utstyr og andre metoder med tanke på utvinning av mindre, omliggende felt.

På Statfjord A er de fire første brønnene i søndre skaft boret og ferdigstilt for produksjon. Boreriggen ble deretter skjøvet over til nordre skaft hvor boringen startet den 3 desember.

I forbindelse med utbyggingen av nye felt og videreutbygging av felt, har Oljedirektoratet nedlagt mye arbeide på forbedring av utstyr og arbeidsforhold i forbindelse med borevirksomheten. En har lagt stor vekt på å få et bedre og sikrere arbeidsmiljø, samtidig som kontroll og evaluering av nytt utstyr er intensivert.

Opp til nå har forskriftene for undersøkelsesboring fra 1975 vært benyttet for produksjonsboring.

Man har nå følt behov for egne forskrifter for produksjonsboring, og i beretningsperioden har en utarbeidet utkast til nye forskrifter.

4.4 Dykking

Dykkeaktiviteten på norsk kontinentalsokkel har vært størst i månedene april/august.

I dette tidsrom har det vært ca 570 dykkere i arbeid, hvorav ca 140 norske. På årsbasis har det vært utført ca 2000 overflateorienterte dykk, d v s dykk fra overflaten uten bruk av dykkerklokke. Antall timer i metning har vært ca 180 000.

I 1979 har det ikke vært dødsulykker i forbindelse med dykkeoperasjoner på norsk sokkel.

Oljedirektoratet har foretatt inspeksjoner av alle dykkesystemer som har vært benyttet på den norske kontinentalsokkel i 1979. Dette har ført til en heving av standarden på utstyret. En videre oppgave blir å arbeide for at dykkesystemene generelt blir mer standardisert. Et ledd i dette arbeid er at vi fra 1980 krever at alle gassbeholdere og distribusjonssystemer for dykkegass blir merket i henhold til internasjonal standard for gass til medisinsk bruk.

En gruppe med representanter for myndighetene, arbeidsgiverne og fagorganisasjonene har utarbeidet et forslag til arbeidstidsbestemmelser for dykkere.

Dykkeoperasjonene i Nordsjøen foregår fra lektere, skip, flyttbare borefartøyer og faste installasjoner. For å prøve å komme frem til ens bestemmelser om arbeidstid og oppholdsperiodens lengde, uansett hvilke type installasjoner eller skip virksomheten foregår fra, og for å tilpasse regelsettet til dykkernes spesielle arbeidssituasjon, har gruppens arbeid tatt lengre tid enn forventet. Divergerende syn innen gruppen har ført til at innstillingen kom ut med 3 mindretallsuttalelser.

Innstillingen er oversendt til Kommunal- og arbeidsdepartementet som har sendt den på høring til berørte institusjoner og selskaper. Kommentarer til høringsutkastet blir ved årsskiftet vurdert av departementet.

Det har lenge vært behov for en kontroll med at dykkere som skal arbeide i Nordsjøen har tilstrekkelig kompetanse.

Høsten 1979 ble det i statlig regi satt i gang det første norske utdannelsesstilbud for dyppdykkere ved Norsk Undervannsinstitutt.

Oljedirektoratet mener at det nå vil være det riktige tidspunkt til å starte opp med utstedelse av dykkesertifikater til de som har gjennomgått denne utdannelsen. Vi vil oså vurdere andre lands dykkeutdanning som eventuelt vil kunne godkjennes som fullverdig utdannelsesstilbud for utstedelse av sertifikat.

Oljedirektoratet vil fra januar 1980 begynne å utstede sertifikater. Bestemmelse om at dykkere som skal arbeide på norsk sokkel, skal ha sertifikat, forutsettes å tre i kraft fra 1.7. 1980.

For å dekke kommende behov for dykkere,

vil det som en overgangsordning bli utstedt sertifikat til dykkere med praktisk dykkeerfaring. Det er imidlertid viktig at det blir igangsatt et etterutdannelsestilbud til dykkere som ikke har nødvendig teoretisk utdanning.

Når det gjelder forskning i forbindelse med undervannsaktiviteter, er det bl a ved Norsk Undervannsinstitutt satt i gang prosjekter av stor betydning for dykkernes sikkerhet.

Forsinkelser ved NUI har imidlertid ført til at det vil ta noe lengre tid enn beregnet før prosjektene kan avsluttes.

En samordning av forskningsaktiviteter, når det gjelder dykkevirksomheten, er i gang mellom Department of Energy, Association of offshore Diving Contractors og operatørforeningene.

Oljedirektoratet har registrert at det, spesielt i forbindelse med undersøkelsesboring, er en tendens til at operatørene ikke ønsker å ha dykkesystemer ombord på riggene. I de tilfeller det er bruk for dykketjenester, vil det istedet bli benyttet dykkeskip på kortidsarrangement. Vi har også registrert at det kan forventes en økning i bruk av bemannede undervannsfarkoster hvor operatør/dykker oppholder seg i atmosfæretrykk, samt bruk av ubemannede fjernstyrte farkoster. Operasjoner på stadig større dyp vil sannsynligvis fremskynde en videre utvikling av slike systemer. Økonomiske og sikkerhetsmessige grunner taler meget for dette, men disse systemer vil aldri fullt ut erstatte dykkeren.

4.5 RØRLEDNINGER

Alle rørledninger på Ekofisk-feltet er nå tatt i bruk.

Ledningen fra Staffjord A til lastebøyen ble tatt i bruk november 1979.

Frigg-ledningen til Skottland har vært ute av drift noen tid i høst p g a en ødelagt såkalt «pigtrap.»

Arbeidet med å tildekke 915 mm ledningen fra Ekofisk til Emden i dansk sektor ble ferdig 15.9.79. I alt har arbeidet kostet 1/2 milliard kroner og 38 km ble tildekket. Ekofisk-ledningen til Teesside og Emden har også vært stengt ned noen dager i oktober 1979 for installering av forankringsanordning for Emden-rørledningen.

Sommeren 1980 er det planlagt å installere de to 510 mm ledningene fra Valhall til Ekofisk. Hver av dem blir 34 km lange.

Total lengden for alle ledningene i bruk er 1350 km.

Rørledningsforskrifter er under utarbeidelse og ventes ferdig sommeren 1980.

4.6 OPPRYDDING PÅ HAVBUNNEN

Arbeidet med undersøkelse og opprydding

rundt forlatte borelokaliteter har fortsatt i 1979 og er nå nesten fullført. Opprydding av nye borelokaliteter blir nå foretatt fortløpende.

Den foretatte opprydding synes å ha vært tilfredsstillende og de reviderte prosedyrene for oppgivelse av borehull burde sikre at havbunnen rundt borehullet er ren når det blir forlatt.

Fiskernes erstatningssøknader viser også at den foretatte opprydding har fjernet hindringene på selve borelokalitetene. Det er nå kun noen få erstatningssøknader som kan tilskrives selve borelokalitetene. Antall erstatningssøknader har allikevel steget betraktelig og Oljedirektoratet har i samarbeid med Fiskeridirektoratet utarbeidet et forslag til et prøveprosjekt for opprydding utenom borelokalitetene. Dette prøveprosjektet foreslås igangsatt ca april/mai 1980.

4.7 FORSKRIFTER

Oljedirektoratet skal i henhold til delegasjonsvedtak koordinere den praktiske gjennomføring av kontrollvirksomheten som de samarbeidende offentlige kontrollinstitusjoner utfører i forbindelse med faste installasjoner på den norske kontinentalsokkel.

Direktoratet har sett det som en fordel å få samlet de forskrifter som gjelder for disse anlegg. Samlingen består nå av tre deler. I del I og III inngår forskrifter utgitt av Oljedirektoratet. I del II inngår forskrifter utgitt av andre offentlige kontrollinstitusjoner. Det er mulig å tegne abonnement på forskriftssamlingen.

I løpet av 1979 har Oljedirektoratet fastsatt følgende forskrifter og retningslinjer:

Forskrifter for adkomstveier, trapper, ledere og rekkverk på produksjonsanlegg m v.

Midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg m v.

Forskrifter for overføring av personell til og fra produksjonsanlegg m v.

Retningslinjer for rettighetshavers egenkontroll.

Forskrifter om oppkreving av gebyrer til statskassen for besiktelse og kontroll av midlertidige og faste anlegg.

4.8 RETNINGSLINJER FOR KVALIFIKASJONER

Med hjemmel i kgl. res. av 9.7. 1976 er Oljedirektoratet delegert myndighet til å fastsette kvalifikasjonskrav til personell som arbeider på de faste installasjoner på kontinentalsokkelen. Selv små feil begått av dette personell på grunn av manglende kjennskap til arbeidet, kan få katastrofale følger. Det er derfor viktig at det etableres en høy sikkerhetsmessig og faglig standard hos personellet, og krav til at personellet har tilfredsstillende kvalifikasjoner for det arbeid de skal utføre, er en naturlig konsekvens.

Når det gjelder den teoretiske utdanningskapasitet, er denne dessverre ikke tilstrekkelig utbygd til å dekke behovet ut fra den boreaktivitet som foregår i dag. Dette har medført at et betydelig antall personer for tiden arbeider med dispensasjon fra gjeldende kvalifikasjonskrav for borepersonell.

«Leiro utvalg II» som vurderer utdanningsbehovene for personell som tjenestegjør på produksjonsanleggene i Nordsjøen, har avlevert delinnstilling omfattende:

- Sikkerhetsopplæring
- Vernepersonelloplæring
- Driftspersonelloplæring
- Produksjonsborepersonelloplæring

Oljedirektoratet har meddelt operatørselskapene at de foreslåtte kvalifikasjonsnormer i delinnstillingen om sikkerhetsopplæring er tilfredsstillende.

Direktoratet vil i nærmeste fremtid behandle delinnstillingene om opplæring for vernepersonell og driftspersonell.

Når det gjelder innstillingen om produksjonsborepersonell, vil denne bli behandlet med sikte på å angi kvalifikasjonskrav.

Det forutsettes at kravene samordnes med dem som gjelder på mobile plattformer.

4.9 HELSEFARLIGE STOFFER

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 tilfredsstille.

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

Det er neppe mulig i en lov å konkretisere de enkelte arbeidsmiljøkrav i detalj. Loven må nødvendigvis inneholde skjønsmessige kriterier. Den peker imidlertid på de arbeidsmiljøfaktorer som virksomheten må ta hensyn til. Disse arbeidsmiljøfaktorer 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 overvåker Oljedirektoratets inspektører ved jevnlig inspeksjoner at arbeidsforholdene på offshoreinstallasjonene ligger innenfor akseptable normer.

Rent prinsipielt kan man skille mellom det «indre miljø», arbeidsplassen, og det «ytre miljø», de omgivelser hvor man tilbringer sin fritid, d v s forholdene utenfor bedriften. Nettopp «det ytre miljø» er på mange måter knyttet til

arbeidsmiljøet, f eks ved forurensningen av luften med støv, gass eller damper.

Den påbudte sikring av en lang rekke arbeidsplasser ved hjelp av avsugningsanlegg er dessverre ikke automatisk kombinert med en påbudt rensing av «av-luften» før den slippes ut. Derved kan man oppleve den uheldige situasjon at en sikring av arbeidsplassen medfører en øket forurensning av det «ytre miljø». Det er viktig å være oppmerksom på de uheldige konsekvenser dette kan ha for offshore-installasjonene, hvor det ytre og indre miljø utgjør en integrert enhet.

4.10 ARBEIDERVERN OG ARBEIDSMILJØ

Den viktigste begivenhet på dette området i 1979 var gjennomføringen av de nye forskrifter om arbeidervern og arbeidsmiljø m v i forbindelse med undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske petroleumsforekomster. Disse trådte i kraft 1.6.79, og ble ved hjelp av møter og skriftlig informasjon forholdsvis raskt absorbert av bransjen.

Etter høringsrunden og innholdet i det forslag som ble vedtatt, må en kunne si at det endelige forslag fremsto som et kompromiss hvor alle parter til en viss grad ble hørt.

De viktigste endringer fra de tidligere forskrifter var et forenklet språk, mer systematisk oppbygging, samt at en rekke tvilsspørsmål har fått sin avgjørelse. En kan forøvrig også peke på at det er tatt inn en paragraf som klart fastslår rett til fagforeningsvirksomhet etter normale norske forhold, slik at dette problemet skulle være avklart.

Lengden av skiftperiodene som under arbeidet med forskriftene var et stort stridsspørsmål, synes etter at visse innstramninger ble foretatt, å være akseptert av begge arbeidslivets parter. Også etter forskriftenes ikrafttreden har fortolkningsproblemer oppstått. Disse spørsmål har gjerne vært knyttet til arbeidsmiljølovens egen fortolkning.

Også i 1979 har en rekke inspeksjoner vært foretatt. Alle de aktuelle installasjoner har vært dekket en rekke ganger. Det må kunne fastslås at færre overtredelser er blitt avdekket. Dette henger trolig sammen med at forståelsen for regelverket er blitt større og at mulighetene for å risikere kontroll har økt.

Informasjonsmessig har også dette året vært aktivt. Oljedirektoratets tjenestemenn har bistått som foredragsholdere ved en rekke kurs og konferanser, dette har også skjedd i direktoratets egen regi. Videre har det vært hyppig møtevirksomhet såvel som skriftlig og telefonisk kontakt med representanter for bransjens forskjellige grener.

Konfliktmessig må 1979 kunne sies å ha vært

et rolig år, selv om to begivenheter merker seg klart ut.

Den første inntraff ved årets begynnelse på Ekofiskfeltet. En arbeidsnedleggelse medførte at Phillips Petroleum Company Norway's verneombud forlangte produksjonen stanset av sikkerhetsmessige årsaker. Etter vurdering fant Oljedirektoratet at produksjonen kunne fortsette inntil Oljedirektoratets representanter var kommet til stede og hadde tatt standpunkt til situasjonen. Da dette skjedde var imidlertid streiken over. Oljedirektoratets avgjørelse ble av Ekofisk-komiteen anket inn for Kommunal- og arbeidsdepartementet.

Den siste inntraff i andre halvdel av året på Statfjordfeltet. Begrunnelsen her var at verneombudene i Mobil Exploration Norway Inc nedla sine verv i forbindelse med uenigheter med bedriften av såvel sikkerhets- som av fagforeningsmessig art. Direktoratet fant at arbeidet på plattformen var av en slik art at det kunne fortsette, og fastslo at verneombudene ikke hadde rett til å nedlegge arbeidet. Dette var Statfjordarbeidernes Forening uenig i og gikk til politianmeldelse av Mobil Exploration Norway Inc og Oljedirektoratet for brudd på miljøloven.

Med hensyn til antallet arbeidstakere som har vært dekket av Oljedirektoratets jurisdiksjon i 1979, er dette høyere enn antatt. Ved årets begynnelse var tallet ca 8600, ved årets slutt ca 7500. Det presiseres at dette gjelder faste installasjoner.

4.11 VERNETJENESTEN

Det totale vernearbeidet som utføres på sokkelen kan deles i 3 funksjonsområder:

- Personellsikkerhet og arbeidsmiljø
- Materiell sikkerhet
- Ytre miljø

Selv om disse har noe tilknytning til hverandre, er det en gjennomgående oppfatning at de selskaper som i dag har operatørstatus, ønsker å se på funksjonsområdene adskilt.

Vernetjenesten (sikkerhetsavdelingens arbeidsområde) har til nå hatt sin hovedtyngde på materiell sikkerhet — teknisk sikkerhet og kvalitetskontroll.

Installasjoner på sokkelen har mye utstyr og mange aktiviteter komprimert på et lite areal. Disse aktiviteter er av døgkontinuerlig karakter på enhet beliggende langt til havs i et ugjestmildt klima.

Det er den enkelte person som i sin arbeidssituasjon og sitt miljø, er grunnpillaren i vernekjeden. Dersom han er tilfreds med og er tilpasset:

- skiftsystemet
- organisasjonen
- innkvartering og rekreasjon
- friperioder på land
- arbeidsoppgaver

og samtidig har evne til å se og tenke fremover for å kunne forutse eventuelle farlige situasjoner og legge forholdene til rette for å unngå disse, ville en vesentlig del av vernetjenestens arbeid overflødiggjøres.

Det dreier seg her om holdninger, omtanke, modenhet, kunnskapsnivå, erfaring og evne til å handle i stress-situasjoner hos den enkelte som arbeider på installasjonene.

4.11.1 Vernepersonell

Aktuelle personellkategorier innenfor en sokkelbasert organisasjon som har personellsikkerhet, verne- og miljøspørsmål som oppgave kan være:

- verneleder
- verneinspektører
- vernearbeidere
- helsepersonell

I tillegg kommer de ansattes tillitsvalgte i verne- og miljøspørsmål:

- verneombud
- hovedverneombud

Selve organisasjonen av vernepersonellet varierer avhengig av installasjonstype, utviklingsfase etc.

Likeledes varierer dette med selskapstype, dvs operatørselskap, konstruksjonsentreprenør, borekontraktør etc.

Samspillet mellom ledelse og vernetjenesten er skjematisk vist på fig 4A. En vil her presisere to faktorer.

1. Verne- og miljø saker skal behandles i linjeorganisasjonen og søkes løst så nær årsakene som mulig.
2. Verne- og helsepersonellet skal etter Arbeidsmiljølovens § 30.3. ha en fri og uavhengig stilling i arbeidsmiljøspørsmål.

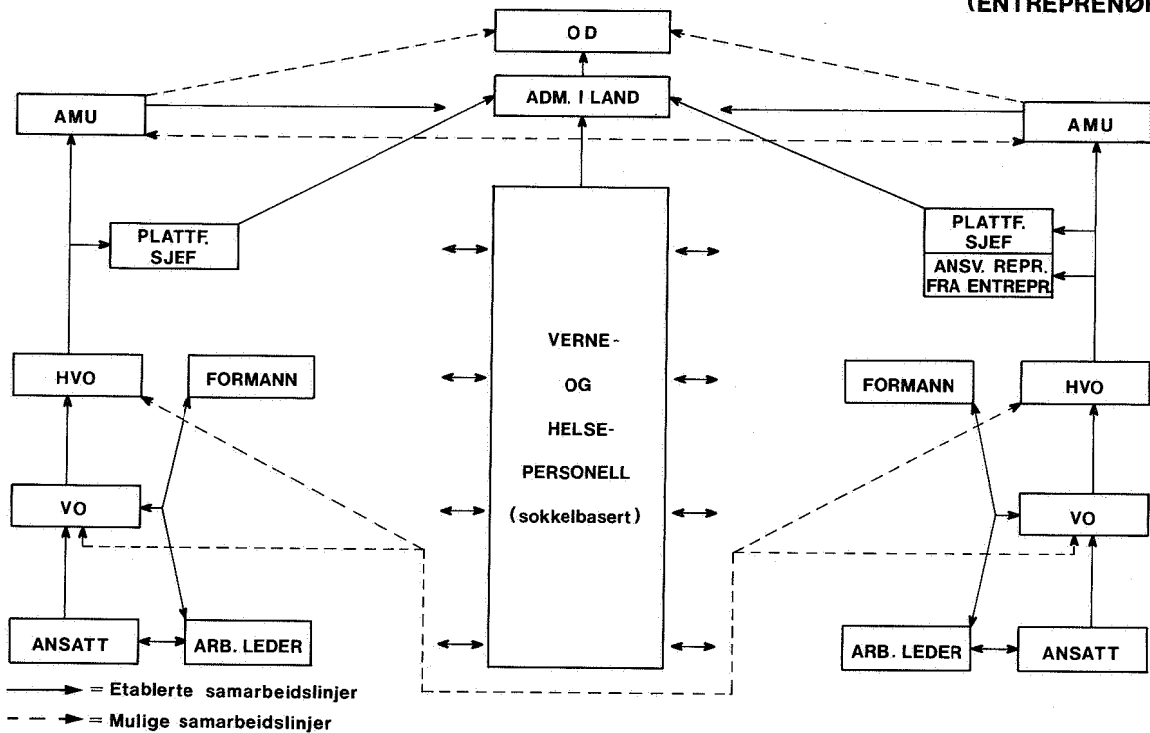
4.11.2 Vernetjenestens ansvar, myndighet og funksjon

Vernetjenestens ansvar, myndighet og funksjon fremgår i store trekk i Arbeidsmiljøloven. Ansvar er ofte formulert i instruksjer og stillingsbeskrivelser.

Ett fellestrekk er imidlertid at vernetjenestene innen selskapene ofte er basert på kontroll av tekniske systemer. Et moment innenfor vernearbeidet som savnes er samarbeidet mellom sel-

FIG 4A

Skjematisk framstilling av oppbygging av og samarbeid innenfor vernetjenesten.
General outline of structure of and cooperation within the safety organization.

OPERATØR -
SELSKAPKONTRAKTØR -
SELSKAP
(ENTREPRENØR)

skapenes verneorganisasjon og verneombudsordninger. Dette har gitt seg utslag i at verneombudene bruker den direkte rapporteringslinjen til Oljedirektoratet i stedet for å løse saken så nær problemet som mulig.

4.12 BRANNSKADER

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med riksadvokatens bestemmelser har mottatt rapport om, er gitt i tabell IX. Den rapporteringspraksis som er innarbeidet er så omfattende at

TAB. IX

Brannskader på faste installasjoner
Fire damages on fixed installations

Skader som følge av brannen	Konstruksjonsfasen	Ajour 10.12.1979	
		Driftsfasen	
		A	B
Personskader og store materielle skader	0	0	0
Personskader og mindre eller ingen materielle skader	1	0	0
Ingen personskade, men større materielle skader	0	0	0
Ingen personskade og minimale eller ingen materielle skader	17	7	11
Total:	18	7	11

A - brannårsak: Konstruksjonsarbeid
B - brannårsak: Som følge driften/driftsuhell

TAB. X
Arbeidsulykker 1976-79. Faste produksjonsanlegg m.v.
Occupational accidents 1976-79. Fixed installations.

Skadet legemsdel Skade Årsak	Hode	Øye	Mage Bryst	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot Ben	Døde	Andre	Sum	%	År
Motor generator transmisjon	0 1 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 3 1	0 1 0 0	0 0 0 0	1 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 1	1 2 3 2	0,47 0,71 0,48 0,35	-76 -77 -78 -79
Arbeidsmask. Splinter o.l. fra samme	0 0 2 0	0 0 2 0	0 0 0 0	0 0 1 0	1 2 3 1	0 0 0 0	0 0 0 0	1 0 2 0	0 0 0 0	0 0 0 0	2 2 10 1	0,94 0,71 1,60 0,18	-76 -77 -78 -79
Heis, kran løfteanordning transportør	0 1 2 0	0 0 0 0	1 0 1 0	0 1 1 1	5 3 9 3	0 0 1 0	0 0 4 0	0 1 1 0	0 1 0 0	0 0 3 0	6 7 22 4	2,82 2,48 3,53 0,70	-76 -77 -78 -79
Kjøretøy fartøy fly	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 1 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 1 0	0,00 0,00 0,16 0,00	-76 -77 -78 -79
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	0 5 4 7	28 34 36 28	0 0 1 3	0 1 0 1	13 12 33 25	0 1 3 3	0 1 0 3	3 0 4 4	0 0 0 0	1 0 1 0	45 54 82 74	21,13 19,15 13,14 12,96	-76 -77 -78 -79
Varmt eller kaldt stoff fast, flytende gassaktig	1 2 1 0	27 11 29 10	0 1 0 0	0 0 0 0	1 2 3 2	0 1 2 1	0 0 0 0	2 0 1 0	0 0 0 0	1 0 1 1	32 17 37 14	15,02 6,03 5,93 2,45	-76 -77 -78 -79
Elektrisk strøm	0 0 0 0	0 0 1 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 1 4 3	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	1 1 2 1	1 2 7 4	0,47 0,71 1,12 0,70	-76 -77 -78 -79
Eksplisjon, sprengning brann e.l.	0 0 2 2	0 0 2 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 1 0 2	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 1	0 0 5 0	0 0 0 3	0 1 9 8	0,00 0,35 1,44 1,40	-76 -77 -78 -79
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	0 2 1 1	2 8 1 14	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 1	0 0 1 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	1 3 5 1	3 13 8 17	1,41 4,61 1,28 2,98	-76 -77 -78 -79
Fall (av per- son til lavere nivå)	2 1 2 6	0 0 0 0	4 5 6 7	5 12 16 7	1 3 5 5	2 4 7 12	1 5 8 4	6 13 18 12	2 1 8 0	11 8 15 7	34 52 78 60	15,96 18,44 12,50 10,51	-76 -77 -78 -79
Fall (av per- son på samme nivå)	1 0 4 4	0 0 0 1	1 2 8 8	1 1 16 10	0 3 13 12	2 5 4 6	5 8 13 16	6 14 14 17	0 0 0 0	2 2 3 3	18 35 75 77	8,45 12,41 12,02 13,49	-76 -77 -78 -79
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	2 2 5 10	1 1 1 0	0 1 0 0	0 1 0 2	0 2 20 12	0 1 3 2	0 2 6 2	4 3 17 23	0 0 0 0	1 1 1 1	10 14 53 52	4,69 4,96 8,49 9,11	-76 -77 -78 -79
Tråkking på, støt av eller mot gi.stand Klemming	1 3 10 24	1 0 2 1	1 0 5 9	0 1 5 12	14 6 67 89	4 3 10 14	4 4 20 19	7 4 38 37	0 0 0 0	4 0 0 4	36 27 157 209	16,90 9,57 25,16 36,60	-76 -77 -78 -79
Løfting, bær- ing som skadete utførte	0 1 0 0	0 0 0 0	0 1 5 0	10 9 36 26	3 28 9 2	2 3 6 7	0 1 3 1	0 7 1 2	0 0 0 0	0 0 0 0	15 50 60 38	7,04 17,73 9,62 6,65	-76 -77 -78 -79
Andre årsaker	0 1 0 1	9 2 9 1	1 0 0 0	0 1 7 1	0 0 2 4	0 1 0 2	0 1 0 2	0 0 2 2	0 0 0 0	0 0 2 0	10 6 22 11	4,69 2,13 3,53 1,93	-76 -77 -78 -79
Sum	7 19 33 55	68 56 83 55	8 10 26 27	16 27 82 60	38 63 172 162	10 20 37 47	12 22 54 45	30 48 98 98	2 2 6 0	22 15 33 22	213 282 624 571	99,99 99,99 100,00 100,01	-76 -77 -78 -79
%	3,29 6,74 5,29 9,63	31,92 19,86 13,30 9,63	3,76 3,55 4,17 4,73	7,51 9,57 13,14 10,51	17,84 22,34 27,56 28,37	4,69 7,09 5,93 8,23	5,63 7,80 8,65 7,88	14,08 17,02 15,71 17,16	0,94 0,71 0,96 0,00	10,33 5,32 5,29 3,85	99,99 100,00 100,00 99,99		-76 -77 -78 -79

TAB. XI
Arbeidsulykker akkumulert for 1976—79. Faste produksjonsanlegg m.v.
Occupational accidents accumulated for 1976—79. Fixed installations.

Skadet legemsdel Skade Årsak	Skadet legemsdel											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	0,47	
Arbeidsmask. Splinter o.l. fra samme	2	2	0	1	7	0	0	3	0	0	15	0,89	
Heis, kran løfteanordning transportør	3	0	2	3	20	1	4	2	1	3	39	2,31	
Kjøretøy, fartøy fly	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0,06	
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	16	126	4	2	83	7	4	11	0	2	255	15,09	
Varmt eller kaldt stoff fast, flytende, gassaktig	4	77	1	0	8	4	0	3	0	3	100	5,92	
Elektrisk strøm	0	1	0	0	8	0	0	0	0	5	14	0,83	
Eksplisjon, sprengning brann e.l.	4	2	0	0	3	0	0	1	5	3	18	1,07	
Giftige og/ eller etsende stoff, stråling	4	25	0	0	1	1	0	0	0	10	41	2,43	
Fall (av per- son til lavere nivå)	11	0	22	40	14	25	18	49	4	41	224	13,25	
Fall (av per- son på samme nivå)	9	1	19	28	28	17	42	51	0	10	205	12,13	
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	19	3	1	3	34	6	12	47	0	4	129	7,63	
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand Klemming	38	4	15	18	176	31	47	92	0	8	429	25,38	
Løfting, bæring som skadete utførte	1	0	6	81	42	18	5	10	0	0	163	9,64	
Andre årsaker	2	21	1	9	6	3	1	4	0	2	49	2,90	
Sum	114	262	71	185	435	114	133	274	10	92	1690	100,00	
%	6,75	15,50	4,20	10,95	25,74	6,75	7,87	16,21	0,59	5,44	100,00		

den skal inkludere bokstavelig talt alle branntiløp.

Oljedirektoratet har i 1979 registrert 36 branner (mot totalt 43 i 1978) på faste installasjoner. Bare ett tilfelle har ført til personskade idet en mann fikk brannskader i ansiktet under slukkearbeid.

4.13 SKADEREGISTRERING

Alle personskader rapporteres skriftlig til Oljedirektoratet. Ved alvorlige arbeids- og dødsulykker skal Oljedirektoratet og Stavanger Politikammer straks underrettes pr telefon. Representanter fra begge myndigheter etterforsker ulykken.

4.13.1 Arbeidsulykker

Tabellene X og XI gir en oversikt over de yrkesskader som har vært rapportert til Oljedirektoratet for årene 1976-79, og som har ført til fravær eller har fått dødelig utgang. Det er ikke tatt hensyn til fraværets lengde, og oversikten gir ikke grunnlag for en direkte sammenligning med statistikk fra annen virksomhet.

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

Tallene for 1976-78 er korrigerte tall og Oljedirektoratet trekker derfor tilbake oversiktene som er offentliggjort i beretningene for disse periodene. Oversikter omfatter arbeidsulykker på faste anlegg på den norske kontinentalsokkel, samt pumpeplattformer tilknyttet rørledningene til Teesside (Storbritannia) og Emden (Vest-Tyskland). Grunnlaget for oversikten er de yrkesskademeldinger som arbeidsgiver plikter å sende inn til Oljedirektoratet. Med yrkesskade forstås ulykke eller sykdom påført under arbeid på arbeidsstedet i arbeidstiden. Alle arbeidstakere og nasjonaliteter, samt alle aktivitetsfaser innen virksomheten på de ovennevnte anlegg er med i beretningsgrunnlaget.

4.13.2 Dødsulykker

Det har ikke inntruffet ulykker med dødelig utgang på de faste anlegg i 1979.

4.13.3 Arbeidsulykker generelt

I forbindelse med oversikten for 1978 ble det brukt ca 23 millioner arbeidstimer som grunnlag. Oljedirektoratet har i løpet av 1979 fått flere indikasjoner på at dette tallet ikke kunne være korrekt, bl a fra en forskergruppe som har utført en risikoanalyse for virksomheten på sokkelen. Gruppen har i sin rapport bemerket dette forhold og har ikke kunnet finne noen tilfredsstillende forklaring på oppgangen fra 1978 til 1979.

Nærmere undersøkelser har vist at anslagene fra et av oljefeltene har vært for høye. De korrigerte tall er vist i tabellene X, XI og XII.

Skadefrekvensen for 1979 ligger under gjennomsnittet for perioden 1976-1979.

Det vises forøvrig til fagartikkel kap. 10.3. om arbeidsulykker.

Fire skadeårsaker dominerer oversikten: håndverktøy, fall av person til lavere nivå, fall av person på samme nivå og tråkking på, støt av eller mot gjenstand den skadede ikke håndterte, herunder klemskader.

De mest utsatte legemsdeler er: hånd/finger, fot/ben og ryggen.

Skadefrekvensen for de siste 3 år ser ut til å stabilisere seg. Det virker imidlertid fortsatt 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 hyppigere kontroll med at arbeidet blir utført på forsvarlig måte, samt at riktig redskap og verneutstyr blir brukt, må innarbeides bedre.

I beretningsperioden har Oljedirektoratet bl a utarbeidet et dataprogram for skaderegistrering. Ved å behandle skader ved hjelp av data, kan en på en bedre og mer effektiv måte analysere de opplysninger som mottas med hensyn til skadefordeling m v for bedre å kunne finne fram til skadeforebyggende tiltak.

Oljedirektoratet vil intensivere arbeidet med skadeforebyggende tiltak i samarbeid med alle impliserte parter.

TAB. XII

Skader/døde pr årsverk (1976—79), faste produksjonsanlegg m v.

Occupational accidents/fatalities/1000 man years (1976—79), fixed installations.

År	Arbeidstimer	Timer pr årsverk	Årsverk	Skader	Skader pr 1000 årsverk	Døde	Døde pr 1000 årsverk
1976	4.876.316	1852	2.633	213	80,9	2	0,76
1977	4.926.742	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	571	68,6	0	0,00
Totalt	42.323.940		23.822	1690	70,9	10	0,42

5. Kontroll med produserte mengder hydrokarboner

5.1 DEN MÅLETEKNISKE KONTROLL

Kontroll med produserte mengder olje og gass utføres både på målingen før ilandføring og på målingene som utføres på de ferdigbehandlede produkter som selges ut fra landterminalene. Førstnevnte målinger utføres for å beregne royalt og for å beregne de enkelte felts bidrag. Måling av ferdigbehandlede produkter gjelder salg der Oljedirektoratet er blitt pålagt kontrolloppgaver i forbindelse med bestemmelse av selskapenes inntekter. Kontrollen omfatter alle stadier av et felts utbygging, dvs kontroll av målesystemenes oppbygging i planleggings- og byggefase, kontroll av utprøving av systemene før de tas i bruk og kontroll i driftsfase.

Kontrollen i driftsfase 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 utstyret, 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 problem 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 1979 i forbindelse med de forskjellige målestasjonene i drift eller under planlegging.

Målesystemene på feltene i Ekofiskområdet, samt på terminalene i Teesside og Emden.

Kontrollen ute på feltet har siden januar 1979 vært utført av Oljedirektoratets egne inspektører. Oljedirektoratet har en måleteknisk inspektør til stede på feltet til enhver tid. I løpet av 1979 har et stort antall satellittfelter kommet i produksjon, dessuten har driften av Ekofisk Senter kommet inn i fase III. Dette innebærer at et stort antall nye målesystemer har blitt satt i drift, og en stor del av kontrollen har måttet konsentreres om disse. Kontrollen på Ekofisk har vært meget ressurskrevende. I forbindelse med overgangen til fase III drift på Ekofisk, har det oppstått problemer vedrørende prisfastsettelse og tolking av de kgl. resolusjoner som royalty-innkrevningen baseres på. Det arbeides fortsatt med denne saken.

I løpet av 1979 har Oljedirektoratet deltatt i testing av målestasjoner i Teesside. En del av de feil som ble funnet, er ennå ikke utbedret. For tiden måles olje og NGL ved nivåmåling i lager-tanker og tankbåter. Ved lastning av NGL overvåkes nivåmålingen av et måleekspertfirma som

Phillips har leiet etter krav fra Oljedirektoratet. Oljedirektoratet for sin del kan grovkontrollere lastede kvanta ved å sammenholde lastekvanta med utskiptet masse fra Ekofisk.

I Emden utføres nå månedlige inspeksjoner etter fast rutine.

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

Som kjent foretas måling av gass fra det britiske Piper-feltet til Frigg-rørledningen, på kompressorplattform MCP01.

På Frigg og MCP01 har Oljedirektoratet lagt opp et felles inspeksjonsopplegg med Department of Energy. Hver av målestasjonene inspiseres månedlig etter faste rutiner, enten av Oljedirektoratet eller Department of Energy.

I St. Fergus foretas måleteknisk inspeksjon månedlig.

Staffjord «A»

Siste stadium av uttesting vil foretas ved årsskiftet umiddelbart før lasting på feltet starter. Omfanget av driftskontroll vil bestemmes ut fra de erfaringer som gjøres i den første perioden med drift av målesystemene.

Murchison

Designkontroll ble utført i 1978. Det har ikke vært vesentlig aktivitet omkring dette feltet siden. Test antas å finne sted i 1980—81. Omfanget av driftkontroll vil måtte bestemmes ut fra de erfaringer som gjøres i den første perioden med drift av målesystemene.

For målesystemene i tilknytning til Valhall-feltet utfører Oljedirektoratet for tiden kontroll av design.

For felter som N Ø Frigg, 1/9 og 7/12 har

Oljedirektoratet diskutert måleopplegg i generelle former med felt-operatørene.

Aktiviteten i 1980 og videre vil bli preget av at behovet for måleteknisk driftskontroll stiger i takt med antall felter som kommer i produksjon.

Videre har en nå kommet til det stadium at en har fått behov for maskinell bearbeiding av måledata fra feltene som er tilkoplede felles rørledningsopplegg. Dette gjelder de såkalte allokeringsberegningene hvor det enkelte felts eierskap i utløpsstrøm fra hovedterminal på feltet og fra landterminal, bestemmes. Utarbeidelse av datamaskinprogrammer for dette formål forutsettes startet i 1980.

Måleteknikk for olje og gass er et ganske spesielt fagområde der man tidligere ikke har hatt vesentlig kompetanse i Norge. Oppbygningen av det faglige miljø innenfor måleteknikk i Oljedirektoratet har dels skjedd ved at man har lagt vekt på å sette seg inn i bakgrunnen for de aksepterte måletekniske standarder, samt følge med og delta i videreutviklingen av disse. Oljedirektoratet er således Norges representant i flere av de komiteer innenfor den Internasjonale Standardiseringsorganisasjon som arbeider med måleteknikk for olje og gass.

Videre deltar Oljedirektoratet i to måletekniske forskningsprosjekter, det ene utføres av SINTEF, det andre utføres i Storbritannia i regi av Institute of Petroleum. I sistnevnte prosjekt er Oljedirektoratet og Department of Energy blant hoveddeltakerne. En har imidlertid ved de fleste anledninger måttet la aktiviteten i forbindelse med slike aktiviteter bli nedprioritert i forhold til de direkte måletekniske kontrolloppgaver. Det er likevel et siktemål at det skal bli mulig å holde noe høyere aktivitet på dette området i fremtiden.

6. Sikkerhets- og beredskapsforskning

6.1 Bakgrunn

Med utgangspunkt i St prp nr 1, Tillegg 2 (1977/78) «Om økning av bevilgningene til sikkerhets- og beredskapsforskning i tilknytning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen» er Oljedirektoratet i gang med gjennomføring av to forskningsprogrammer vedrørende preventiv sikring og beredskap.

SSB-programmet gjennomføres med bistand fra Styringskomiteen for sokkelberedskap (SSB) og SPO-programmet gjennomføres med bistand fra Styringskomiteen for Sikkerhet, Prosedyrer og Overvåking (SPO). Felles mål for de to programmer er beskrevet under punkt 6.5. I begge komitéene er det representanter fra oljeselskapene, arbeidstakerne og offentlige institusjoner. Formann for SSB er seksjonssjef Arne Stavland, og formann for SPO er avdelingsdirektør Dag Meier-Hansen.

Styringsgrupper for de enkelte prosjekter bistår utførende institusjoner og Oljedirektoratet med prosjektstyringen.

Oljedirektoratets oppgaver med å administrere de to forskningsprogrammer ivaretas av Forskningsgruppen. Forskningsgruppen ivaretar også sekretariatfunksjonene for de to styringskomiteer.

6.2 Utvikling og status

Ved utgangen av 1979 har SSB- og SPO-programmene pågått i ca. 1½ år. Første halvdel av 1978 medgikk til planlegging, og ingen midler ble benyttet over forskningsprogrammenes budsjetter.

Året 1979 var andre året i SSB- og SPO-programmene, og de to programmene befinner seg nå i en mellomfase. Initieringsfasen var karakterisert ved et større antall utredningsprosjekter som til dels ble igangsatt innenfor snevre økonomiske og tidsmessige rammer. Mellomfasen er karakterisert ved at enkelte prosjekter får en utvidelse av de økonomiske rammer, enkelte nye prosjekter kommer til og de mer kortsiktige prosjekter avsluttes.

Finansieringen av forskningsprogrammene består av en årlig bevilgning over Kommunal- og arbeidsdepartementets budsjett på ca 8 millio-

ner kroner. For 1980 forventes bevilgninger av samme størrelsesorden.

Operatørselskapene er for 1980 anmodet om å bistå forskningsprogrammene med kr 10.375.000,- i direkte finansiell støtte. Dertil er enkelte operatører anmodet om å påta seg videreføringen av særskilte prosjekter.

De to programmene planlegges ut fra forutsetningen av at de, som integrerte programmer, skal kunne avsluttes i utgangen av 1981.

Det bør i fremtiden være et mål å integrere en rekke områder innen SSB- og SPO-programmene i andre prosjekter som ikke er spesielt relatert til sikkerhet, men hvor sikkerhet er delmål.

6.3 De to programmers områder

SPO-programmet omfatter preventiv sikring, og SSB-programmet omfatter beredskap.

Preventiv sikring omfatter sikkerhet som bygges inn i anlegg og systemer, samt forholdet mellom mennesker og maskin, prosedyrer og administrative tiltak for å unngå ulykkes- og faresituasjoner.

Beredskap omfatter de menneskelige ressurser som aktiveres og settes inn for å bringe ulykkes- og faresituasjoner under kontroll, samt det administrative apparat og materielle ressurser som mennesker i denne forbindelsen nytter i sin innsats.

Beredskap og preventiv sikring er komplementære begreper som i svært mange henseende dekker de samme fagområder. Et enkelt sikkerhetsmessig tiltak vil således ofte kunne ha både beredskapskomponenter og komponenter som er preventiv sikring. Hensikten med bevisstgjøringen omkring hva som ligger i de to begreper må være at en i alle saker som angår sikkerhet ivaretar såvel beredskapskomponentene som de komponenter som er preventiv sikring.

SPO-programmet omfatter prosjekter innen preventiv sikring som i særlig grad er rettet mot Oljedirektoratets ansvarsområder. Det er for øvrig ingen klar avgrensning mot SPS-programmet i NTNf's regi som også omfatter preventiv sikring.

SSB-programmet omfatter prosjekter innen

beredskap som i hovedsak er rettet mot ansvarsområder til Oljedirektoratet, Sjøfartsdirektoratet, Justisdepartementet, Helsedirektoratet og til dels Miljøverndepartementet. SSB-programmet omfatter også oppsamling av olje i brønnhodens umiddelbare nærhet. Oljeopp-

samling og behandling av olje som flyter på havet ivaretas av Miljøverndepartementet ved PFO-programmet.

6.4 Prosjektoversikt

SSB-PROGRAMMET

1. BEREDSKAPSSYSTEMET		
1.1	Beredskapssystemet	Ikke igangsatt.
1.2	Overordnet — Beredskap — Samarbeide (OBS-prosjektet)	Utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Prosjektet har til nå kostet kr 75 000. I tillegg har andre bevilget kr 45 000. Prosjektet planlegges i 1980 å koste kr 600 000.
1.2.1	Beredskapsplan for flyttbare boreplattformer	Utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Prosjektet har til nå kostet kr 112 000.
1.2.2	Edb-basert informasjonssystem for beredskaps- og redningstjenesten	Vurderes igangsatt ved Norges Skipsforskningsinstitutt
1.3	Beslutningsgrunnlag	Ref SSB-prosjektene 2.1, 3.1, 4.1, 4.6 og 4.10.
1.4	Oppdrag relatert til beredskapssystemet.	
1.4.1	Simulering — Katastrofe — Sokkel (SIKAS-prosjektet)	Utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Prosjektet har til nå kostet kr 148 000. I tillegg har andre finansiert kr 485 000. Prosjektet ble i 1979 videreført under styring av Statens forurensningstilsyn.
1.4.2	Prosjektering av Hovedredningssentral	Vurderes igangsatt ved Norges Skipsforskningsinstitutt i 1980 under en økonomisk ramme på kr 465 000.
1.5	Myndighets- og ansvarsforhold	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet har til nå kostet kr 217 200.

SSB-PROGRAMMET

2. MENNESKERS LIV OG HELSE		
2.1	Menneskers liv og helse. Analyser — kriterier	Prosjektet vurderes igangsatt i 1980 under en økonomisk ramme på kr 75 000.
2.2	Evakuering av personell sjøveien	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet har til nå kostet kr 1 680 000. I tillegg har andre finansiert kr 435 000. prosjektet er i 1980 planlagt å koste kr 6 000 000.
2.2.1	Evakueringsaspekter ved- rørende «Offshore system for personelltransport og evaku- ering	Prosjektet ble utført av Kongsberg Engineering A/S, Maritim Prosjektgruppe. SSB's engasjement ble avsluttet etter bruk av kr 300 000.
2.2.2	Fritt fall redningssystem for oljevirkosomheten til havs	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforsk- ningsinstitutt. Prosjektet kostet kr 225 000 før det ble vide- reført innen SSB-prosjekt 2.2.
2.2.3	Personell- og godsoverførings- system mellom konstruksjoner i sjøen	Prosjektet ble utført av Jarle Wanvik. Prosjektet kostet kr 90 000 før det ble videreført innen SSB-prosjekt 2.2.
2.3	Evakuering med helikoptere	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforsk- ningsinstitutt. Forprosjektet ble lagt på i i 1978 etter å ha brukt kr 24 823. Prosjektet vurderes igang- satt i 1980.
2.4	Redningsdrakter/helikopter- transport	Prosjektet ble utført av Norges Skipsforsk- ningsinstitutt. Prosjektet har til nå kostet kr 175 000.
2.5.1	Medisinsk informasjonssystem	Prosjektet vurderes igangsatt i 1980 under en økonomisk ramme på kr 250 000.

SSB-PROGRAMMET

3. DYKKEBEREDSKAP		
3.1	Risikoanalyse	Prosjektene utføres av Norsk Undervannsinstitutt i samarbeid med Det norske Veritas. Prosjektene har til nå kostet kr 780 000. Prosjektene er i 1980 planlagt å koste kr 1 000 000.
3.2	Bemannet test av redningskammer /dykkerklokke, forbindelse til overflaten er brutt	
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	
4. BEKJEMPELSE AV KILDEN		
4.1	Bekjempelse av kilden. Analyser — kriterier	Prosjektet vurderes igangsatt i 1980 under en økonomisk ramme på kr 75 000.
4.2	Beredskap ved indikasjoner på at en brønn ikke er under full kontroll	Utføres av SINTEF i samarbeid med Rogalandsforskning. Prosjektet har til nå kostet kr 70 000, og planlegges i 1980 å koste kr 355 000.
4.3	Brønnavstengning ved ukontrollert utblåsning	Utføres av SINTEF i samarbeid med Norges Skipsforskningsinstitutt og Sentralinstitutt for industriell forskning. Prosjektet har til nå kostet kr 240 000. Statoil har etter anmodning fra OD påtatt seg å videreføre prosjektet i 1980.
4.4	Boring av avlastningshull ved ukontrollert utblåsning	Utføres av Rogalandsforskning i samarbeid med PETCON. Prosjektet har til nå kostet kr 273 000, og planlegges i 1980 å koste kr 1 400 000.

SSB-PROGRAMMET

4.5	Utslippsmengder ved ukontrollert utblåsning	Ikke igangsatt.
4.6	Brann- og eksplosjonsfare i forbindelse med gass-spredning ved ukontrollert utslipp av hydrokarboner	Utføres av OTTER i samarbeid med SINTEF, Norsk Institutt for Luftforskning og Vassdrags- og havnelaboratoriet. Prosjektet har til nå kostet kr 365 000, og planlegges i 1980 å koste kr 441 000.
4.7	Brannberedskap	
4.7.1	Brannberedskap på plattform	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet har til nå kostet kr 194 000, og planlegges i 1980 å koste kr 204 000.
4.7.2	Ekstern brannberedskap	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet har til nå kostet kr 275 000, og planlegges i 1980 å koste kr 850 000.
4.8	Fartøyets egenskaper	
4.8.1	Vurdering av krav vedrørende dynamisk posisjonerte skip og plattformer	Utføres av Chr Michelsens Institutt. Prosjektet har til nå kostet kr 95 000.
4.8.2	Skip i sjøgang ((SIS-prosjektet)	Utføres av Norges Skipsforskningsinstitutt. Prosjektet har til nå kostet kr 50 000. I tillegg har andre bevilget kr 1 070 000 til prosjektet.
4.9	Beredskap ved kollisjonsfare	Ikke igangsatt.
4.10	Beslutningskriterier ved skade på konstruksjoner	Ikke igangsatt.

SPO-PROGRAMMET

1. BORING		
1.1	Sikkerhetsoptimalisering ved boring	Utføres av SINTEF. Prosjektet kom i gang i mars 1978. Bevilgning for 1978: kr 145 000 som ble utbetalt til NTNF. Det er for 1979 ikke gitt noen bevilgning.
1.2	Simulator for brønnkontroll	Utføres av SINTEF. Prosjektet kom i gang i 1977. Bevilgning for 1978: kr 300 000. Bevilgning for 1979: kr 275 000. Prosjektet beregnes å være ferdig i 1980.
1.3	Komplettering av vedlikehold av produksjonsbrønner	Utføres av Rike Service i samarbeid med Oljedirektoratet. Prosjektet ble startet i april 1978. Bevilgning for 1978/79: kr 155 000. Prosjektet avsluttes i 1979.
1.4	Undervannssystemer for olje- og gassproduksjon	Utføres av Kongsberg våpenfabrikk. Prosjektet ble startet i 1974. Bevilget for 1978: kr 130 000. SPO-støtte via NTNF.
1.5	Inspeksjonsrutiner for boreutstyr	Utføres av Norges Skipsforskningsinst. Prosjektet ble startet i mai 1978. Bevilgning for 1978: kr 189 000. Bevilgning for 1979: kr 600 000. Prosjektet regnes å være ferdig i 1980.
1.6	Design av foringsrør	Utføres av SINTEF. Prosjektet ble startet i januar 1979. Bevilgning for 1979: kr 65 000. Tilleggsbevilgning for 1979: kr 120 000. Avsluttes i 1980.
1.7	Sementering i borehull	Utføres av SINTEF. Forprosjekt kom i gang i 1979. Bevilgning for 1979: kr 40 000.
1.8	Skader i forbindelse med rørhåndtering på boredekk	Utføres av Rogalandsforskning. Prosjektet kom i gang i april 1979. Bevilgning for 1979: kr 125 000.
2. KONSTRUKSJON		
2.1	Tilstandskontroll av rørledninger	Utføres av Oljedirektoratet. Prosjektet kom i gang i 1978 og beregnes å være avsluttet i 1979. Bevilgning for 1978/79: kr 225 000.

SPO-PROGRAMMET

2.2	Innvendig korrosjon	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet kom i gang i 1976 og ventes å være avsluttet i 1980. Bevilgning for 1978: kr 100 000.
2.3	Ulykkeslaster	Utføres av Oljedirektoratet. Prosjektet kom i gang i 1978 og ventes å være avsluttet i 1979. Bevilgning for 1978/79: kr 270 000.
2.4	Prosedyrer for undervanns rørledninger	Utføres av Oljedirektoratet. Prosjektet kom i gang i februar 1979 og ventes å være ferdig innen utgangen av året. Bevilgning for 1979: kr 200 000.
2.5	Tilstandskontroll av strukturer	Utført av Hollobone Hibbert & Ass. Prosjektet er avsluttet.
2.6	Innstøping av korrosjonssonde i skaftveggen på Statfjord B	Utføres av Forskningsinstituttet for cement og betong. prosjektet har mottatt bevilgning for 1979, men er foreløpig lagt på is. Bevilgning for 1979: kr 62 500.
2.7	Utmatting av offshore stålkonstruksjoner	Utføres av Oljedirektoratet. Prosjektet kom i gang i 1978, men ble finansiert fra SPO første gang i 1979. Bevilgning for 1979: kr 400 000.
3. SIKKERHET		
3.1	Verne-og miljøarbeid I	Utført av Norges Skipsforskningsinstitutt og Oljedirektoratet. Arrangement av konferanse på Jæren Hotell, Bryne 19.—23.2.78. Bevilgning: kr 50 000.
3.11	Verne- og miljøarbeid II	Utført av Norges Skipsforskningsinstitutt og Oljedirektoratet. Arrangement av konferanse på Jæren Hotell, Bryne 28.1.—1.2.79. Bevilgning: kr 70 000.
4. PRODUKSJON		
4.1	Datainnsamling og bearbeiding (Forprosjekt, del I)	Utført av PA Management Consultants. Prosjektet ble utført i 1978. Bevilgning: kr 150 000.

SPO-PROGRAMMET

4.11	Datainnsamling og bearbeiding (Forprosjekt, del 2)	Utført av T R Moss. Prosjektet ble utført i 1978. Bevilgning: kr 15 000.
4.2	Sikringsventilarrangement	Utføres av SINTEF. prosjektet ble satt i gang i 1978 og ventes avsluttet i 1980. Bevilget for 1978/79: kr 360 000.
4.3	Brannklassifisering	Utført av System for Sikkert Skip. Lite forprosjekt ble utført i 1978. Bevilgning: kr 5 000.
4.4	Deteksjonssystemer for gass/brann	Utføres av Det norske Veritas. Prosjektet kom i gang i 1978 og ventes avsluttet i 1980. Bevilgning for 1978: kr 305 000. Bevilgning for 1979: kr 650 000.
4.5	Minimumskriterier for inspeksjon av prosessutstyr	Utført av Atkins Planning. Prosjektet kom i gang i 1978 og er avsluttet i 1979. Bevilgning for 1978: £ 69 000. Bevilgning for 1979: £ 9 500.
4.6	IFAC/IFIP «Autorisering for sikkerhet» konferanse	Utføres av SINTEF. Bidrag til arrangement av symposium juni 1980. Bevilgning: kr 25 000.
4.7	Tilstandsovervåking av prosessutstyr	Utføres av Det norske Veritas og Cranfield Institute of Technology. Prosjektet kom i gang i april 1979. Bevilgning for 1979: kr 320 000.
5. ADMINISTRASJON/STRATEGI/ØKONOMI		
5.1	Grunnleggende kontrollstrategi	Utført av Oljedirektoratet. Arrangement av «brain-storming» møte på Hovda Gård 4.—6.09.78. Bevilgning: kr 21 500.
5.2	Innsamling, bearbeiding og bruk av data (Hovedprosjekt)	Utføres av Rogalandsforskning. Prosjektet kom i gang i 1979 og Fase I vil være ferdig innen årets utgang. Bevilgning for 1979: kr 400 000.

SPO-PROGRAMMET

6. DYKKING		
6.1	Detektering av dekompresjonsbobler	Utføres av Norsk Undervannsinstitutt. Prosjektet kom i gang i 1979 og ventes å være avsluttet i 1981. Bevilgning for 1979: kr 50 000.
6.2	Personlig dykkeutstyr	Utføres av Norsk Undervannsinstitutt. Prosjektet kom i gang i 1979 og ventes å være avsluttet i 1980. Bevilgning for 1979: kr 50 000.
6.3	Kriterier for dykkekommunikasjon	Utføres av Norsk Undervannsinstitutt. Prosjektet kom i gang i januar 1979 og ventes å være avsluttet i 1983. Bevilgning for 1979: kr 200 000.
6.4	Arbeidsytelsesbegrensning	Utføres av Norsk Undervannsinstitutt. Prosjektet kom i gang i januar 1979 og ventes å være avsluttet i 1981. Bevilgning for 1979: kr 500 000.
6.5	Fysiologisk overvåkning av dykkere	Utføres av Norsk Undervannsinstitutt. Prosjektet kom i gang i mars 1979 og ventes å være avsluttet innen utgangen av året. Bevilgning for 1979: kr 150 000.

6.5 Mål

Oljedirektoratets program for forskning innen preventiv sikring og beredskap har som overordnet mål å bidra til en økning av sikkerheten for mennesker, miljø og tekniske installasjoner på den norske kontinentalsokkel. Dette gjelder primært å fremskaffe nye kunnskaper, systematisere og bearbeide eksisterende viten og informere og koordinere dette på en slik måte at det danner grunnlag for på best mulig måte å ivareta sikkerheten på sokkelen innenfor forsvarlige økonomiske rammer.

De strategiske mål er følgende:

1. De enkelte prosjektene skal bygges opp og ledes på en slik måte at de mest mulig direkte skal kunne benyttes av industrien og de berørte myndigheter.
2. Forskningen skal ta utgangspunkt i de tekniske spørsmål, og legge vekt på den helhet som utgjøres av administrative systemer og rutiner, opplæring og trening og på mennesket som en del av det tekniske system.
3. En skal kartlegge andre myndigheters administrative og faglige ansvarsområdet og sørge for at tverrfaglige spørsmål blir belyst og at faglige problemer i grenseområder blir tatt opp.
4. Oppbygging og styring av prosjektet skal i størst mulig utstrekning skje ved å benytte de fagfolk hos myndighetene som i sitt daglige arbeid er nærmest til å engasjere seg i prosjektet.
En vil også legge vekt på råd fra operatører, entreprenører, ansattes organisasjoner og andre med spesielle forutsetninger — både ved utformning av prosjekter og ved forslag til gjennomføring av tiltak.
5. Oljedirektoratet vil gjennom en systematisk informasjon forsøke å gjøre prosjekter og prosjektresultater kjent blant alle brukergrupper.
6. Forskningsaktivitetene skal ha det langsiktige mål å komme fram til en mest mulig konkret avveining mellom beredskap og preventiv sikring.
7. Den forskningsaktivitet som Oljedirektora-

tet initierer vil i størst mulig utstrekning søkes samordnet med tilsvarende virksomhet i Norge, slik at den samlede nasjonale forskningsinnsats blir koordinert og dekker sik-

kerhetsproblemet så bredt og fullstendig som mulig.

Aktiviteten vil også bli vurdert i lys av kjente tilsvarende prosjekter i utlandet.

7. Bistand til fremmede stater:

Oljedirektoratets bistand til Norad, Utenriksdepartementet og Olje- og energidepartementet i forbindelse med samarbeid med andre land innen petroleumssektoren har fortsatt mer eller mindre i samme omfang som i tidligere år. En rekke av Oljedirektoratets fagfolk har deltatt i petroleumssrettede prosjekter som angår oppfølging av tidligere påbegynte prosjekter, vurdering av nye prosjekter for kartlegging av petroleumssressurser og generelle rådgivende oppgaver i forbindelse med organisering av petroleumsvirksomhet. De land som disse prosjektene gjelder, er Tanzania, Portugal, Jamaica, Sri Lanka, Pakistan, India og Folkerepublikken Kina.

Oljedirektoratet har også i samarbeid med Norad og Rogaland Distrikshøyskole organisert et kurs i petrolumsadministrasjon, fra 1.10—23.11.79, for nøkkelpersoner fra en rekke utviklingsland som har vist interesse for dette. Følgende land sendte representanter til kurset; India, Jamaica, Kenya, Folkerepublikken Kina, Sri Lanka og Tanzania.

Som allerede nevnt i tidligere årsberetninger, har Oljedirektoratets engasjement på denne sektor fortsatt å øke i de senere år. Mulige løsninger som vil øke Oljedirektoratets arbeidskapasitet på det ønskede fagnivå, diskuteres nå med Norad.

8. 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 har avholdt 3 møter i 1979 og hadde sitt avsluttende møte 11. og 12. desember.

Arbeidsgruppen har i henhold til mandatet utarbeidet et forslag til sertifiseringsordning med henblikk på å forenkle kontrollprosedyrene når flyttbare borefartøyer forflyttes fra et lands kontinentalsokkel til en annen.

Sluttrapporten var ved utgangen av 1979 under skriving med henblikk på endelig rapportering til deltakerlandene i løpet av januar 1980.

Working Group III har avholdt to møter i 1979 og planlegger siste møte 15. og 16. januar 1980 i Haag. Arbeidsgruppens mandat omfatter spesielt emner vedrørende sikkerhet, helse og velferd for personell.

For så vidt angår Working Group I står Storbritannia som leder av en gruppe fagspesialister som av Haag-konferansen ble anmodet om å fremlegge en endelig rapport innen utgangen av 1979. Rapporten vil omhandle 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.

I forbindelse med arbeidet i den internasjonale sjøfartsorganisasjon IMCO, var Oljedirektoratet i 1979 representert med 2 representanter oppnevnt som medlemmer i den norske delegasjon til IMCO's 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.

9. Avgifter innbetalt til Oljedirektoratet

9.1 PRODUKSJONSAVGIFT

For 1979 er det blitt innbetalt kr 1.607.551.121,37 i produksjonsavgift fordelt på følgende måte:

Gruppe/selskap	Utv.til.	Felt	Olje/NGL Gass/kondensat	Beløp i norske kroner
Phillips-gruppen	18	Ekofisk	Gass/NGL	291.587.340,68
Petronord-gruppen	24	Frigg	Gass/kondensat	156.006.026,23
Amoco/Noco-gruppen	6	Ekofisk	Gass/NGL	3.956.847,76
Shell		Ekofisk	Gass/NGL	2.667.526,60
Dyno Industrier		Ekofisk	Gass	97.422.020,36
Statoil		Ekofisk	Olje	1.055.911.359,74
				1.607.551.121,37

Avregningen for 1979 for olje har foregått etter normpris. Utviklingen av denne fremgår av fig 9B. For NGL, gass og kondensat har avregningen vært foretatt etter kontraktspris og salg på det frie marked.

Oljedirektoratet vil i 1980 innkassere royalty på olje, NGL, gass og kondensat. Royalty av olje vil komme fra oljeproduksjonen på Ekofiskfeltet og Statfjordfeltet. NGL-produksjonen vil komme fra Ekofiskfeltet. Gass-produksjonen vil komme fra Ekofiskfeltet og Friggfeltet. Kondensat-produksjonen vil komme fra Friggfeltet.

På Frigg-feltet er den norske andelen satt til 60,82%. På Statfjord-feltet er den norske andelen satt til 84,09322%.

Totale inntekter fra produksjonsavgift i 1980 anslås til ca 3 milliarder kroner.

9.2 AREALAVGIFT AV KONSESJONS-OMRÅDER

Oljedirektoratet har i løpet av 1979 innkassert kr 53.007.015,- i arealavgift. Disse fordeler seg som følger:

Konsesjoner meddelt i 1965:	kr 50.108.226,-
Konsesjoner meddelt i 1969:	kr 13.225.000,-
Konsesjoner meddelt i 1971:	kr 1.100.400,-
Konsesjoner meddelt i 1973:	kr 525.600,-
Konsesjoner meddelt i 1977:	kr 73.500,-
Konsesjoner meddelt i 1979:	kr 3.008.306,-
	kr 68.041.032,-
Tilbakebetalt i 1979	kr 15.034.017,-
Netto innbetalt	kr 53.007.015,-

Det tilbakebetalte beløp er tilbakebetaling av arealavgift til Phillips-gruppen og Amoco/Noco-gruppen.

9.3 AVGIFTER FOR UNDERSØKELSESTILLATELSER

Oljedirektoratet meddeler undersøkelsestillatelse i henhold til bestemmelser i kap 2 kgl res av 8.12.72. Undersøkelsestillatelse meddeles for et tidsrom av tre kalenderår, og før tillatelse gis, skal det forskuddsvis betales en avgift på kr 20 000,- pr kalenderår. Oljedirektoratet forestår innkrevingen av denne avgiften.

FIG. 9A
Produksjonsavgift 1974—79 — Prognose 1980—81.
Royalties 1974—79 — Prognosis 1980—81.

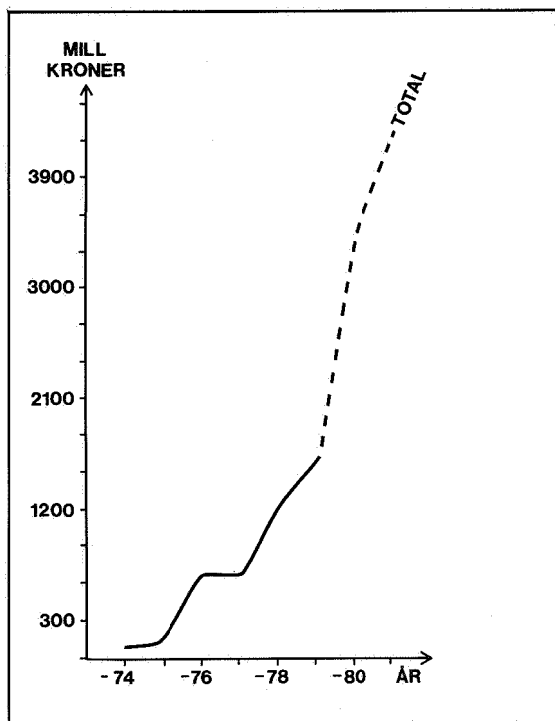
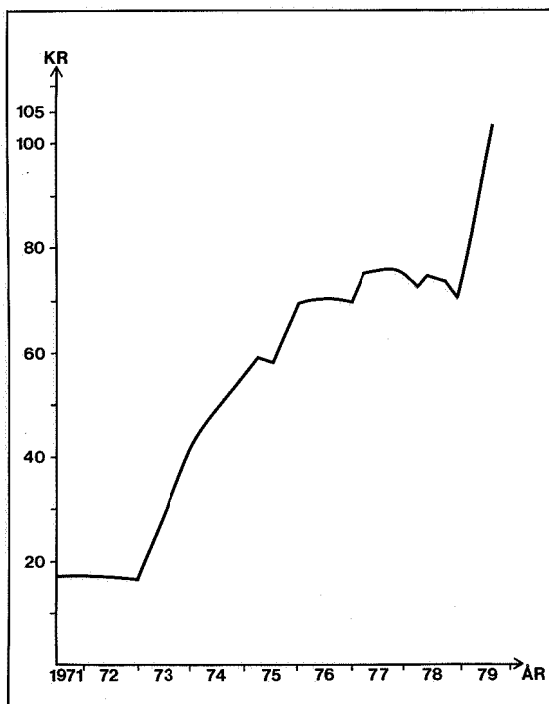


FIG. 9B
Utviklingen av normpris på råolje for royalty-formål.
Development of normprice on crude oil for royalty purposes.



For 1979 er det innbetalt avgift for i alt 21 tilatelser.

9.4 REFUSJON AV KONTROLLUTGIFTER

Refusjonen Oljedirektoratet mottar fra rettighetshaverne dekker utgifter for direktoratets konsulentfirmaer, samt egne ansatte inspektørers reiseutgifter ved kontroll.

Til den tekniske og sikkerhetsmessige kontroll fordeler utbetalingene seg i 1979 slik:

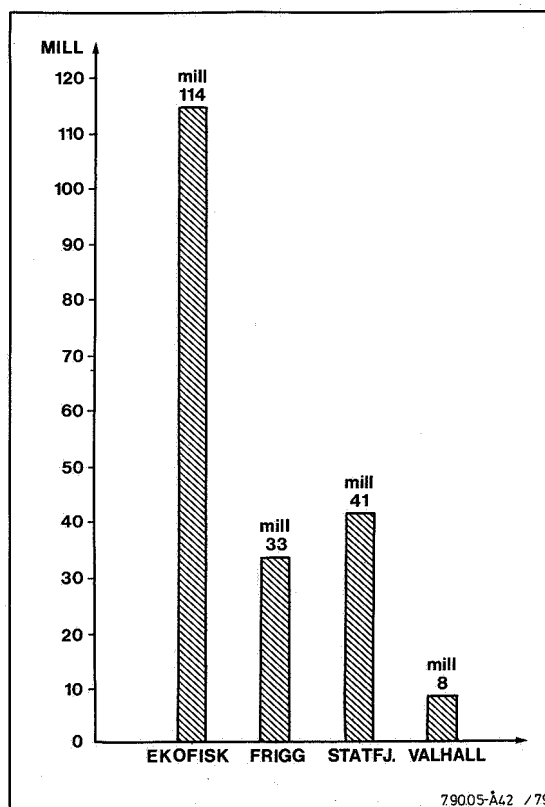
Det norske Veritas	kr 29.121.800,-
Dr ing A Aas-Jakobsen A/S	kr 3.637.300,-
Otter-gruppen	kr 4.815.800,-
Skandinavisk Kontroll A/S	kr 117.900,-
Oljedirektoratets egenkontroll	kr 880.500,-
SUM	kr 38.537.300,-

Beløpet vil bli dekket i sin **helhet** av rettighetshaverne.

Pr 31.12.79 var det innbetalt kr 47.358.300,-

FIG. 9C
Utgiftene til teknisk og sikkerhetsmessig kontroll i perioden 1973—1979, fordelt på produksjonsfelt.

Technical and safety control expenses for the period 1973—1979.



10. Fagartikler

10.1 MIKROPALAEONTOLOGI

Innledning

Mikropaleontologien er den delen av paleontologien (studiet av fossile dyr og planter) som beskjeftiger seg med mikroskopiske fossiler, dvs. fossiler av organismer eller deler av organismer som må studeres i et mikroskop. Dermed vil mikropaleontologi omfatte studier av en mengde dyr og planter som slektsmessig har lite med hverandre å gjøre. Det eneste som forener dem i et felles fagområde, er nødvendigheten av et mikroskop.

Mikropaleontologiens prinsipper og anvendelse

Hovedanvendelsen av mikropaleontologien ligger innenfor området **biostratigrafi** (inndeling /sonering) av de sedimentære bergarter på grunnlag av deres fossilinnhold). Dette på grunn av følgende:

- 1) Fossilenes størrelse (vanligvis mindre enn 1 mm).
- 2) Hyppig tilstedeværelse i de fleste sedimentære bergarter, særlig i de **marine avsetninger** (havavleiringer).
- 3) De store variasjoner av mikrofossilformer.
- 4) Fossilenes store geografiske utbredelse.

Punktene 1 og 2 tilsier at relativt lite geologisk prøvemateriale er nødvendig for å gjøre en mikropaleontologisk analyse. Dette er meget viktig innenfor oljegeologien, da de boreprøver man fremskaffer er av begrenset mengde, samtidig som man ønsker utført en mengde forskjellige analyser på dem.

Punkt 3 gir grunnlaget for biostratigrafien, ved at bestemte arter og faunaer/floraer er karakteristisk for bestemte avsetninger. Utviklingen av faunaer/floraer gjennom den geologiske historie, er avhengig av tid og økologi (forhold til miljø, levevis). Tidsavhengigheten gjør at biostratigrafi kan benyttes ved aldersbestemmelse av sedimenter. Økologiavhengigheten gjør biostratigrafien til et redskap for de miljømessige tolkninger av sedimentene.

Biostratigrafien er en selvstendig disiplin innenfor de geologiske stratigrafisystemer. Pga den mangfoldighet som finnes innenfor mikro-

fossilene, betyr det at man her står overfor et sonerings-system med uendelig mange parametre.

Punkt 4 gir oss muligheten til å sammenligne og analysere mikrofaunaer og floraer over store geografiske områder, dvs. biostratigrafisk korrelering.

Som man nok vil forstå ut fra punktene 1 til 4, vil mikropaleontologi ikke bare være et geologisk fag, men også i høyeste grad et biologisk. Forståelsen for mikrofossilgruppens utbredelse og levevis i dag blir av stor betydning, noe som følgende læresetning uttrykker: «The present is the key to the past.»

To viktige former for livsmønster i forbindelse med biostratigrafi, er planktonisk livsform (flytende i vannmassene), og bentonisk livsform (tilpasset et liv på eller i havbunnen).

De planktoniske mikrofossiler har opprinnelig svevet fritt omkring i vannmassene. Dette har gjort at de lett er blitt spredd over store geografiske områder, slik at deres fossilsoner (horisonter) kan finnes igjen over tilsvarende store områder, ofte også helt globalt. De bentoniske former er derimot mer eller mindre avhengig av det miljøet de levde i, og vil dermed ha begrensninger i utbredelse (f eks varmtvannsformer kontra kaldtvannsformer; gruntvannsformer kontra dypvannsformer osv.)

Sammenlignet med de planktoniske former, vil korreleringer av biostratigrafiske soner, basert på bentoniske former, være noe mere geografisk begrenset. Til gjengjeld kan fossile bentoniske former gi gode opplysninger om miljøet de ble avsatt i. Dette fordi de er avsatt og fossilisert på samme sted som de levde.

Mikropaleontologiens anvendelse i oljeletingen i Nordsjøområdet

Siden 1. verdenskrig har mikropaleontologien hatt en økende anvendelse til å løse praktiske geologiske problemer innenfor oljegeologi. Som redskap for å biosonere og korrelere sedimenter og å tolke tidsfaktoren, blir mikropaleontologien ofte selv fundamentet for tolkning og forståelse av en geologisk modell. Jakten på

oljeførende lag ville i dag være utenkelig uten mikropaleontologiens metoder.

Oljeletingen på den norske kontinentalsokkel foregår i dag i sedimenter fra jordens middeltid (Mesozoikum) og jordens nyere tid (Kenozoikum). På fig 10A er denne tidssøylen inntegnet sammen med de vanligst anvendte mikrofossilgrupper. **Zoologisk mikropaleontologi** omfatter fossilgrupper som har sin opprinnelse innenfor dyreverden, **palynologi** omfatter de syreressistente mikro-plantefossilene, mens **fytopaleontologi** omfatter de planktoniske plantefossiler som ikke er syreressistente.

Zoologisk mikropaleontologi

Foraminifera: Foramen betyr «pore», fero betyr at «jeg bærer», dvs **foraminifera** betyr «porebærer». Foraminiferene tilhører protozoene (de encellede dyr).

Foraminiferene har bentonisk eller planktonisk levevis, og finnes i miljøer fra brakkevann til marint (noen få i ferskvann). Deres størrelse ligger vanligvis fra 0,1 mm til 1 mm. Geologisk sett er de kjent helt tilbake fra begynnelsen av jordens oldtid (Kambrium), ca 500 til 600 millioner år tilbake, og frem til i dag. Årsaken til at de bevares som fossiler, er at de har et fast skall omkring seg. Dette skallet består vanligvis av kalk, men kan også være sammenkittet av fragmenter, som f eks sandkorn (**agglutinerte foraminifere**).

Skallene kan være enkamrede eller flerkamrede. De flerkamrede skall kan være arrangert og utformet (morfologi) på mange måter. Dette gir grunnlaget for inndelingen av de forskjellige former (arter) av foraminiferene. Andre viktige artskriterier er **aperturens** form (skallets munnåpning i det siste kammeret), mønsteret på skalloverflaten, formen av kammerutturene (skilleveggen mellom de enkelte kamrene), skallveggstrukturen, porenes form og plassering, osv, slik at man har et utall av parametre som i kombinasjoner har gitt oss en mengde beskrevne og klassifiserte arter. Eksempelvis, kan man grovt anslå at det i dag er beskrevet ca 35 000 forskjellige foraminiferarter fordelt på fossile og levende former. Disse artene er fordelt på ca 1 400 slekter. På fig 10B er det vist noen eksempler på forskjellige foraminiferformer. Foraminiferene har alltid vært en vanlig dyregruppe i det marine miljøet. F eks har man i dag funnet opptil 2 600 levende individer pr 10 cm² bunnflate. I tillegg kommer så de planktoniske foraminifere som svever i vannmassene, og som etter sin død avsettes på bunnen og blir til fossiler. Under en oljeboring er det små mengder av de gjennom borete sedimenter som kommer opp i dagen fra et borehull (borkaks). Pga foraminiferenes hyppighet og

størrelse, er det som oftest meget små prøvemengder (5—50 g) som skal til for å få en representativ foraminiferfauna (min 300 skall). I oljeletingen i Nordsjø-området, blir foraminiferene særlig anvendt til biostratigrafi på sedimenter fra Kritt- og Tertiær periodene. Enkelte steder er også gruppen anvendelig på sedimenter fra Jura perioden, særlig nedre og øvre Jura (fig 10A).

Ostrakoder: Ostrakodene tilhører krepsdyrene, dvs de flercellede ledd-dyr. Den norske betegnelsen for ostrakoder er musling-kreps. Karakteristisk for ostrakodene er deres todelte, kalkskallede skjold, som de kan lukke seg inn i. Det er dette skjoldet som blir bevart som fossil. Skjoldet har varierende form, men er vanligvis noe langstrakt og lateralt sammentrykket, og ofte ornamentert (fig 10C). Ostrakodene lever i dag i fersk-, brakk- og marint vann. Noen er frittsvømmende, mens de fleste må karakteriseres som bentoniske organismer, da de lever på bunnen eller på planter som vokser på bunnen. De varierer i størrelse fra ¼ til 2 mm, men fossile former fra jordens oldtid hadde en størrelse fra 10 mm til 25 mm. Deres geologiske historie går tilbake til Kambrium (500 til 600 millioner år) og frem til i dag.

Det er i dag beskrevet og utskilt ca 2 000 slekter av ostrakodene. Ostrakoder har opp gjennom tidene vist en kraftig og hurtig utvikling i mange forskjellige former. Derfor er de meget anvendelige for biostratigrafisk sonering av sedimenter. Samtidig har de ofte vist seg å være sterkt økologisk betinget, slik at deres biostratigrafiske anvendelse ofte har vært sterkt geografisk begrenset. Til gjengjeld blir de en gruppe som er meget viktig for tolkningen av avsetningsmiljøet for de sedimenter som de forekommer i.

I Nordsjøens oljeleting har ostrakodene en noe beskjeden rolle i biostratigrafisk arbeid. Men for sedimenter av tidlig Jura og tidlig Kritt alder har de vist seg å være viktige ved at de kan supplere og forsterke andre mikrofossilgruppers biostratigrafiske tolkninger.

Palynologi og fytopaleontologi

Sporer og pollen. Fossile sporer og pollen stammer fra de høyere landplanter. Planter har gjennomgått en kontinuerlig utvikling fra deres opptreden i Silur-tiden, i jordens oldtid, og frem til i dag. Dette kan nøye gjenfinnes i de fossile sporer og pollen floraer. Tilhørende de syreressistente mikrofossiler (palynologi), har sporer og pollen utviklet en meget motstandsdyktig vegg, slik at de blir oppbevart fossilt i nesten alle typer sedimenter og er svært lite påvirket av sekundær oppløsning. Derfor finnes de bl a bevart i sediment-typer hvor andre fos-

silgrupper ofte er fullstendig oppløst, f.eks. sandsteinsavsetninger. I prepareringsfasen kan konsentrerte syrer og kraftige oksydasjonsmidler brukes uten å skade fossilene, men til gjengjeld er dette en meget tidkrevende prosess.

I Nordsjøens sedimenter er spore- og pollenanalyser særlig anvendt på Triassiske sedimenter og sand-avsetninger av Jura alder (fig 10A). Opprinnelig er disse fossilene fraktet med vann og vind fra sitt voksested på land, og avsatt ved utløpet av elver eller i de dengang kystnære områder. Dermed kan sporer og pollen gi en stratigrafi med begrenset geografisk utbredelse.

Dinoflagellater: Bruken av fossile dinoflagellater i mikropaleontologien har hatt en kraftig utvikling i de siste 10 årene. Dette skyldes særlig at man først i 60-årene fikk en mer entydig klassifiseringsnøkkel for systematisering og registrering av gruppen, samtidig som den biologiske forståelse for den økte.

Dinoflagellatene er alger som har et planktonisk levesett. De lever i ferskt- og marint vann. I kystområder kan de raskt blomstre opp og gi høye konsentrasjoner. Det er registrert 6 millioner organismer pr liter vann. En del av deres livssyklus består i at algen går over i en cystefase («hvilefase»), hvor algen innkapsler seg i et skall og avsettes på bunnen (bentoniske stadium). Det er disse cystene som blir de fossile dinoflagellatene, og de må dermed karakteriseres som bentoniske fossiler.

Man har et utall av kriterier for klassifisering av de fossile dinoflagellat-cyster. Det kan nevnes paratabulasjon (platemønsteret på cystens overflate), archeophylet (åpning i skallet hvorfra cysten igjen spirer til nye dinoflagellater), skallveggen med ornamentering og skulpturing osv. (fig 10D).

Dinoflagellatene er kjent fra tidlig Jura og frem til i dag. Deres størrelse varierer fra 0,05 mm til 2 mm.

Som representant blant de syreressistente mikrofossil-grupper, har dinoflagellatene i likhet med sporer og pollen, en viktig anvendelse der hvor andre mikrofossil-grupper ikke er så godt anvendbare. I Nordsjø-området har dette vist seg å være i sedimenter av mellom- og sen Jura alder, hvor dinoflagellatene også hadde en kraftig og variert utvikling. De blir også brukt til biostratigrafi på sedimenter av tidlig Tertiær alder.

De palynologiske mikrofossiler blir også benyttet ved letingen etter kildebergarter for olje og gass. Kort forklart går dette ut på følgende:

Når fossilene gradvis blir overliret av yngre bergarter, vil det foregå en forandring av dem. Økende metamorfose, dvs økende trykk og temperatur, gir seg utslag i fargeforandringer av

fossilene. De varierer fra fargeløst via gult og brunt, til en uklar mørk strukturløs masse. Siden oljedannelse også er avhengig av graden av metamorfose, vil studier av slike fargevariasjoner gi indikasjon om mulige kildebergarter for olje eller gass.

Når de palynologiske fossiler er blitt en sort ustrukturert masse, har metamorfosen gått så langt at ingen hydrokarboner kan forventes. Fargeindikasjon kan også anvendes til å vise om fossilene er omleirede i en flora av yngre alder.

Coccolitter: Coccolittene tilhører nannoplanktonet i havet. Disse omfatter alle organismer og deler av organismer som er mindre enn 0,06 mm. Coccolitter er betegnelsen på de små kalkplater som utgjør en coccolittosfære, en gruppe encellede alger.

Coccolittene (kalkplatene) henger ikke sammen, slik at når algen dør, faller disse kalkplatene fra hverandre og sedimenteres hver for seg i havets bunnsedimenter og blir til coccolittfossilene. Coccolithosfærene er vanligvis små, mindre enn 0,03 mm. Coccolittene blir dermed enda mindre og varierer vanligvis mellom 0,001 mm til 0,01 mm. Coccolithosfærene er meget vanlige i havet i dag, hvor konsentrasjoner fra 50 000 til 500 000 alger pr liter vann er vanlig, men mengder på 13,8 millioner pr liter er målt. På havbunnen kan de på flere steder opptre som rene coccolitt slam avsetninger. Som plante er coccolithosfærene avhengig av sollys (fotosyntese), og er derfor som levende organismer begrenset til de øverste vannmasser i havet, så langt som sollyset trenger ned (den fotiske sone).

Coccolittene er kjent fra tidligste Jura og frem til i dag. Deres ekstreme størrelse, store hyppighet og varierende utvikling gjennom tidene, gjør at de er meget anvendelige til biostratigrafisk sonering av sedimenter. Til tross for liten størrelse, er vanlig mikroskop med 500 × til 1000 × forstørrelse fullt ut brukbart for analyser. Men for detaljundersøkelser er scanning elektron mikroskop (SEM) nødvendig.

Coccolittene har en meget variert morfologisk utforming. Denne utforming er avhengig av kalsitt-krystallenes vekst og arrangement (fig 10E). Coccolittenes stratigrafiske anvendelse i Nordsjø-området er særlig viktig for kalkavsetningene av sen Kritt og tidlig Tertiær alder (Danian). F.eks. de oljeførende kalkavsetninger i Ekofisk-området er for en stor del oppbygget av coccolittslam.

For å illustrere biostratigrafi og dens anvendelse i geologisk arbeid fra Nordsjøen, er det gitt et generalisert eksempel fra brønn 2/4-A8 på Ekofisk (fig 10F). Her er det gjort en

coccolittundersøkelse av den øvre delen av kalksedimentene. Undersøkelsen er gjort på kjerne-materiale, slik at problemer med nedfall (oppblanding av yngre materiale som er vanlig i borkaks prøver) ikke forekommer. Intervallet 10100' til 10700' er analysert. I dette generaliserte utbredelseskart er utbredelsen av de 12 viktigste arter (nr 1—12) plottet i relasjon til deres hyppighet i profilet. Denne plottingen gir grunnlaget for inndelingen i de biostratigrafiske sonene A til G.

Sone A er representert ved artene 1 til 4, som alene utgjør floraen. Sone B er karakterisert ved opptreden av artene 5 og 6, mens sonene C og D ved opptreden av henholdsvis artene 8 og 9. Over sone D, opptrer igjen formene som utgjorde sone A, slik at dette intervallet, 10360' til 10510', refereres til sone A'. Over sone A' har man igjen de samme formene som under A' dvs en fortsettelse av sone D. Sonene E, F og G er karakterisert ved opptreden av henholdsvis artene 10, 11 og 12.

Referansesøylen referer seg til en standardsonering på coccolitter som er utarbeidet og of-

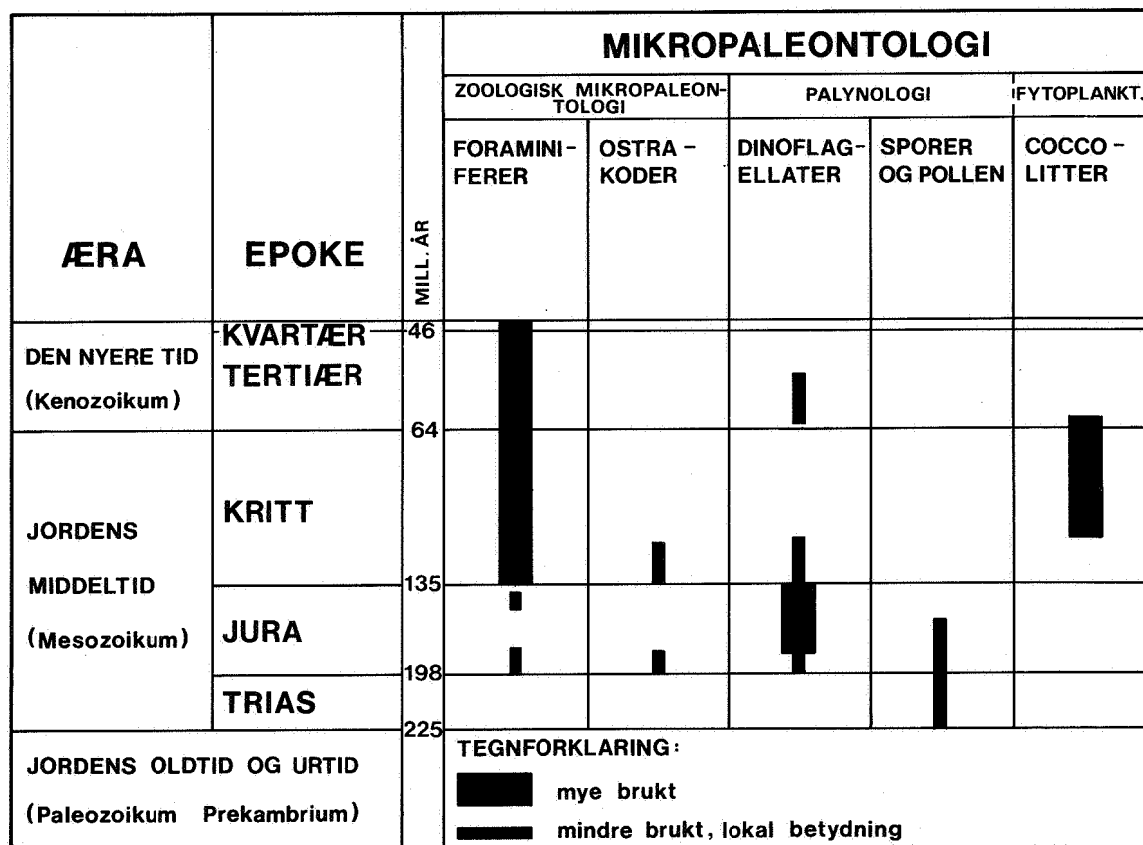
fentliggjort. Denne standardsonering er også definert m.h.t. tid. De registrerte arters opptreden og sammensetning refereres til soner som kan føres tilbake til typeavsetninger. Disse sonene er definert i forhold til tidsperiodene. På den måten kan man tolke biostratigrafien til en tidsstratigrafi (kronostratigrafi), noe som er gjort i figurens siste søyle.

De fremkomne sonene A til G, blir et viktig redskap for sammenligning og korrelering med tilsvarende intervaller og soner i omkringliggende brønner. Videre kan sonene brukes til å tolke det opprinnelige miljøet. Coccolitter er generelt sett lite miljøavhengige, så det er derfor begrenset hvor mye man kan si om miljøet i dette tilfellet. Sone A' er interessant, da denne floraen kun består av former som iflg alle tidligere informasjonen, dør ut på grensen mellom sone A og B, og skulle dermed ikke være tilstede i sedimentene som representerer sone A'. Deres tilstedeværelse i sone A' tolkes som omleiring, dvs at de opprinnelig har vært avsatt i eldre avsetninger som har vært utsatt for erosjon og fått resedimentert sitt fossilinnhold.

FIG. 10A

Mikrofossilgruppenes anvendelse på forskjellige sedimenter i oljeletingen i Nordsjøen.

The use of different microfossils in the sediments of the North Sea.



Ser man på selve kalksedimentene i sone A', vil man også finne sedimentologiske indikasjoner på en omløring. To faggrener innenfor geologien taler derfor uavhengig for dette.

Til slutt angis et par litteratur-referanser av både populær- og faglig karakter som vil gi en grundigere innføring i mikropaleontologi og dens anvendelse i geologien i dag.

1. Feyling- Hanssen, R.W., 1964: Livssyklus og systematikk hos foraminifere. Fauna, årg 17, h. 4, s 161—178.
2. Hag, BU & Boersam, A, 1978: Introduction to marine micropaleontology. 376 s, Elsevier, New York.
3. Manum, SB, 1979: Dinoflagellatcyster, fossile og resente. Naturen, nr. 1, s 25—33.

FIG. 10B
Forskjellige typer av foraminiferskall.
Foraminiferal tests.

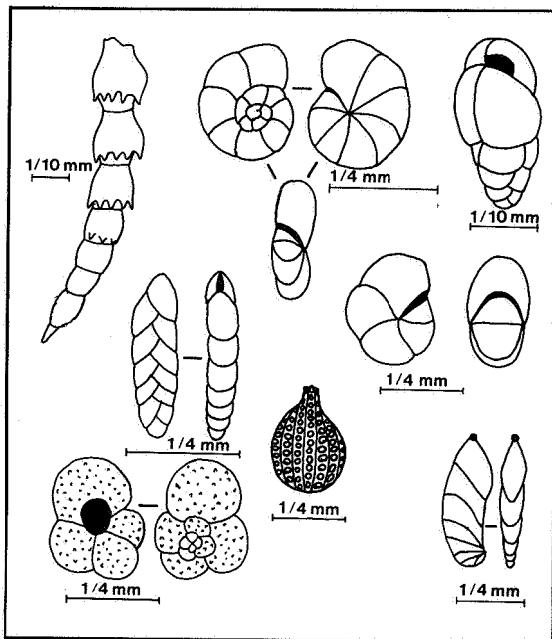


FIG. 10C
Forskjellige typer av ostrakodeskall.
Ostracode valves.

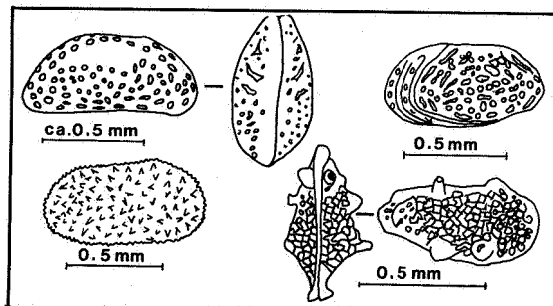


FIG. 10D
Eksempler på fossile dinoflagellat cyster.
Dinoflagellate cysts.

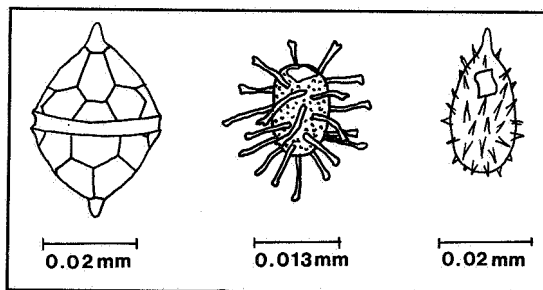


FIG 10E
Forskjellige typer av coccolitter.
A—G: Coccolitter. H: Coccolithosfære.
Coccoliths.
A—G: *Coccoliths.* H: *Coccolithosphaera.*

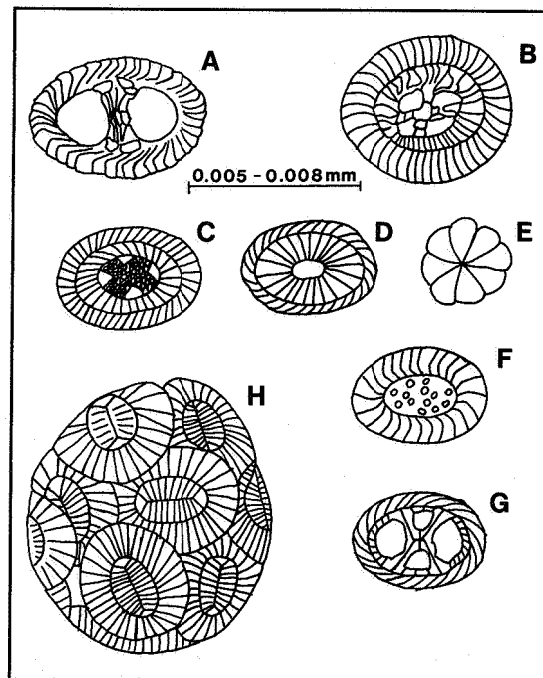
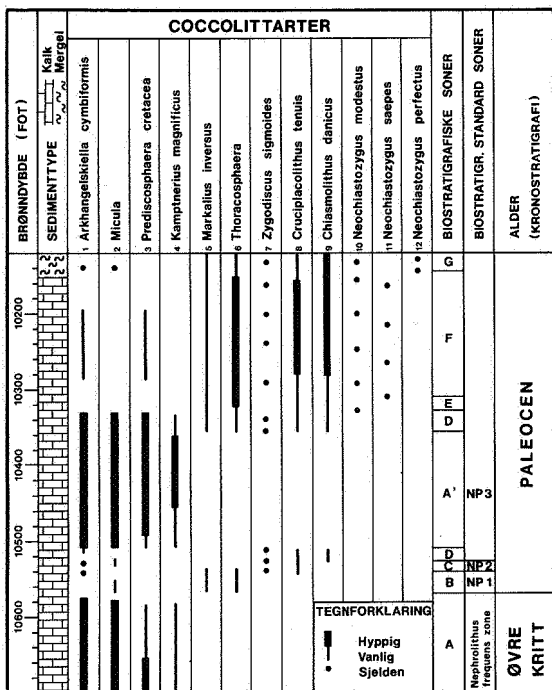


FIG. 10F

Generalisert fordelingskart (range chart) av viktige fossile coccolitter i 2/4A8, 10100'—10700'.

Generalized range chart of coccolith distribution in 2/4-A8, 10100'—10700'.



10.2 LITT OM KVANTUMSMÅLING AV OLJE OG GASS

Gassmåling.

En prinsippsskisse av et blendemålesystem, som er det dominerende system for gassmåling innenfor oljeindustrien i dag, er vist på fig 10G. Måling med blende er i seg selv en vanlig og relativt godt kjent metode, den har gjennom tide- ne blitt brukt i tradisjonell norsk industri til bl a måling av store damp- eller vannstrømmer. Det som imidlertid skiller gassmålesystemene på kontinentalsokkelen fra den tradisjonelle anvendelse av blendemåling i industrien, er de forbedringer man har ført inn i form av instrumentering og mikrodatamaskiner, avanserte rutiner for gassanalyse og avansert mekanisk oppbygning.

Blendemåleren består i prinsippet av et rør med en innsnevring i form av en utboret plate som monteres i røret. Gass-strømmen som skal måles får snevret inn sitt strømningstverrsnitt når den passerer platens utboring. Dette fører til et målbart trykklfall i gassen. Ut fra målt trykklfall, målt statisk trykk, data for gassens tetthet og forskjellige termodynamiske egenskaper, samt et sett med empiriske formler kan masse-strømning gjennom måleren beregnes.

Denne beregningen utføres fortløpende av en mini- eller mikrodatamaskin som vist på fig 10H. Som en ser av figuren, mottar datamaskinen data om trykk, temperatur og trykklfall ved direkte elektriske signaler. Gass-sammensetning eller evt ferdigberegnete termodynamiske data må mates inn for hånd. Det samme gjelder data om blendemålerens dimensjoner. Fordi blende- platen i praksis skiftes ut relativt hyppig og også fordi sammensetningen for mange gass- strømmer varierer fra dag til dag, vil man i praksis foreta hyppige endringer av manuelle data i datamaskinen.

Den mekaniske delen av et blendemålesystem arter seg i praksis som en samling av to eller flere parallelle rette rør der blendeplate-holderene er plassert ganske nær enden av rørstrekningen. De lange rørstrekningene som er nødvendige av strømningstekniske hensyn, vil på enkelte platt- former ha diametere på mer enn 700 millimeter og lengder på 40—50 meter.

Væskemåling

Fig 10H viser prinsippet for oljemåling. Tegningen gir en illustrasjon av hvordan den meka- niske del av måleutstyret virker. Instrumente- ringen er imidlertid skissert i en sterkt forenklet form. Det primære måleelement som benyttes er en såkalt turbinmåler. (Angitt som «MÅ- LER» i fig 10H). Som navnet tilsier, består tur- binmåleren av en turbin der rotoren settes i ro- tasjon av væskestrømmen som skal måles. Se

FIG 10G

Prinsippsskisse av gassmåler.

Principle of gas metering.

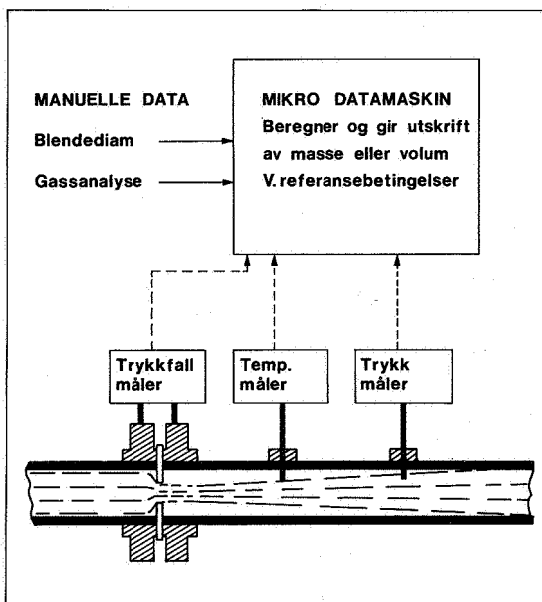


fig 10I. Rotasjonshastigheten er tilnærmet proporsjonal med strømningshastigheten. En elektromagnetisk signalgiver er plassert på utsiden av turbinhuset, denne gir en elektrisk puls for hvert turbinblad som passerer. Disse pulsene overføres til en datamaskin som teller pulsene innenfor et tidsintervall, videre multipliserer datamaskinen pulsantall med turbinmålerens kalibreringsfaktor, samt med spesielle korreksjonsfaktorer som beregnes ut fra oljesammensetning og signaler fra forskjellige målere for trykk og temperatur i oljen.

Et av de helt spesielle forhold som målesystemet må håndtere, er at kalibreringsfaktoren for turbinmåleren ikke er konstant. Verdien vil endre seg med slitasje av måleren og med endringer av temperatur og oljes egenskaper. Det er derfor nødvendig å ha permanent utstyr for å kunne måle den til enhver tid gjeldende kalibreringsfaktor. Denne målingen utføres ved hjelp av den såkalte rørnormalen som er vist på fig 10 I. Måling av kalibreringsfaktoren foretas ved at oljestrømmen, etter å ha passert turbinlåleren, ledes gjennom rørnormalen. Rørnormalens midtre parti har et nøyaktig målt volum og er begrenset av to brytere som aktiveres fra innsiden av rørnormalen. En gummikule skyves inn mot det kalibrerte volum og beveger seg som et stempel gjennom dette, presset av oljestrømmen. Bryterne aktiveres når gummikulen passerer. Første signal fra bryterne betyr at kulen går inn

FIG 10H
Prinsippskisse for oljemåler.
Principle of oil metering.

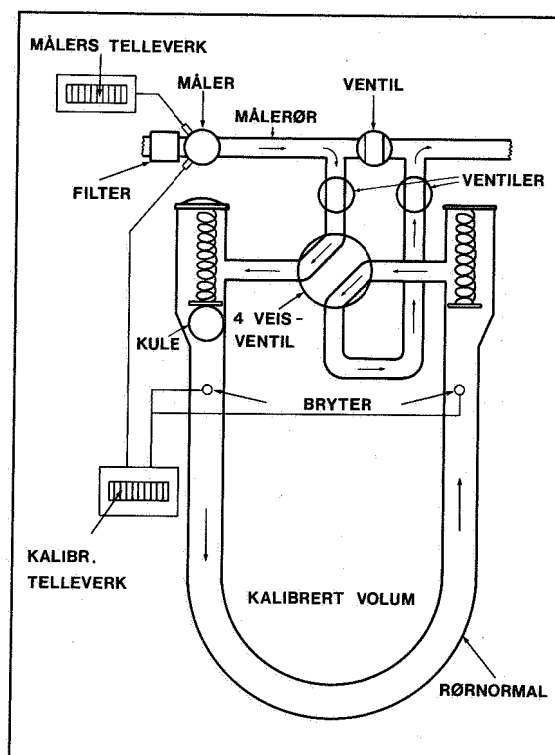


FIG. 10I
Turbinmåler.
Turbine meter.

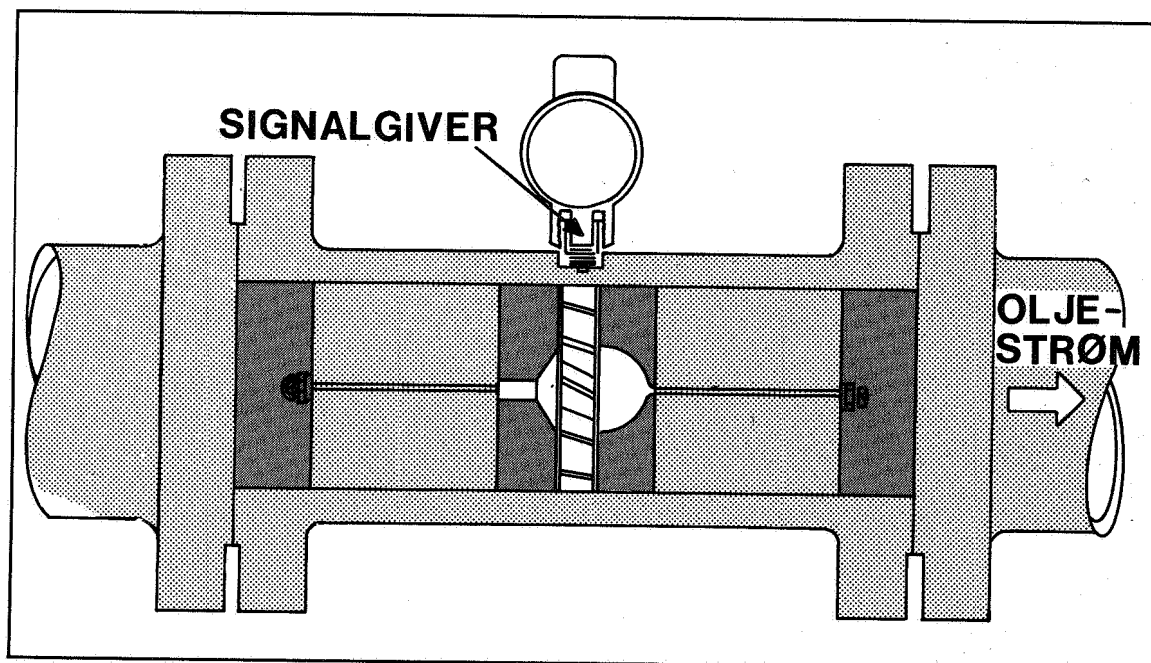
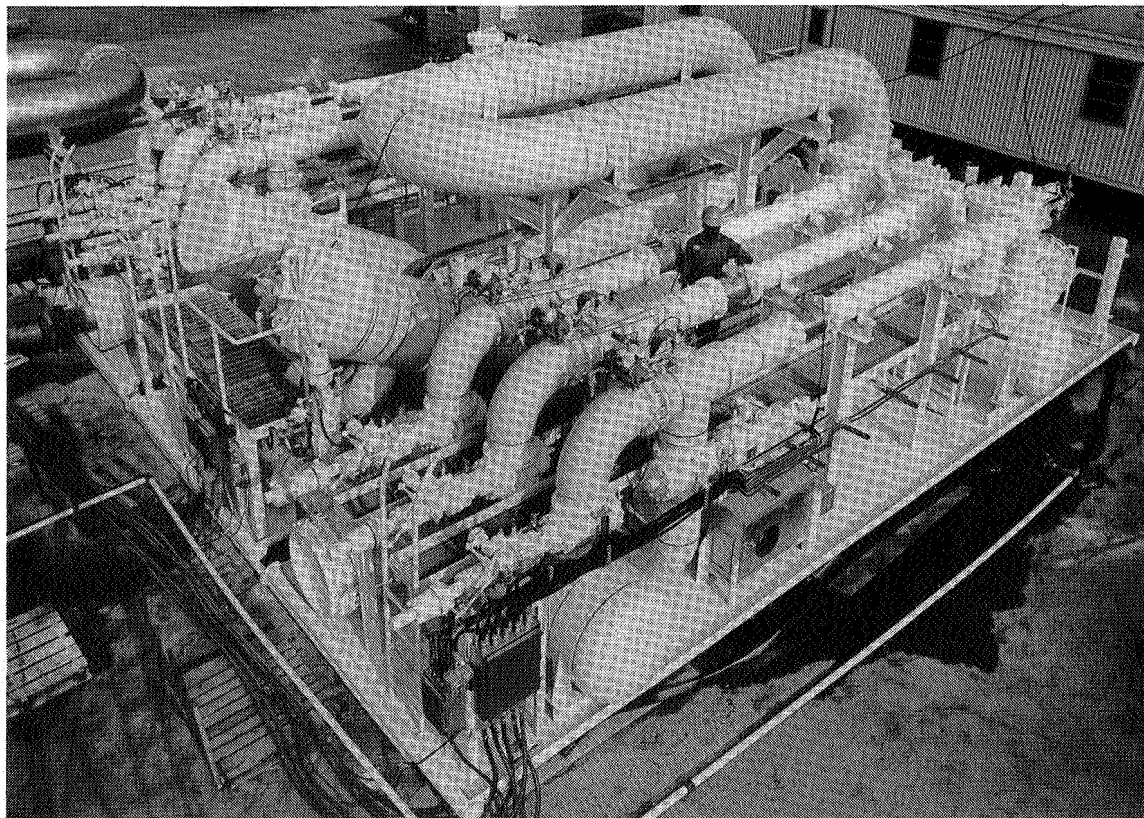


FIG 10J
Målerør og rørnormal.
Meters and prover



i og signal nummer to betyr at kula går ut av et kalibrert volum. I tidsperioden mellom de to signal teller datamaskinen opp pulsene fra turbinmåleren i et spesielt register. Kalibreringsfaktoren kan dermed beregnes ut fra data om kalibrert volum, antall pulser, samt direkte signaler vedrørende trykk og temperaturforhold i oljen og i rørnormalens vegger. Fig 10J viser hvordan den mekaniske delen dvs turbinmålere og rørnormal for en plattform på sokkelen, tar seg ut. Tre turbinmålere er montert på hver side av rørnormalen. Som en ser har en lagt stor vekt på å spare plass ved å utforme rørnormalen som en dobbel sløyfe.

10.3 ARBEIDSULYKKER

«Paavo, Paavo, olycksfødde gubbe». Fra J. L. Runebergs dikt: Bonden Paavo.

INNLEDNING

Som all annen teknologisk virksomhet har oljevirksomheten negative og positive sider. Sentralt i arbeidervern og arbeidsmiljø-sammenheng er skader på menneskers liv og

helse, i dagligtale omtalt som arbeidsulykker, person/yrkesskader.

Generelt påfører yrkesskader det enkelte individ, produksjonslivet og samfunnet store kostnader. Men bak de økonomiske uttellingene skjuler det seg lidelser og bekymringer blant dem som direkte blir rammet av yrkesskader, i deres familier og blant dem som lever med muligheten for selv å bli rammet.

For de faste anlegg m v på kontinentalsokkelen, er Oljedirektoratet pålagt å føre tilsyn med at arbeidsmiljøet i virksomheten skal være fullt forsvarlig ut fra både en enkeltvis og samlet vurdering av de faktorer i arbeidsmiljøet som kan ha innvirkning på arbeidstakernes fysiske og psykiske helse og velferd. Begrepet «fullt forsvarlig» innebærer ikke nødvendigvis at all risiko er eliminert. All menneskelig aktivitet — også på arbeidsplassene — innebærer en viss risiko.

MELDING OM YRKES-/PERSONSKADE

Grunnleggende for det forebyggende arbeid i kampen mot yrkesskader er at tilfredsstillende

registrerings- og meldesystem for arbeidsulykker.

Oljedirektoratet som formelt begynte sitt arbeid 1. april 1973, baserte frem til 1. januar 1976 sine yrkesskadeoversikter for de faste anlegg på Direktoratet for arbeidstilsynets oversikter. Grunnlaget for dette var Rikstrygdeverkets meldingsblankett for yrkesskader, som Oljedirektoratet mottok kopi av etterat blanketten hadde gått via lokale trygdekontor og Direktoratet for arbeidstilsynet. For å redusere den lange tid meldingene tok i transitt, og med bakgrunn i at det forelå indikasjoner på at ikke alle yrkesskader ble meldt, fant Oljedirektoratet å måtte utarbeide et eget meldingsskjema. Disse meldingene skulle sendes til Oljedirektoratet snarest og senest innen 5 dager etter arbeidsulykken, og ble tatt i bruk 1. januar 1976.

De involverte parter innen oljevirksomheten, arbeidsgiver/arbeidstakere og de offentlige myndigheter, ønsket en forenklet og raskere meldingsprosedyre — bl a ved et felles meldingsskjema for alle offentlige etater, samtidig som den statistiske bearbeidelse av materialet måtte bedres. Arbeid med dette ble igangsatt, hvoretter man i løpet av første halvår 1979 kunne ta i bruk en felles meldingsblankett, RTV-blankett 11.01 E, for trygde- og tilsynsmyndighetene.

Uten hensyn til den skadedes bosted skal blanketten brukes ved alle personskader som skjer under virksomhet til havs på innretninger som er nevnt under pkt 1 og 2 nedenfor, i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster. Det samme gjelder når en person får yrkessykdom p g a slik virksomhet:

1. På norsk kontinentalsokkel gjelder meldeplikten alle dykkeroperasjoner samt alle arbeidsforhold på faste anlegg og innretninger, boreskip, flyttbare boreplattformer og andre flyttbare innretninger.
2. Utenfor norsk kontinentalsokkel gjelder meldeplikten alle arbeidsforhold på norske flyttbare boreplattformer, boligplattformer og boreskip samt på anlegg og innretninger som i henhold til lov eller særskilt avtale er underlagt norsk jurisdiksjon.

Fig 10K viser for- og baksiden av det eksemplar av meldingsblanketten som skal sendes til Oljedirektoratet.

Meldingen skal tjene flere formål — av disse nevnes:

- Gi trygdemyndighetene grunnlag for å vurdere om personskaden/sykdommen kan godkjennes som yrkesskade eller yrkessykdom slik at folketrygdens særbestemmelser for yrkesskade skal gjelde.
- Gi tilsynsmyndighetene opplysninger som kan være til hjelp i arbeidet med vurdering av sikkerhetsspørsmål og vernetiltak m v på arbeidsplassen.
- Danne grunnlag for utarbeidelse av skade/ulykkesstatistikker.

Med bakgrunn i veletablert praksis og i nært samarbeid med operatørselskapene på kontinentalsokkelen, omfatter rapporteringsplikten til Oljedirektoratet: alle yrkesskader som har medført medisinsk behandling eller arbeidsuførhet, forutsatt at arbeidsuførheten går inn i neste 12 timers skift. Dette er medvirkende til at Oljedirektoratet har en raskere og mer omfattende informasjonstilgang om ulykker og yrkesskader enn hva tilfellet pr idag er for tilsynsmyndighetene på land.

Oljedirektoratets undersøkelser av arbeidsulykker tar sikte på to forhold. Det ene er å søke å bringe ulykkens årsak på det rene og å få gjennomført tiltak for å hindre lignende ulykker i fremtiden. Den andre er å få klarlagt om det foreligger overtredelse av lover, forskrifter eller pålegg.

Arbeidsulykker søkes forebygget bl a ved den kontinuerlige virksomhet som utføres av Oljedirektoratet, ved politiets etterforskning i samband med inntrufne arbeidsulykker og ikke minst ved at etterforskningsresultatene bearbeides med sikte på tiltak for å hindre liknende ulykker. Likevel skjer det stadig alvorlige arbeidsulykker.

Det er meget viktig å ha for øye den betydning det har for det forebyggende arbeid å få klarlagt arbeidsulykker som avslører svikt av generell eller spesiell karakter. At ulykken medfører dødelig utgang er i seg selv ikke et avgjørende kriterium for risikoforholdets art. En dødsulykke kan ha årsaker som det er lett å bringe på det rene og som ikke foranlediger omfattende gransking. På den annen side kan forhold/hendelser enkelte ganger være av meget alvorlig karakter uten at det er skjedd personskade eller annen skade av større omfang.

FIG 10K

Meldingsblankett om yrkesskade/personskade.

Registration form for occupational injury/disease.

FOLKETRYGDEN
EKSEMPLAR FOR OLJEDIREKTORATET/DIREKTORATET FOR SJØMENN

Melding om yrkesskade/personskade som er påført under virksomhet til havs i forbindelse med undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster

E
3

1 Opplysninger om den skadete	Fødselsnummer (11 siffer) eller fødselsdato (dag, måned, år)	Den skadedes fullstendige etternavn, fornavn				
	Bostedsadresse eller oppholdsadresse i Norge	Bosteds- eller oppholdskommune				
	Bostedsadresse i utlandet	Land	Nasjonalitet			
	Ansatt fra (dag, måned, år)	Nåværende stilling	Tjenestetid i nåværende stilling			
	Ektefellens fullstendige etternavn, fornavn		Antall barn under 18 år			
2 Opplysninger om arbeidsgiveren, installasjonen m. v.	Arbeidsgiverens navn og adresse		Telefonnummer			
	Installasjonens og operatørens navn		Registreringsland			
	Installasjonstype <input type="checkbox"/> Fast anlegg <input type="checkbox"/> Boreplattform <input type="checkbox"/> Boreskip <input type="checkbox"/> Annen type		Hvis «annen type» — spesifiser			
3 Opplysninger om arbeidsinntekt	Grunnlønn pr. time, dag, uke eller måned		Summen av faste tillegg, overtidsgodtgjørelse m.v. i nåværende stilling de siste 12 mndr.		Kr.	
	Kr. pr.		F.o.m.—t.o.m.		Kr.	
4 Opplysninger om tid og sted for ulykken m.v.	Ulykkesdato (dag, måned, år)	Klokkeslett	I arbeid fra kl.	Dagnr. i skiftperioden	Skiftperiodens totale dagantall	
	På norsk kontinentalsokkel? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	Hvis nei, oppgi hvor ulykken skjedde		Installasjonen var <input type="checkbox"/> I posisjon <input type="checkbox"/> under flytting		
	På reise til/fra installasjonen? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	<input type="checkbox"/> under landlov	<input type="checkbox"/> Under ferie	<input type="checkbox"/> Avspasering av feriedag	<input type="checkbox"/> I arbeid	<input type="checkbox"/> I fritid
	Ombord? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	Hvis ja, oppgi hvor	<input type="checkbox"/> Boredekk	<input type="checkbox"/> Boretårn	<input type="checkbox"/> Hoveddekk	<input type="checkbox"/> Underdekk
	Hvis ulykken skjedde ombord, og ingen av kryssrulene passer, spesifiser		Rom for boreslam		Prosessområde	
	Hvis ulykken skjedde i åpen sjø, angi vindstyrke og sjøgang					
5 Opplysninger om hvordan ulykken skjedde og om skadens/sykdommens art. Hvis det ikke er plass nok vedlegg eget ark, eventuelt med skisse Utskrift av eventuell journal skal vedlegges	Operasjonsfase <input type="checkbox"/> Undersøkelse <input type="checkbox"/> Boring <input type="checkbox"/> Anlegg <input type="checkbox"/> Installering <input type="checkbox"/> Drift <input type="checkbox"/> Produksjon					
	Forklar nøye hva som skjedde: 1. Beskjeftigelse (arbeidsoperasjon, maskin, gjenstand). 2. Årsaken til ulykken (hvilken eventuell utløsende påvirkning). 3. Skadens art (hvilken legemsdel — høyre eller venstre — kutt, sår, brudd m.v.). 4. Ved yrkessykdom (opplysninger om antatt skadelig påvirkning og påvirkningens varighet).					
	Forklaringen er gitt på grunnlag av opplysninger fra		Hvis «andre», oppgi hvem			
6 Andre opplysninger	<input type="checkbox"/> Skadete selv <input type="checkbox"/> Andre					
	Eventuelle øyenvitners navn og adresse					
	Har skaden medført døden? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	Har skaden ført til fratreden? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	Arbeider politiet med saken? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei			
7 Melderens underskrift	Sted, dato, melderens stilling, underskrift og stempel					
OBS!	Verneombudet skal avgi uttalelse på baksiden av dette eksemplar. Melderen må sørge for at dette blir gjort før nevnte eksemplar sendes Oljedirektoratet.					

8 Skal fylles ut av verne- ombudet	Er ulykken behandlet i arbeidsmiljøutvalget? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	Hvis nei, skal ulykken behandles i arbeidsmiljøutvalget? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei
	Er forebyggende tiltak mot liknende skade eller sykdom drøftet?	<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei
	Ble påbudt verneutstyr brukt? <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei	<input type="checkbox"/> Uten betydning for skaden
	Er opplysningene på blankettens forside tilstrekkelig til å forklare de faktiske forhold? Hvis nei, skal verneombudet avgi rapport i felt 9 nedenfor	<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nei
9 Rapport fra verneombudet		
10 Verne- ombudets underskrift	Sted, dato og underskrift	

Sendes **Oljedirektoratet**, postboks 600, 4001 Stavanger, Norge

Sted, dato, melderens underskrift og stempel

STATISTIKK

Generelt

Det har i det senere år blitt nedlagt mye arbeide med å få gode oversikter over yrkesskader, bl a ved utarbeidelse av skadestatistikk. Enkelte har hevdet at status for verne- og miljøarbeidet direkte kan leses av skadestatistikken. Dette er imidlertid en påstand som er «best» eller verst sikkerhetsmessig. Slike sammenligninger bygger dessverre alt for ofte på en rekke sviktende forutsetninger. Spesielt gjelder dette den offentlige yrkesstatistikken, som f eks for industrien på land frem til i dag, har omfattet skader som har medført fravær på 11 dager eller mer. Til tross for at statistikken viser at en rekke næringsgrener/bransjer ikke er fullstendig dekket, benyttes ofte tallene på en måte som synes å redusere folks liv og helse til et kvantitativt, målbart problem.

For aktiviteten på de faste anlegg gjelder dette såvel for den enkelte installasjon som for virksomheten sett under ett.

Ofte blir skadestatistikk for ulike næringer brukt som grunnlag for fastsetting av hvilken næringsgren som er «best» eller verst sikkerhetsmessig. Slike sammenligninger bygger dessverre alt for ofte på en rekke sviktende forutsetninger. Spesielt gjelder dette den offentlige yrkesstatistikken, som f eks for industrien på land frem til i dag, har omfattet skader som har medført fravær på 11 dager eller mer. Til tross for at statistikken viser at en rekke næringsgrener/bransjer ikke er fullstendig dekket, benyttes ofte tallene på en måte som synes å redusere folks liv og helse til et kvantitativt, målbart problem.

Under de forberedende arbeid for utvikling av skadestatistikk for de faste anlegg, har man forsøkt å tilpasse midlene til målene. Ett av hovedmålene har vært å få et best mulig bilde av omfanget av skader som har medført fravær, uavhengig av fraværets lengde. Hovedgrunnen til dette ligger i at all erfaring har vist at antallet ulykker reduseres mest effektivt ved å motarbeide de mer «dagligdage» ulykkene.

Med utgangspunkt i allerede eksisterende nasjonal og internasjonal statistikk, samt igangsatte utviklingsarbeider, vil yrkesskadestatistikken for de faste anlegg omfatte et forholdsvis lite antall tabeller av allmen og oversiktlig karakter. Disse skal i store trekk kunne gi informasjon om skadesituasjonen. I tillegg skal det være mulig å kunne bearbeide statistikken spesielt utifra de ulike brukeres ønsker. Ved dette skulle ulike behov kunne tilfredsstilles.

Videre vil man være i stand til å føre «hurtig»-statistikker, selv om disse i noen grad vil være beheftet med usikkerheter som f eks manglende eller antatt antall arbeidstimer.

En videreføring av yrkesskadestatistikken ligger forhåpentligvis også i det kommende RVM-systemet. RVM står for: Registrering av verne- og miljøsaker. Det er utarbeidet av og etter ønske fra tillitsvalgte og arbeidsgiverrepresentanter blant dem som har sitt daglige arbeid på de faste anlegg. Med utgangspunkt i farlige for-

hold og farlige handlinger, ønsker man å få registrert også «nesten-ulykker» og «skadetilbud».

Utviklingen av dette registreringssystemet er et resultat av to arbeidskonferanser, arrangert av Oljedirektoratet med hjelp fra Norsk Skipsforskningsinstitutt og med økonomiske midler fra forskningsprogrammet SPO (Sikkerhet, Prosedyrer og Overvåking). 1980 vil bli et prøveår for disse registreringer, og man håper bl a kunne få en bedret kartlegging av det totale arbeidsmiljø.

Kort summert skal yrkesskadestatistikken kunne medvirke til:

- mulighet for å avdekke/oppspore ulykkes- og helsefare i arbeidet på de faste anlegg
- underlag for utrednings-, forsknings- og utviklingsarbeid
- effektivisering og oppfølging av Oljedirektoratets arbeid.

Skadeutvikling

Fig 10L viser utviklingen med hensyn til yrkesskader og døde pr 1000 årsverk på de faste anlegg for årene 1976—79.

Utviklingen totalt sett kan sies å være positiv, men innebygget i disse tall ligger også yrkesgrupper og arbeidsoperasjoner hvor det har vært liten eller ingen positiv tendens. Dette gjelder bl a for borepersonell og de tilhørende aktiviteter, hvor skadetallene fortsatt er for høye. For bedre å få belyst dette forhold, har man bl a igangsatt et SPO-prosjekt som omfatter skader i forbindelse med rørhåndtering på boredekk.

Det er viktig å huske, når en skal vurdere statistikk for næringer som oljevirksomheten, at skadefrekvens og alvorlighetsgrad kan synke raskt bl a pga et totalt antall ansatte kan øke raskt, uten at det har ført til forandringer i risiko-situasjonen for de enkelte arbeidsoperasjoner.

I oversikten for skader pr 1000 årsverk er tatt med et skravert område (A). Undersøkelser innen visse, delvis sammenlignbare næringer/bransjer har vist at ca 30% av alle yrkesskader medfører fravær på 11 dager eller mer. (A) er utregnet mht 30% og 40% for de rapporterte skader på de faste anlegg, som omfatter skader med fravær på ca 1 dag eller mer.

Slike utregninger og sammenligninger er beheftet med en rekke usikkerhets- og feilfaktorer, men kan gi et tilnærmet sammenlignings-«bilde». Det er også verdt å minne om at skadefrekvensen kan variere meget innen de enkelte yrkesgrupper/aktiviteter.

Siden 1972, da det første faste anlegg ble installert på norsk kontinentalsokkel, har 18 personer forulykket i forbindelse med arbeidsulykker. Tab XIII.

ERFARING

Erfaringen i forbindelse med yrkesskadene på de faste anlegg har klart vist at den «menneskelige svikt» er en ulykkesfaktor også i vår nye næringsgren. Det kan derfor være nyttig i det videre arbeid for forebygging mot arbeidsulykker, å ta med noen utdrag fra Ot. prp. nr 3 (1975—76) om lov om arbeidervern og arbeidsmiljø m v:

— Når det gjelder «menneskelig svikt» som ulykkesfaktor, står vi overfor et komplisert spørsmål. Det er helt på det rene at enkelte ulykker skyldes slurv eller utforsiktighet fra arbeidstakerens side. Departementet mener imidlertid at påstanden om at 75—80 % av arbeidsulykkene har menneskelig svikt som den dominerende årsaksfaktor, er uttrykk for en altfor overfladisk vurdering av årsaksforholdene. Ser man alle faktorene i arbeidsmiljøet i sammenheng, slik arbeidsmiljøloven legger opp til, synes det åpenbart at det store flertall av de ulykker hvor årsaken ifølge statistikken rubiseres som «menneskelig svikt», må ha sin egentlige årsak i arbeidsmiljøet. Den egentlige eller underliggende årsak til ulykken vil ofte være at arbeidstakeren har fått for dårlig opplæring, eller at arbeidsplassen i seg selv er så farlig at bare et øyeblikks uoppmerksomhet får alvorlige følger. Lønssystemet kan også være lagt opp slik at det presser eller gjør det økonomisk attraktivt for arbeidstakerne å ta større sjanser enn de ellers ville gjort.

En annen viktig grunn er at tenkninger omkring årsaker til yrkesulykker i stor grad har vært preget av forestillingen om at det er farlige handlinger hos den enkelte som er den viktigste årsaken til yrkesskader. En tidlig tradisjon i ulykkesforskningen arbeidet f eks ut fra forutsetningen om at de viktigste årsakene til yrkesulykker kunne finnes ved å se på trekk ved de personer som ofte kom til skade, den såkalte «ulykkesfugl-teorien». I dag er denne teorien forlatt av praktisk talt alle som driver med ulykkesforskning.

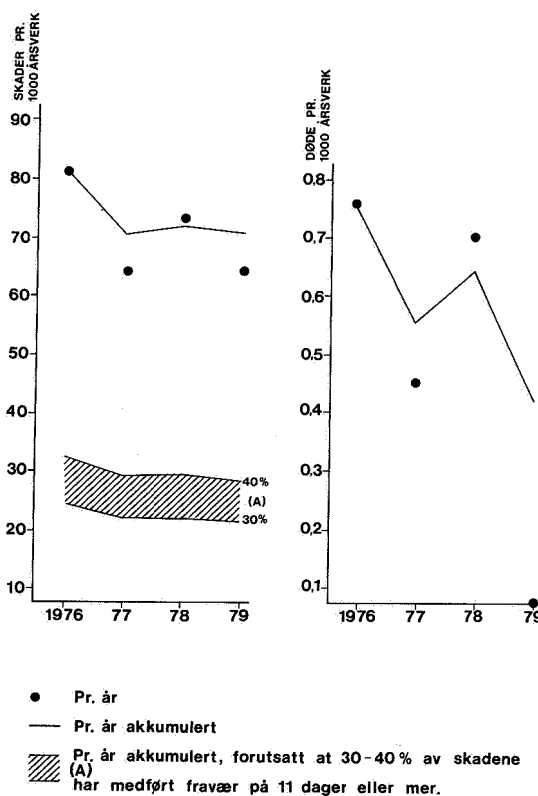
Det har vært foretatt undersøkelser som da skulle vise at 80% eller mer av alle yrkesskader skyldes den menneskelige faktor eller «menneskelige svikt». Sett fra et vitenskapelig synspunkt har disse undersøkelsene avgjørende svakheter og uklarheter som gjør at farlige handlinger hos den enkelte er blitt tillagt en helt urimelig vekt. En av svakhetene ved flere av disse undersøkelsene er bl a at forhold som har med organiseringen og tilretteleggingen av arbeidet å gjøre, i alt for liten grad har vært brakt på bane som mulige årsaker til ulykker.

Det er rimelig å hevde at den ensidige vekten som ofte har vært lagt på «den menneskelige svikt» som årsak til ulykker har skadet ulykkes-

FIG. 10L

Yrkesskader og døde pr 1000 årsverk på de faste anlegg m v for årene 1976—79.

Occupational accidents/fatalities/1000 man years 1976—79, fixed installations.



TAB. XIII

Dødsskader på faste anlegg. Den norske kontinentalsokkel.

Number of fatalities on the fixed installations. The Norwegian Continental Shelf.

År	Antall døde	Beskrivelse	Totalt
1972	1	Fall i sjøen	1
1974	1	Fall med kran i sjøen	2
	1	Forsvunnet på installasjon	
1975	1	Fall i sjøen/stillassvikt	3
	3	Fall i sjøen med redningskapsel	
	1	Truffet av hengende last da kranbom falt ned	5
1976	1	Fall i sjøen/stillassvikt	2
	1	Fall til lavere dekk	
1977	1	Fall med kran i sjøen	2
	1	Fall til lavere dekk	
1978	5	Brann i utstyrsskaff	6
	1	Fall i boretårn	
Totalt antall dødsskader faste anlegg 1972—79			18

forebyggende arbeide, ved at viktige faktorer på denne måten er blitt neglisjert, og ved at vekten er blitt lagt på forhold som man vanskelig kan få herredømme over og kontrollere i et opplegg for ulykkesforebygging. En annen ting er at denne måten å tenke på undertiden også har hatt preg av at det menneskelige og juridiske ansvaret for yrkesskader er blitt lagt på de som er kommet til skade til fortrensel for f eks arbeidsgiver, planleggere eller konstruktører og leverandører av maskiner og annen teknologi. Det er her viktig å rette opp den ensidigheten som ofte har preget tankene omkring årsakene til yrkesulykker.

10.4 PREDIKTERING AV GRUNN GASS

Innledning

Statistikker over ukontrollerte utblåsninger i forbindelse med boring etter olje og gass på verdensbasis viser at uforholdsmessig mange ulykker oppstår under boring av den grunne delen av brønnen.

Til tross for dette faktum er det først i de siste 4—5 årene at det er kommet skikkelig fart i arbeidet med å kartlegge potensielle grunne gasslommer før boring tar til.

Konvensjonelle seismiske seksjoner kan bare i visse tilfeller gi indikasjoner om eksistensen av grunn gass.

For å få optimal seismisk informasjon om de grunne lagene, oftest definert som grunnere enn 1 000 m, eller settepunktet for 510 mm (475 mm) foringsrør, er det nødvendig å foreta spesielle geofysiske registreringer (high resolution seismic).

Dette går i korthet ut på å skyte med en høyfrekvent energikilde, slik at man oppnår maksimal oppløsning i de øverste lagene, mens lite eller ingen energi blir reflektert fra dypere lag.

Tidligere opererte man med analoge data, men de siste årene er det blitt vanlig å utføre digitale registreringer. Ved bruk av datamaskiner, kan disse registreringene optimaliseres.

Oljedirektoratet er av den oppfatning at digitale registreringer med påfølgende databehandling kan gi vesentlig bedre informasjon om de grunne lagene, og siden 1977 har det vært et pålegg fra oss om at selskapene skal levere inn en rapport med bl a tolkede grunn-seismiske seksjoner som en del av boreprogrammet.

Grunnen til at det er spesielt viktig å ha detaljerte opplysninger om de grunneste sedimentene, er at BOP (Blow-out preventer) som regel først monteres etter at 510 mm foringsrør er plassert, og at man således ikke har noen lukkemekanisme på brønnen dersom den skulle begynne å «blåse». Dette skyldes igjen at formasjonsstyrken i de øverste lagene er såvidt svak at

det ikke er noen hensikt å stenge inn brønnen ved eventuell utstrømning. Det eneste man da ville oppnå, var å sprengne formasjonen og gi væsken anledning til å strømme opp utenfor foringsrørene.

Hjelpemidler

For prediktering av grunn gass før boring, baserer en seg vesentlig på grunn-seismiske data, oftest skutt med en høy frekvent energikilde, f eks sparker.

Samtidig med registrering av sparker, samles det inn data med andre alternative seismiske energikilder, samt sidesøkende sonar, til bruk bl a for å påvise grunne gasslommer. I den grad det er mulig, benytter en seg også av konvensjonell seismikk. Denne seismikken kan videre spesialprosesseres, slik at en oppnår bedre oppløsning i de øverste lagene.

I tillegg til dette vil en selvsagt benytte seg av den regionalgeologiske viten en har over det aktuelle området, og dersom det er boret brønner i området, vil det være av aller største verdi for en optimal prediktering å ha informasjon om disse. For nye operatører på sokkelen med begrenset brønninformasjon, ser Oljedirektoratet det som en vesentlig oppgave å assistere med formidling av relevante data som sikrer en optimal sikkerhetsmessig planlegging før boring.

I enkelte tilfeller tas det grunne kjerneprøver av havbunnen. Dette gjøres først og fremst for å undersøke de geotekniske egenskapene til bergartene, men det gir ofte verdifull informasjon i arbeidet med å kartlegge grunn gass.

Opprinnelse

Grunn gass kan enten opptre som akkumulasjoner i de bergartene den er dannet i, og er da gjerne uten overtrykk, eller den kan ha lekket inn i grunnere formasjoner via forkastninger eller lignende fra dypere liggende lag hvor trykkene kan være abnormale. Den siste kategorien representerer langt større risiko enn den førstnevnte.

Figur 10M og 10N illustrerer de to typer forhold det her er snakk om.

Metoder

Generelt sett snakker man om tre forskjellige metoder for å identifisere eventuelle grunne gasslommer.

1. Lekkasje til havbunnen

Denne type bevis på at det eksisterer gass i de øverste lagene vil nesten alltid kunne sees på sidesøkende sonar. Jo større lekkasjen er, jo lettere er den å oppdage. For å gjøre utslag på seismiske linjer, særlig konvensjonell seismikk, må lekkasjen være av en viss størrelse før den er detekterbar. Til nå har man bare oppdaget én slik

FIG. 10M

Grunn gasslomme som er akkumulert i de bergarter den er dannet i. Prosessert digital sparker seksjon fra Nordsjøen.

Shallow gas pocket accumulated in the rock where it was generated. Processed digital sparker section from the North Sea.

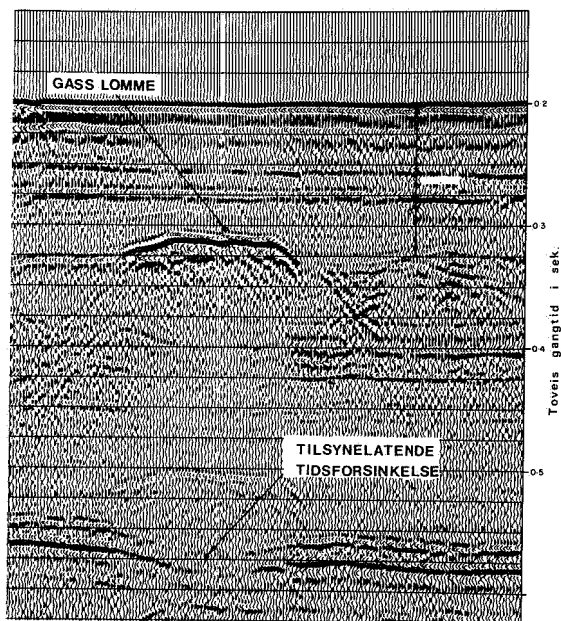


FIG. 10O

Gasslekkasje til havbunnen.

Gas leakage to sea bottom.

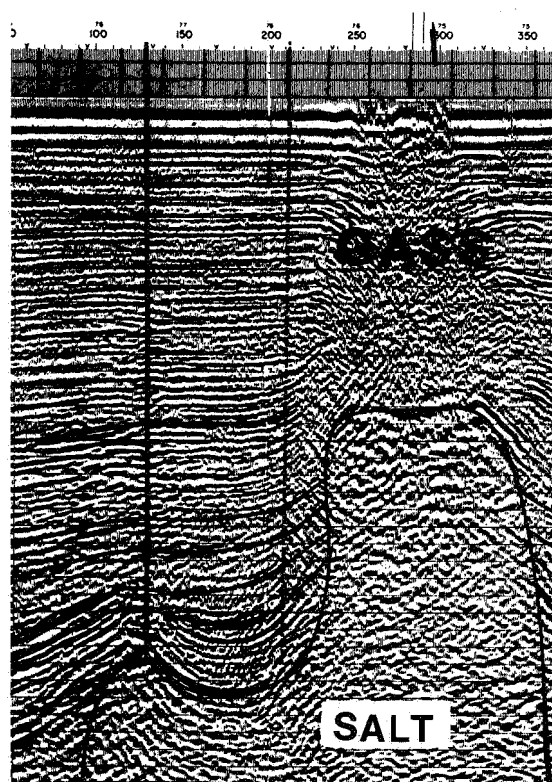
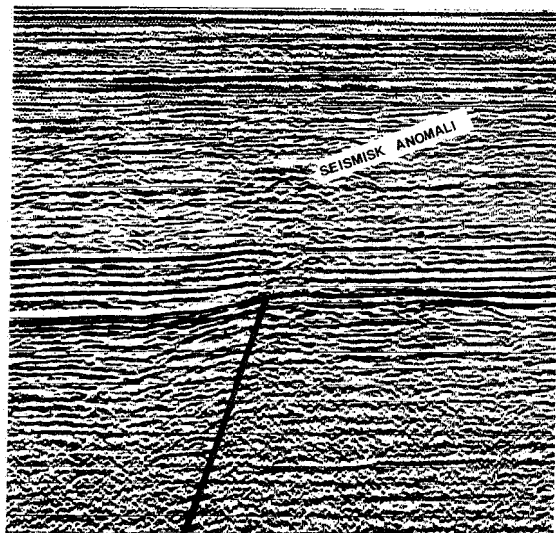


FIG. 10N

Grunn gasslomme som er oppstått ved at gass har lekket fra dypere lag via en forkastning.

Shallow gas pocket generated by leakage of gas from deeper strata through a fault.



lekkasje ved forundersøkelser til boring i norske farvann. Fig 10O viser dette tilfellet. Det skjedde i 1978 i sydlige del av Nordsjøen. På britisk side derimot har en flere slike eksempler. De fleste tilfellene vi kjenner fra Nordsjøen har tilknytning til salt diapirer som har trent opp i de øverste lagene.

2. Grunne forkastninger som danner forbindelse til dypere lag.

Selv om det å kartlegge forkastninger ikke fører til noen direkte bevis for at man har med grunne gassansamlinger å gjøre, er det likevel spesielt viktig å kartlegge forkastninger som ender grunt. Dersom disse forkastningene har forårsaket at gass har lekket fra dypere lag til grunnere, vil som regel denne gassen stå under trykk og dermed bety et vesentlig faremoment. Det er derfor god politikk i oljeindustrien å søke å unngå å bore på slike forkastninger.

3. Direkte seismisk detektering.

Det aller viktigste i bestrebelsene på å kartlegge grunne gasslommer, er å lete etter anomalier på de seismiske seksjonene, som kan indikere at de finnes. Dette er best kjent som «Bright spot» teknikken.

Unormalt høye refleksjonsamplituder, polaritetsinversjoner, frekvensforandringer, tidsforsinkelser på refleksjoner like under gassen, m er ting som kan indikere at man har med grunne gassansamlinger å gjøre. Størrelsen på gassansamlingene avgjør om de vil være synlig på konvensjonell seismikk eller ikke. Under alle omstendigheter vil en få en langt bedre definisjon på dyp til, og horisontal utbredelse av gasslommen ved å analysere grunn-seismiske profiler.

Et annet seismisk bilde som kan varsle høyt gassinhold i grunne formasjoner, fremstår som et «kaotisk» område på de seismiske seksjonene. Det vil si at det er umulig å følge de ulike reflektorer gjennom dette området på en

seismisk seksjon. Det finnes en rekke slike eksempler i Nordsjøen, fig. 10P viser ett.

Grunn gass i Nordsjøen

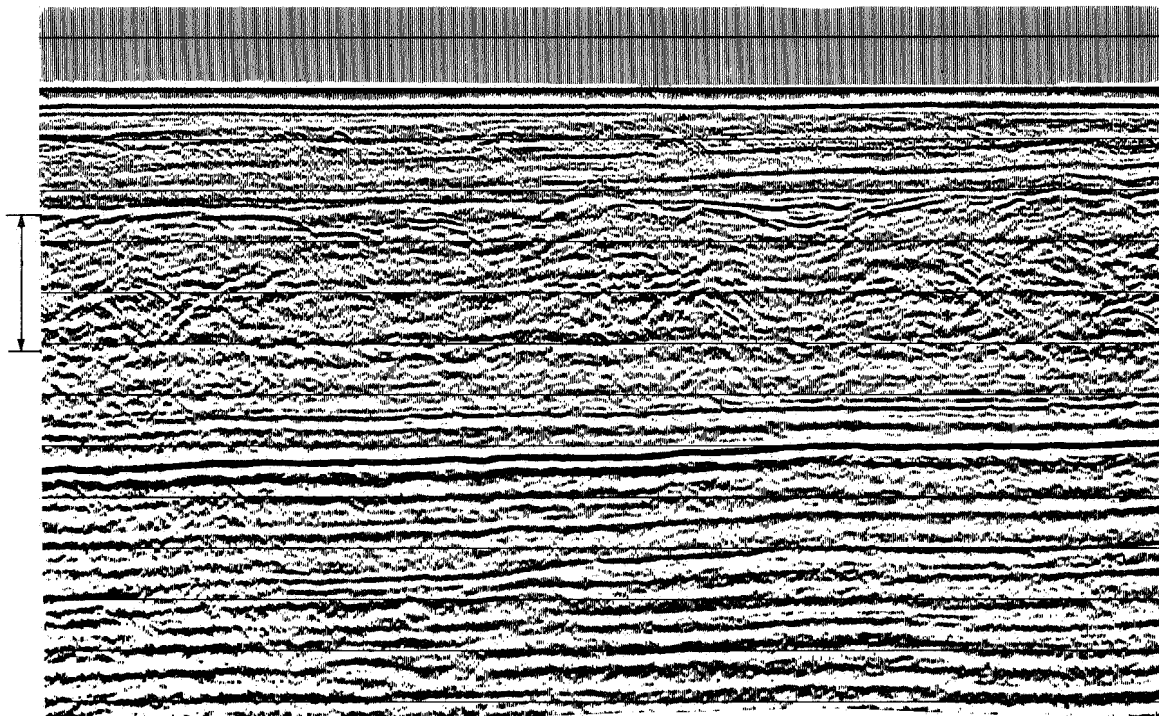
Grunne gassakkumulasjoner finnes spredt over hele Nordsjøen og på flere forskjellige nivåer. Det er likevel en merkbar økning i antallet når en går fra syd (Ekofisk-området) til nord (Statfjord-området).

De aller fleste grunne gasslommene man kjenner fra Nordsjøen er ansamlet i de bergartene de er dannet i. Det vil si at de vanligvis er uten særlig overtrykk. Vi kjenner svært få eksempler fra norsk sokkel på grunne gasslommer som står under trykk.

FIG 10P

Et eksempel på grunn gass som forårsaker et «kaotisk» seismisk bilde.

Example of shallow gas causing a «chaotic» seismic picture.



10.5 MILJØFAKTORER

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 tilfredsstille.

Virksomheten skal selv avdekke og løse sine miljøproblemer, og den enkelte arbeidsgiver har hovedansvaret for at loven bli etterlevet.

Det er neppe mulig i en lov å konkretisere de enkelte arbeidsmiljøkrav i detalj. Loven må

nødvendigvis inneholde skjønsmessige kriterier. Den peker imidlertid på de arbeidsmiljøfaktorer som virksomheten må ta hensyn til. Disse arbeidsmiljøfaktorer 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 overvåker Oljedirektoratets inspektører ved jevnlig inspeksjoner at arbeidsforholdene på

offshoreinstallasjonene ligger innenfor akseptable normer.

Rent prinsipielt kan man skille mellom det «indre miljø», arbeidsplassen, og det «ytre miljø», de omgivelser hvor man tilbringer sin fritid, dvs forholdene utenfor bedriften. Nettopp «det ytre miljø» er på mange måter knyttet til arbeidsmiljøet, f eks ved forurensningen av luften med støv, gass eller damper.

Den påbudte sikringen av en lang rekke arbeidsplasser ved hjelp av avsugningsanlegg er dessverre ikke automatisk kombinert med påbudt rensing av «av-luften» før den slippes ut. Derved kan man oppleve den uheldige situasjon at en sikring av arbeidsplassen medfører en øket forurensning av det «ytre miljø». Det er viktig å være oppmerksom på de uheldige konsekvenser dette kan ha for offshoreinstallasjonene, hvor det ytre og indre miljø utgjør en integrert enhet.

Hvis en ser på en del av de arbeidsmiljøproblemer Oljedirektoratet har forsøkt å løse i 1979, gjelder dette i første rekke arbeidet med å redusere ubehag/skadevirkning av oljebasert boreslam.

Oljebasert boreslam

Det er anerkjent at boreslam utgjør en vesentlig faktor både når det gjelder boring, produksjon og sikkerhet. Boreslammets funksjon kan deles inn i følgende punkter:

- 1) Fjerne borekutt og støv fra bunnen av hullet og bringe det til overflaten.
- 2) Kjøle og smøre borekronen og borestrengen.
- 3) Oppbygging av filterkake på veggen i hullet.
- 4) Kontrollere «Downhole» formasjonstrykk.
- 5) Holde borekutt og støv flytende ved avbrutt sirkulasjon.
- 6) Friggjøre borekutt, sand og støv på overflaten.
- 7) Skaffe borestreng og foringsrør oppdrift.
- 8) Redusere til et minimum de ugunstige innvirkninger boringen kan ha på de tilstøtende formasjoner.
- 9) Muliggjøre at en får maksimum informasjon om de formasjoner som blir gjennomtrengt av borekronen.
- 10) Overføre hydrauliske krefter til borekronen.

Ved den store avviksboringen som utføres bl a ved Statfjord A, samt formasjonens beskaffenhet, har punktene 2 og 8 vært av avgjørende betydning ved valg av oljebasert mud. Vedrørende punkt 8 er det av betydning at reservoars formasjon ikke ødelegges ved at produksjonssonen blokkeres.

Generelt: De yrkeshygieneiske problemer som oppstår ved daglig omgang med oljer eller olje-

produkter skriver seg stort sett fra hudplager. Mineraloljer virker uttørrende og avfettende på huden, noe som kan føre til irritasjon og økt mottakelighet for infeksjoner. Oljebyller kan oppstå som små prikker i huden, bli centimeterstore og varige (olje-akne). Allergisk eksem kan oppstå hos pasienter som kommer i kontakt med mineraloljer.

Det har lenge vært kjent at mineraloljer kan utløse hudkreft ved lang tids påvirkning. De kreftfremkallende stoffer (agens) i mineraloljer mener man først og fremst er forbindelser i gruppen polycykliske aromatiske hydrokarboner (PAH). I dag brukes imidlertid stort sett renere mineraloljer (solventraffinererte, hydrofinerte), noe som har ført til en betydelig reduksjon av PAH-innholdet.

En kan likevel ikke se bort fra at slike forbindelser kan dannes i oljen ved bruk. Det har imidlertid vært gjort få undersøkelser på dette området.

Avhengig av temperaturen på oljen vil den fordampe og forurense atmosfæren. Noe vil også kunne kondenseres til små dråper (aerosoler) som kan holde seg svevende i luften lengre tid.

Ved innånding vil oljen kunne trenge ned i lungene. Ved siden av at oljen kan irritere lunger og luftveier, vil den kunne tas opp i blodet. Dette vil kunne gi generelle løsemiddelsymptomer som avhengig av konsentrasjonen kan gi hodepine, kvalme og beruselse.

Vedvarende og kraftig eksponering kan føre til såkalt kjemisk lungebetennelse.

I magesekken vil oljedorper irritere slimhinnene, noe som kan føre til magekatarr med smerter, kvalme og oppkast.

Oljedirektoratet har på bakgrunn av målinger gitt pålegg om utbedring av ventilasjonen. Anbefalte tiltak kan være:

- Lukket slamretur — slammet ledes under overflaten i slamtankene.
- Maksimal tildekking av slamtankene, kombinert med punktavsug over gjenstående åpne arealer.
- Punktavsug over shale-shakerne.

For å kartlegge de yrkeshygieneiske konsekvenser ved daglig omgang med oljebasert boreslam, har Oljedirektoratet i samarbeid med Yrkeshygieneisk institutt innledet et prosjektsamarbeid med tittel:

- Kvaliteter og kvantitativ bestemmelse av komponentene i dieselbasert boreslam. Etablering av data for helsemessig vurdering.

Prosjektet er delt i underpunktene:

- Kvalitativ og kvantitativ bestemmelse av komponentene i dieselbasert boreslam.
- Undersøke sammensetningen og mengden av løsemidlene i oljebasert boreslam som

- borepersonalet eksponeres for på faste installasjoner i Nordsjøen.
- Undersøke hvorledes de samme parametre forandres utover i boreprogrammet.
- Vurdere resultatene ut fra et helserisikosynspunkt, samt etablere data for en helsemessig vurdering.

Kvikksølv

Oljedirektoratet er blitt gjort kjent med at personer på offshore-installasjonene er blitt eksponert for kvikksølv i konsentrasjoner over det nivå som er akseptabelt ut fra gjeldende vernetekniske og yrkeshygieniske normer.

I forbindelse med brønntesting vil bruk av kvikksølv være vanlig ved

- 1) — overføring av formasjonsvæske fra nedsenkbare prøvetakere og ved
- 2) — overføring av utskilt olje fra testseparatoren til transportable beholdere av stål.

1) Ved overføring av bunnhullsprøver til transportable beholdere, skjer dette ved hjelp av et manuelt drevet stempel i en lukket sylinder fylt med kvikksølv. Selve overføringssystemet bestående av prøvetaker, kvikksølvpumpe og transportbeholder med tilkopplingsledninger, utgjør i montert tilstand et lukket system. Overføringen finner gjerne sted inne i en spesiell kabin (Field Lab. Cabin) som operatøren leier av firmaet med prøvetaking som arbeidsfelt (test contractor).

Det er vanskelig å kvantifisere i hvilken grad testmannskapet kan bli eksponert for kvikksølv ved denne overføringsmetode. Da overføringen skjer i et lukket system vil vi betegne risikoen for eksponering som liten. Fare for eksponering vil imidlertid være tilstede ved til- og frakopling av prøvetaker/transportbeholder og ved ladning av pumpe sylinder med kvikksølv dersom forsiktighet ikke utvises. Det kan opplyses at selve overføringen tar ca 2 timer pr prøve mens til og frakoplingstid vil være i størrelsesorden 5 til 10 minutter. Antall overføringer pr brønn vil naturlig nok variere; tre til fire overføringer pr brønn er ikke uvanlig.

2) Ved overføring av olje fra separator til stålbeholder skjer dette ved at separatortrykket presser den utskilte olje inn i en fast montert stålflaske som på forhånd er fylt med kvikksølv. Etterhvert som olje fyller flasken fortrennes kvikksølvet og dette samles opp en målesylinder av glass.

Alt det oppsamlede kvikksølv slås tilbake på flasker som befinner seg i prøvekabinen (Field Lab. Cabin). Overføringen av olje til stålflaske skjer i nær tilknytning til test separator og da følgelig i friluft.

Her, som under (1), er det vanskelig å anslå i hvilken grad det involverte mannskap kan bli eksponert for kvikksølv. Risikoen for slik eksponering er tilstede ved at kvikksølv kan spilles ved overføring fra måleglass til flasker og/eller ved påfylling av kvikksølv på stålflaske. Det kan opplyses at overføringstiden pr separatorprøve er ca 30 til 45 minutter og at det er vanlig praksis å ta to slike prøver fra hver oljegivende «drill stem» test.

Helserisiko

Kvikksølvdamper er svært giftige. De opptas i lungene ved innåndingen. Ved nedsvelging synes rent kvikksølvmetall å være lite giftig. I den eldre medisin ble pasienter med tarmslyng tilført store kvanta rent kvikksølv gjennom munnen uten at det ble iaktatt forgiftninger. Meningen var at kvikksølvet ved sin tyngde skulle få det innklemte tarmstykket frigjort.

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 varierer avhengig av dissosiasjonene, men den felles mekanisme er at kvikksølvionene bindes til tiolgruppen hos enzymene og blokkerer deres virksomhet. Dessuten denatureres egghvitemolekylene.

Det vanligst sykdomsbilde hos kvikksølveksponerte er ved siden av organskader, psykiske forstyrrelser.

Forgiftningens tidligere stadier viser seg ved at den forgiftede blir nervøs og lett irritert, får skiftende temperament og plutselige raseriutbrudd. Risikoen er stor for at disse symptomer i begynnelsen ikke settes i forbindelse med kvikksølvdampene.

Et annet sykdomstegn er skjelvende hender, som på et senere stadium kan spre seg til andre kroppsdeler, f eks øyelokk, lepper, tunge og ben. Innånding av høye konsentrasjoner over lengre tid kan føre til alvorlige skader på nervesystemet og nyrer.

Arbeidet med kvikksølv krever ikke bare god personlig hygiene, som er et krav ved alt arbeid med kjemiske stoffer og produkter, men også en rekke tekniske sikringstiltak må gjennomføres. I tillegg er det nødvendig med løpende legekontroll (urinprøver m m). HG-bestemmelsen i luft tar bare noen få sekunder ved hjelp av de moderne «Hg-sniffere». Grenseverdien for kvikksølvdamp, uorganiske Hg-forbindelser og organiske ikke-alkyl-Hg-forbindelser er satt til 0,05 mg/m³.

Polymerfeber

Oljedirektoratet er blitt informert om tilfeller

av sykdom blant elektrikere 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.

Det har lenge vært kjent at pyrolyseprodukter av polytetrafluoretylen kan føre til denne sykdom, men da polyetylen ikke inneholder fluorkarboner, var dette et fullstendig uventet resultat. Senere informasjon fra produsenten om at polytetrafluoretylen og freon var benyttet som smøremiddel på merkehylsene synes å gi svaret, idet arbeiderne under oppvarming/påkrymping av merkehylsene ble eksponert for pyrolyseprodukter som inneholder fluorkarboner.

Senere undersøkelser har vist at det er lite trolig at pyrolyseprodukter dannes ved de temperaturer som oppstår under påkrympingen. En er i dag av den oppfatning at utløsning av polymerfeber skjer i forbindelse med røking på grunn av inhalasjon av plastforbrenningsprodukter med sigarett-røken. Denne antagelse støttes av den kjennsgjøring at i minst ett av tilfellene skjedde forgiftningen uten av merkehylsen ble «krympet» på. Det er således et absolutt krav at røking ikke skjer under arbeid med påkrymping av merkeplast, samtidig som det settes store krav til en god personlig hygiene, spesielt i forbindelse med røykepauser.

Støy

Arbeiderne på offshore-installasjonene er gene-

relt utsatt for høye støybelastninger. Eksponering for høye støynivåer over lengre tid kan forårsake permanent hørselskade. Det er en vanlig erfaring blant offshore personell at det trengs en viss akklimatiseringsperiode for å venne seg til det høye støynivået på plattformen etter en relativ støy-fri periode i land. Tilsvarende trengs en akklimatiseringsperiode til det lavere støynivå i land når hvilepausen begynnes.

Disse variasjonene kan i visse tilfeller gi seg utslag i form av søvnløshet og irritasjon og således innvirke på arbeidernes psykiske helse. Taleforvrengning vil forekomme i støyende omgivelser, og misforståelser av muntlige meddelelser medfører en sikkerhetsrisiko, som i verste fall kan få fatale følger.

Det er et krav i den offentlige miljødebatt å sette inn betydelige ressurser for å redusere skadevirkningene av støy. Stortingsmelding nr 50 (76—77) trekker opp generelle målsetninger og prinsipper for arbeidet med støyproblemene, og legger opp et handlingsprogram mot støy.

Dette er videreført i Arbeidstilsynets høringsutkast om nye støyforskrifter som vil gjelde for virksomheten på land.

Oljedirektoratet vil i nærmeste framtid ta opp støy-forholdene på offshore-installasjonene til nøye vurdering. Oljedirektoratets mål er at arbeidsforholdene på offshore-installasjonene holder samme standard som virksomheter i land. I lys av dette synes det klart at en opprustning i kampen mot støyforurensningen vil bli ett av de områder hvor store ressurser må settes inn i nær framtid.

11. Statistikk/oversikter

11.1 UNDERSØKELSE- OG AVGRENS- NINGSBORING PÅ NORSK SEKTOR AV NORDSJØEN.

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen, har i alt 238 undersøkelses- og avgrensingsborehull blitt påbegynt pr 31.12.79. Av disse er 229 avsluttet pr samme dato. Informasjoner fra disse borehullene er blitt satt opp statistisk for å belyse enkelte sider ved den aktivitet som har funnet sted.

Det er tilsammen boret 642 246 m i de borehullene som inngår, derav er 95 343 m boret i 1979. Gjennomsnittlig brønndybde for de brønnene som er påbegynt i 1979 er 3 287 m. Gjennomsnittlige kostnader for de brønnene som ble påbegynt i 1979 er ca 40 mill kroner, dette gir en gjennomsnittlig kostnad på 13 230 kr pr meter.

Tabell XIV viser «riggmåneder» pr kvartal frem til 1980.

Tabell XV viser hvor mange borehull som er

TAB. XIV

Riggmåneder pr kvartal 1966—1979.

Rigg months per quarter 1966—1979.

Årstall	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal	Sum pr. år
1966			2	3	5
1967	3	3	5	6	17
1968	5	11	9	8	33
1969	6	7	9	6	28
1970	5	8	16	15	44
1971	12	12	14	9	47
1972	9	13	18	13	53
1973	5	7	10	17	39
1974	19	15	8	12	54
1975	9	16	17	13	55
1976	17	8	13	8	46
1977	5	10	17	18	52
1978	10	14	14	11	49
1979	5	14	20	25	64
Sum pr. kvartal	112	138	172	164	

påbegynt i hver kalendermåned over samme tidsrom.

Tabell XVI viser gjennomsnittlig vanddyb og

TAB. XV

Sesongsvingninger i aktivitet 1966—1979.

Seasonal variations in activity 1966—1979.

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	12
Februar	13
Mars	8
april	22
Mai	17
Juni	22
Juli	32
August	30
September	23
Oktober	21
November	16
Desember	22

TAB. XVI

Gjennomsnittlig vanddyb og boredyp.

Average water depth and total depth.

Årstall	Gjennomsnittlig vanddyb	Gjennomsnittlig totaldyp (m)
1966	110	2 737
1967	93	2 599
1968	75	3 495
1969	70	3 143
1970	89	2 983
1971	82	3 101
1972	79	5 313
1973	86	3 089
1974	109	3 078
1975	109	2 954
1976	124	2 949
1977	94	2 719
1978	109	3 502
1979	153	3 375

totaldyp for de borehullene som er påbegynt hvert år.

De dypeste borehullet i norsk del av Nordsjøen er 30/4-1 med BP som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979 på 5430 m dyp.

Det største vanddyp det er boret på hittil er 371 m. Borehullet var 34/4-1 med Saga Petroleum som operatør. Ved årsskiftet 79/80 startet Amoco boring på 34/2-1 med et vanddyp 388 m.

For boringen av de borehull statistikken dekker, har det vært benyttet 39 forskjellige bore-rigger (Tabell XVII). Av disse er 27 av typen halvt nedsenkbare, 8 oppjekkbare og 4 bore-skip.

TAB. XVII

Borerigger på norsk sokkel.

Drilling rigs on the Norwegian Shelf.

Borerigg	Antall hull	Riggtype
Ocean Viking	29	Halvt nedsenkbar
Neptune 7	13	Halvt nedsenkbar
Zapata Explorer	13	Oppjekkbar
Norskald	23	Halvt nedsenkbar
Glomar Grand Isle	11	Boreskip
Ross Rig	22	Halvt nedsenkbar
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbar
Deepsea Driller	8	Halvt nedsenkbar
Orion	7	Oppjekkbar
Polyglomar Driller	11	Halvt nedsenkbar
Zapata Nordic	5	Oppjekkbar
Ocean Tide	5	Oppjekkbar
Maersk Explorer	5	Oppjekkbar
Deepsea Saga	9	Halvt nedsenkbar
Drillmaster	5	Halvt nedsenkbar
Sedneth 1	3	Halvt nedsenkbar
Gulftide	3	Oppjekkbar
Dyvi Alpha	8	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	4	Halvt nedsenkbar
Treasure Seeker	7	Halvt nedsenkbar
Dyvi Beta	6	Oppjekkbar
Dyvi Gamma	1	Oppjekkbar
Sedco H	1	Halvt nedsenkbar
Sedco 707	2	Halvt nedsenkbar
Haakon Magnus	2	Halvt nedsenkbar
Byfjord Dolphin	2	Halvt nedsenkbar
Pentagone 84	2	Halvt nedsenkbar
Fernstar	3	Halvt nedsenkbar

11.2 SKIPNINGER AV RÅOLJE FRA TEESSIDE

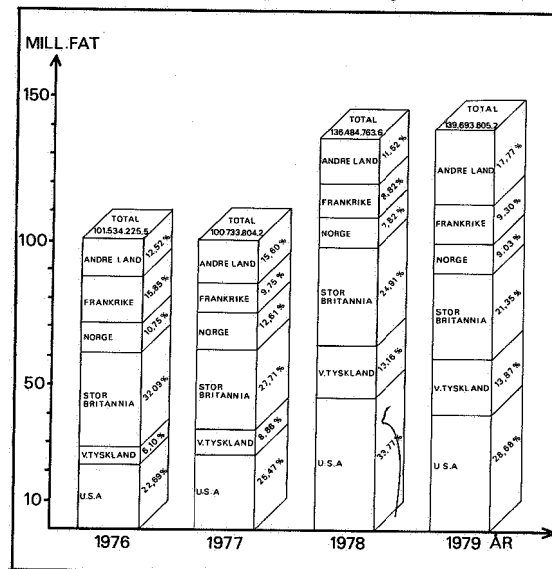
Fordeling av videreeksportert råolje fra Teesside fremgår av figur 11A.

Av figur 11A fremgår det at størstedelen av den eksporterte mengde går til USA og Storbritannia. Oljen i Nordsjøen har et lavt svovelinnhold, noe som gjør at den egner seg spesielt for raffinering i amerikanske raffinerier. Det fremgår også at V-Tyskland mottar stadig mer av den videreeksporterte olje fra Teesside.

FIG. 11A

Årlig fordeling av videre eksportert råolje fra Teesside.

Yearly distribution of reexported crude from Teesside.



11.3 NORMPRISUTVIKLING

Normprisutvikling fra 1975 til og med 2. kvartal 1979 framgår av tabell XVIII.

TAB. XVIII

Normprisutvikling.

Development of norm price.

Kvartal		Pris pr fat norske kroner	Pris pr fat i dollar (U.S. \$)
1975	1. kvartal	kr 59.62	U.S. \$ 11.90
	2. kvartal	kr 58.35	U.S. \$ 11.80
	3. kvartal	kr 63.38	U.S. \$ 11.70
	4. kvartal	kr 68.89	U.S. \$ 12.45
	4. kvartal	kr 69.12	U.S. \$ 12.60
	Teesside		
1976	1. kvartal	kr 70.40	U.S. \$ 12.70
	2. kvartal	kr 70.50	U.S. \$ 12.79
	3. kvartal	kr 71.00	U.S. \$ 12.89
	4. kvartal	kr 69.25	U.S. \$ 13.15
1977	1. kvartal	kr 75.50	U.S. \$ 14.33
	2. kvartal	kr 76.00	U.S. \$ 14.39
	3. kvartal	kr 76.25	U.S. \$ 14.26
	4. kvartal	kr 75.75	U.S. \$ 14.04
1978	1. kvartal	kr 73.25	U.S. \$ 13.98
	2. kvartal	kr 75.25	U.S. \$ 13.94
	2. kvartal	kr 75.90	U.S. \$ 14.06
	3. kvartal	kr 74.60	U.S. \$ 14.13
	3. kvartal	kr 74.00	U.S. \$ 14.02
	4. kvartal	kr 71.75	U.S. \$ 14.29
1979	1. kvartal	kr 81.65	U.S. \$ 16.05
	2. kvartal	kr 103.50	U.S. \$ 20.05

11.4 MÅNEDLIG PRODUKSJON FRA EKO-FISK, FRIGG OG STATEFJORD I 1979

Den månedlige produksjon fra Ekofisk, Frigg og Statfjord fremgår av tabellene XIX, XX og XXI.

TAB. XIX

Månedlig liquid- og gassproduksjon fra Ekofisk-området i 1979.

Monthly liquid- and gasproduction from the Ekofisk-area in 1979.

	Liquid-produksjon		Gass-produksjon	Gass til brensel	Gass brent	Gass-salg
	10 ³ Sm ³	10 ³ tonn	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³	10 ³ Sm ³
Januar	1.769,1	1.436,0	1.227.238,9	60.000,0	25.000,0	1.009.454,9
Februar	1.623,0	1.317,0	1.087.124,2	55.000,0	36.000,0	902.872,8
Mars	1.764,6	1.426,0	1.152.373,0	59.000,0	28.000,0	949.383,7
April	1.874,1	1.494,0	1.193.203,0	59.000,0	7.000,0	1.010.839,3
Mai	1.862,3	1.473,0	1.185.607,0	56.000,0	12.000,0	990.983,5
Juni	1.696,9	1.342,0	1.060.887,8	53.000,0	19.000,0	879.409,0
Juli	1.854,1	1.461,0	1.188.441,3	59.000,0	17.000,0	994.269,9
August	2.045,2	1.607,0	1.384.024,8	59.000,0	30.000,0	1.171.822,3
September	2.259,2	1.779,0	1.457.878,5	62.000,0	23.000,0	1.254.296,8
Oktober	1.758,0	1.404,0	1.058.656,6	53.000,0	19.000,0	869.641,0
November	2.387,1	1.889,0	1.440.888,3	63.000,0	12.000,0	1.206.045,9
Desember	2.483,9	1.971,0	1.489.754,5	67.000,0	13.000,0	1.265.070,2
	23.377,5	18.599,0	14.926.077,9	705.000,0	241.000,0	12.504.089,3

TAB. XX

Månedlig gassproduksjon på Frigg-feltet i 1979.

Monthly gasproduction from the Frigg-field in 1979.

	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	858.863,8	2.493,4	9,5	852.904,6
Februar	717.870,5	2.064,3	47,7	722.385,5
Mars	796.565,9	2.631,0	35,1	795.515,9
April	608.508,4	1.902,8	338,8	609.829,7
Mai	585.701,2	1.775,4	241,7	581.667,5
Juni	344.222,7	1.349,2	119,6	326.819,6
Juli	522.376,8	1.885,2	27,5	526.004,1
August	552.387,7	1.977,5	52,5	549.771,3
September	500.217,6	1.792,6	70,1	507.170,2
Oktober	809.199,0	2.192,7	72,9	814.686,6
November	949.017,5	2.289,0	656,1	960.536,2
Desember	1.047.048,3	2.351,5	50,5	1.045.866,5
	8.291.979,4	24.704,6	1.721,7	8.283.157,7

Tallene er norsk andel, dvs 60,82%

TAB. XX

Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord-feltet i 1979.

Monthly oil- and gasproduction from the Statfjord-field in 1979.

	Olje-produksjon		Gass-produksjon Sm ³	Gass brent Sm ³
	Sm ³	tonn		
November	34.132	28.296	6.141.000	6.141.000
Desember	226.438	187.717	40.544.000	39.076.000
	260.570	216.013	46.685.000	45.217.000

Tallene er norsk andel, dvs 84,09322%.

11.5 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 sokelen.

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

I tabell XXII har en tabulert enkelte fysiske størrelser sammen med de enheter fra Si-systemet som oftest brukes for disse. Videre har en tabulert formel 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 m³) 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 tilsvarer volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige enheter/forkortelser:

Sm³ = standard kubikkmeter. Referansetilstand 15°C og 1.01325 bar i h.h.t. NS.

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

Omregning:

1 Sm³ tilsvarer ca 6.29 Barrels at standard conditions.

Mengdeangivelse — gass

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

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

Referansetilstander a), b) og c) omtales vanligvis som «standard-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:

SM³ eller SCM = Standard kubikkmeter.

Nm³ = Normalkubikkmeter

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

Omregning:

1 Sm³ tilsvarer ca 0.95 Nm³.

1 Sm³ tilsvarer 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:

API-Gravity at 60°F =

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

(c) Density at 15°C:

Absolutt tetthet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Enhet er vanligvis kg/l.

Gass:

(a) Specific Gravity:

Relativ tetthet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk som tetthetene 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 grovt sett være lik 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 tilsvarer 1 tonn olje eller 1000 Sm³ gass.

TAB. XXII

Enkelte enheter fra SI-systemet med omregningsformler til andre enheter.
(Ref ISO R-1000, Api Publ, 2563)

Some units from the SI-system.

Størrelse	Enhet fra Si-syst.	For-kortelse	Omregningsformel	Anmerkning
Lengde	Meter	m	Inches \times 0,0254 Feet \times 0,3048 Yards \times 0,91440 Miles (US-Statute) \times 1609,344	
Masse	Kilogram	kg	Pound-mass (lbm avoirdupois) \times 0,45359237, Long tons \times 1016.047 Short tons \times 907.1847 tonn \times 1000 (tillatt i Si-syst.)	
Temp.	Kelvin	K	$^{\circ}$ Celsius + 273.15 Rankine \times 5/9	
	$^{\circ}$ Celsius	$^{\circ}$ C	$(^{\circ}$ F-32) \times 5/9	
Volum	Kubikk-meter	m ³	Barrel \times 0.1589873 Foot ³ \times 0.02831685 Acre ft \times 1233.5 US gallon \times 0.0037854	NB! en nøyaktig angivelse av volum, olje eller gass innebærer at trykk og temperaturreferanse er oppgitt. Omtrentlig omregning av olje og gass-volum er: Til Sm ³ Olje: Barrels \times 0.159 Til Sm ³ Gass: Nm ³ gass \times 1.055 Scuft \times 0.0283
Tetthet	Kilogram pr kubikk-meter	kg/m ³	141.5 \times 1000. lb/gal. \times 119.83 $\frac{^{\circ}$ API + 131.5 lb/Barrel \times 2.8530, lb/cuft \times 16.018	gallon = U.S. Gallon
Kraft	Newton	N	Pound-force (lbf avoirdupois) \times 4.448221615260, kp \times 9.806650	1 kg har tyngde ca. 9.81 N
Trykk	Pascal	Pa	Bar \times 100000 (Bar tillatt i Si-syst)	1 Normalatmosfære = 1.01325 bar 1 Teknisk atmosfære = 0.9806650 bar
	Bar	—	mm Hg \times 0.00133322 psi \times 0.06894757	1 kp/cm ² tilsv. 1 teknisk atmosfære
Energi	Joule	J	Kalorier \times 4.19 (omtrentlig) Btu \times 1060 (omtrentlig)	Kalori og Btu enhetene må nærmere spesifiseres for nøyaktig omregning

Tallene er nærmere beskrevet i teksten.

11.6 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJE-DIREKTORATET I 1979.

Forskrifter

Forskrifter for adkomstveier, trapper, leidere og rekkverk på produksjonsanlegg m v.

Midlertidige forskrifter for boligkvarter på produksjonsanlegg m v.

Forskrifter for overføring av personell til og fra produksjonsanlegg m v.

Midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster.

Retningslinjer for rettighetshavers egenkontroll.

Forskrifter om oppkreving av gebyrer til statskassen for besiktigelse og kontroll av midlertidige og faste anlegg.

Geologiske publikasjoner

NPD PAPER No 19,

Lithology Well No 2/6-1.

NPD PAPER No 20,

Lithology Well No 7/3-1.

NPD PAPER No 21,

Lithology Well No 17/10-1.

NPD PAPER No 22,

Lithology Well No 8/10-1.

NPD PAPER No 23,

Lithology Well No 11/10-1.

NPD PAPER No 24,

Lithology Well Nos 9/4-1, 9/4-2 and 9/4-3.

Kart

Kart over Den norske kontinentalsokkel sør for 62°N bredde. Konsesjonsområder pr 6.4.79.

Andre publikasjoner

«A Reliability Study of Protective Circuits for Electric Power systems on an Oil Platform».

«Inspection and testing of Production and auxiliary systems on Production installations».

«Conservation» — a common Concern.

«Background and Intension in Norwegian conservation regulations».

11.7 STYRER/UTVALG/ARBEIDSGRUPPER HVOR OLJEDIREKTORATET HAR HATT REPRESENTANTER I 1979

Polarrådet.

Styret for Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser.

Den norske nasjonale komité for Verdens oljekongresser.

NTNF's utvalg for permafrost.

NTNT's Kontinentalsokkelkomité.

Ekofisk-Teesside rørledningskommisjon.

Ekofisk-Emden rørledningskommisjon.

Delegasjon til forhandlinger med Sovjetsamveldet om grensen på kontinentalsokkelen i Barentshavet.

Utvalg til å føre forhandlinger med Storbritannia for unitisering av Statfjord- og Murchisonfeltene.

Oljevernrådet.

Erstatningsnemnda for skade på fiskeredskap m v som følge av oljevirkosomheten på kontinentalsokkelen.

Klagenemnd for erstatningsnemnda.

Utredningsutvalg for igangsettelse og samordning av utredninger som er akutte i forbindelse med petroleumsvirkosomheten nord for 62° N.

Dansk-norsk komité for tildekning av Ekofisk-Emden rørledningen.

Utvalg vedrørende bruk av utenlandsk arbeidskraft på kontinentalsokkelen («Stavangerutvalget»).

Utvalg til utarbeidelse av sikkerhetsforskrifter for undersøkelse og boring etter petroleumsføremøster o l på Svalbard.

Råd for bemanning av boreplattformer.

Utvalg til å vurdere hvilke beredskapstiltak m v som bør forbedres i forbindelse med petroleumsvirkosomheten på den norske kontinentalsokkelen (Aasland-utvalget).

Styringskomité for norsk sertifiseringsordning for NDT-personell.

Prosjektkomité for utvikling av oljevernutstyr.

Rådgivende organ for petroleumskattebeskatningen.

Arbeidsgruppe for Svalbards rådgivende ekspertorgan for behandling av saker om anmeldelse av utmål på olje.

Styringskomité i forbindelse med utredningsarbeidene av et transportsystem for gass på den norske kontinentalsokkel.

Utvalg til å vurdere utdanningsbehovene for personell som tjenestegjør på produksjonsplattformene i Nordsjøen (Leiroutvalget II).

Forskrifter for undervannsrørledninger. Rørledningskomitéen.

Arbeidsutvalget i trykkbeholderkomitéen, NVS.

Rådgivende utvalg for dykkemedisin, Direktoratet for arbeidstilsynet.

Styret for NTNF's forskningsprogram «Sikkerhet på Sokkelen».

Styringskomitéen for Oljedirektoratets forskningsprogram innen Sikkerhet, Prosedyrer og Overvåking.

Sertifiseringsutvalget for maritime sertifikater.

Arbeidsgruppe for harmonisering av Sikkerhetsbestemmelsene for Nordsjøområdet.

Utvalg for persontransport i Nordsjøen.

Forskrifter for elektriske anlegg. Den permanente forskriftskomite av 1964.

Norsk verkstedsindustri standardiseringssentrals (NVS) komité for kvalitetssikring.

Advisory Committee on Offshore Technology (ACOT).

Norsk Verkstedsindustri Standardiseringsentral (NVS) standardiseringskomité for sveising.

Kirke- og undervisningsdepartementets rådgivende kontaktutvalg for petroleumsvirksomheten.

Interimsstyret som dykkerutdanning.

European Diving Technology Committee.

Kontaktutvalg for dykking.

Petroleum Industry Training Forum.

Rådet for Vassdrags- og havnelaboratoriet.

NIF-EUK.

Gruppe for sertifiseringssystem.

Pariskonvensjonen.

Kontaktutvalg for oljevernanalyse.

Nasjonal arbeidsgruppe om petroleumsekonomi.

Arbeidsgruppe for utarbeidelse av regler om sikringstiltak for registreret for helse- og miljøskadelige produkter.

Mines Safety and Health Commission, EEC
— Arbeidsgruppe: «Oil and Gas Committee-Accident Statistics».
— Arbeidsgruppe: «Oil, Gas and other Materials extracted by Borehole.»

Rogalandforskning: Sosiale konsekvenser av oljevirkosomheten i Rogaland. Arbeidsplass i Nordsjøen.

INFOIL rådgivende gruppe til vurdering av opplærings- og seminarprogram for petroleumsdokumentasjon i Norge.

Olje og energidepartementets arbeidsutvalg for utarbeidelse av perspektivanalyser for oljevirkosomheten.

Arbeidsgruppe vedrørende forenkling av regelverket.

IMCO Sub-Committee on Training and Watch-keeping.

Områdeklassifisering NVE-SSI-OD.

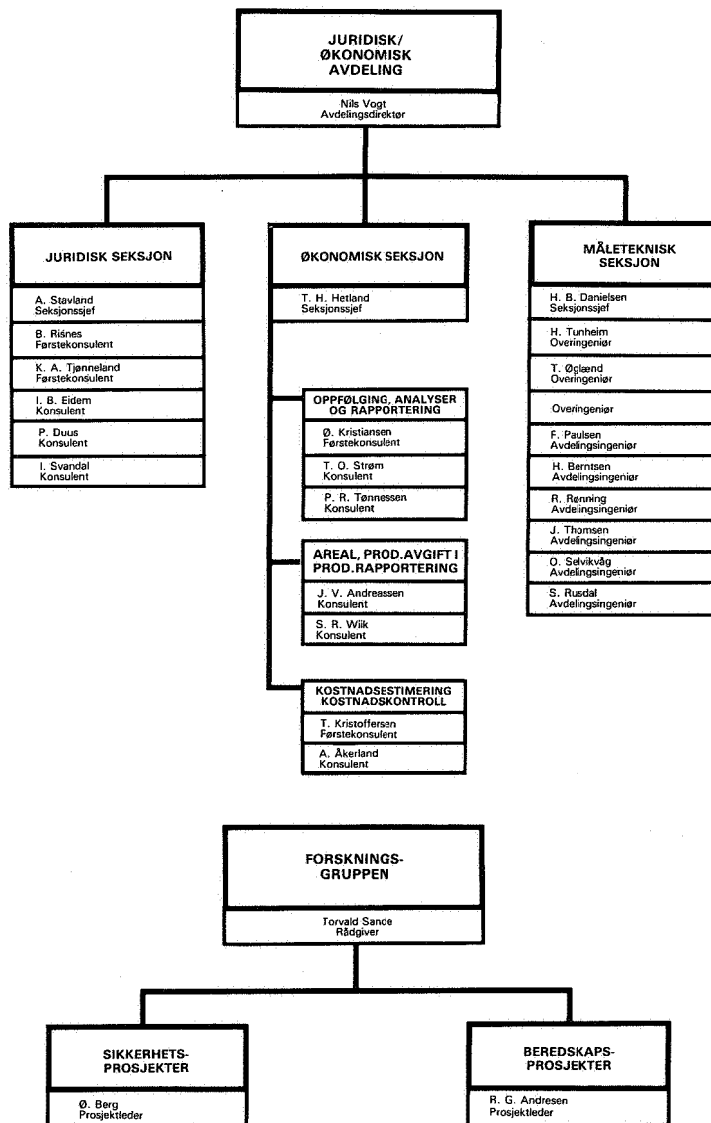
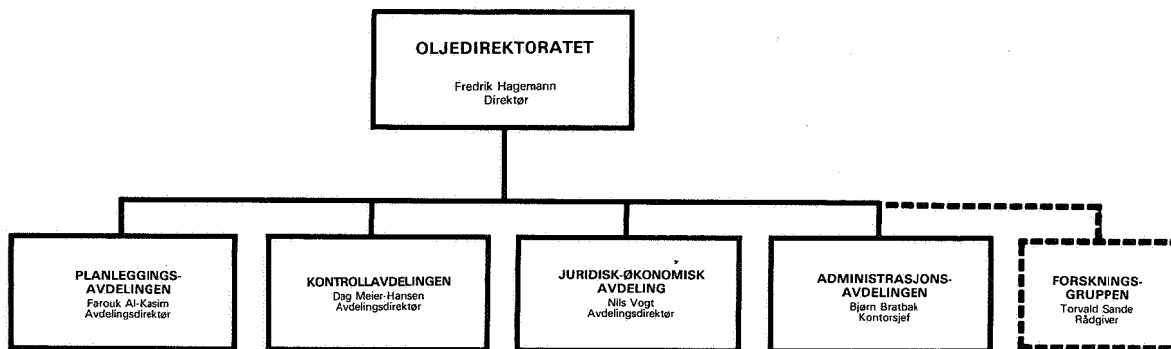
Utvalg for persontransport i Nordsjøen.

RKU underutvalg.

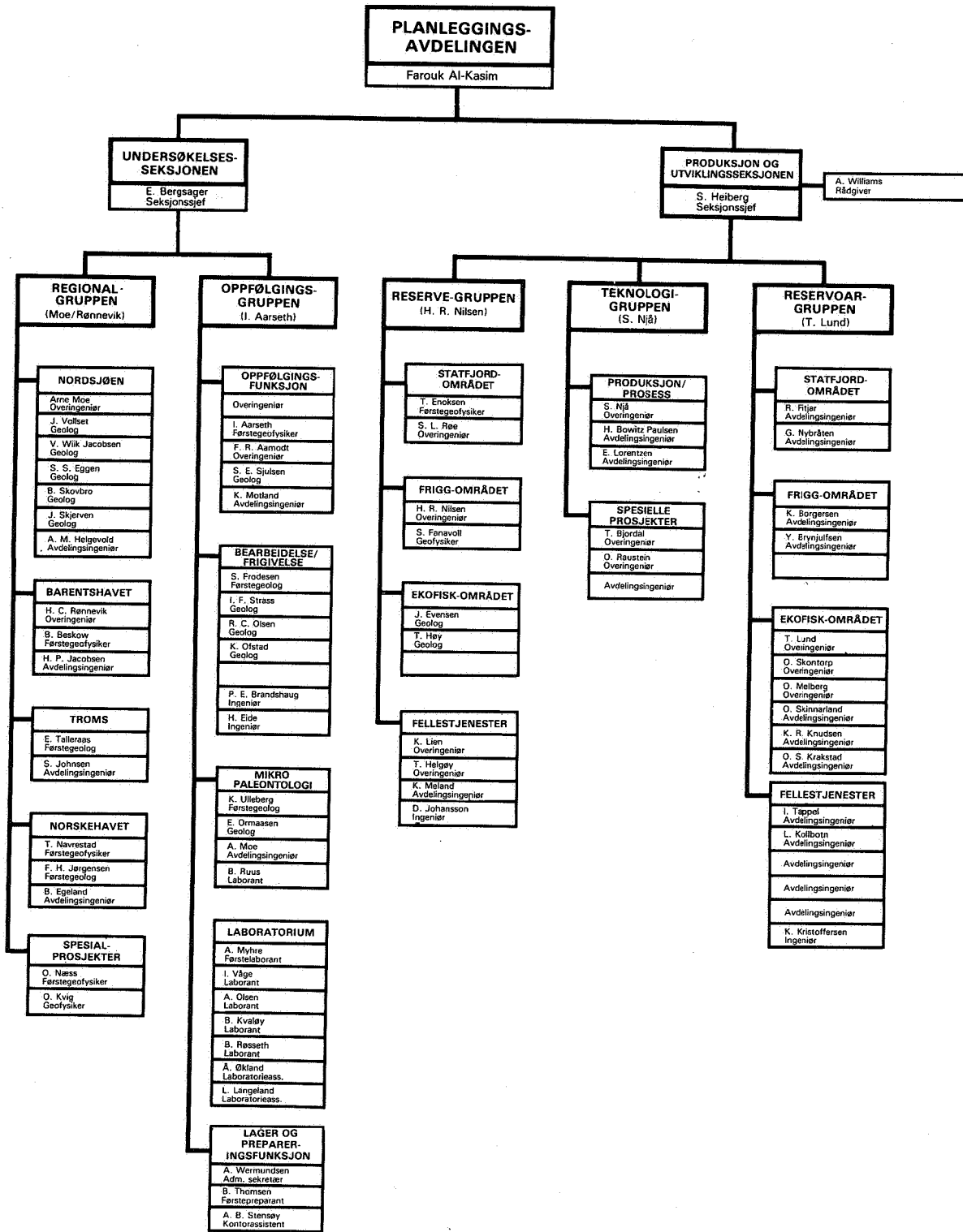
Den offentlige aksjonsledelse ved ulykker som volder fare for omfattende oljeforurensning eller materiell skade.

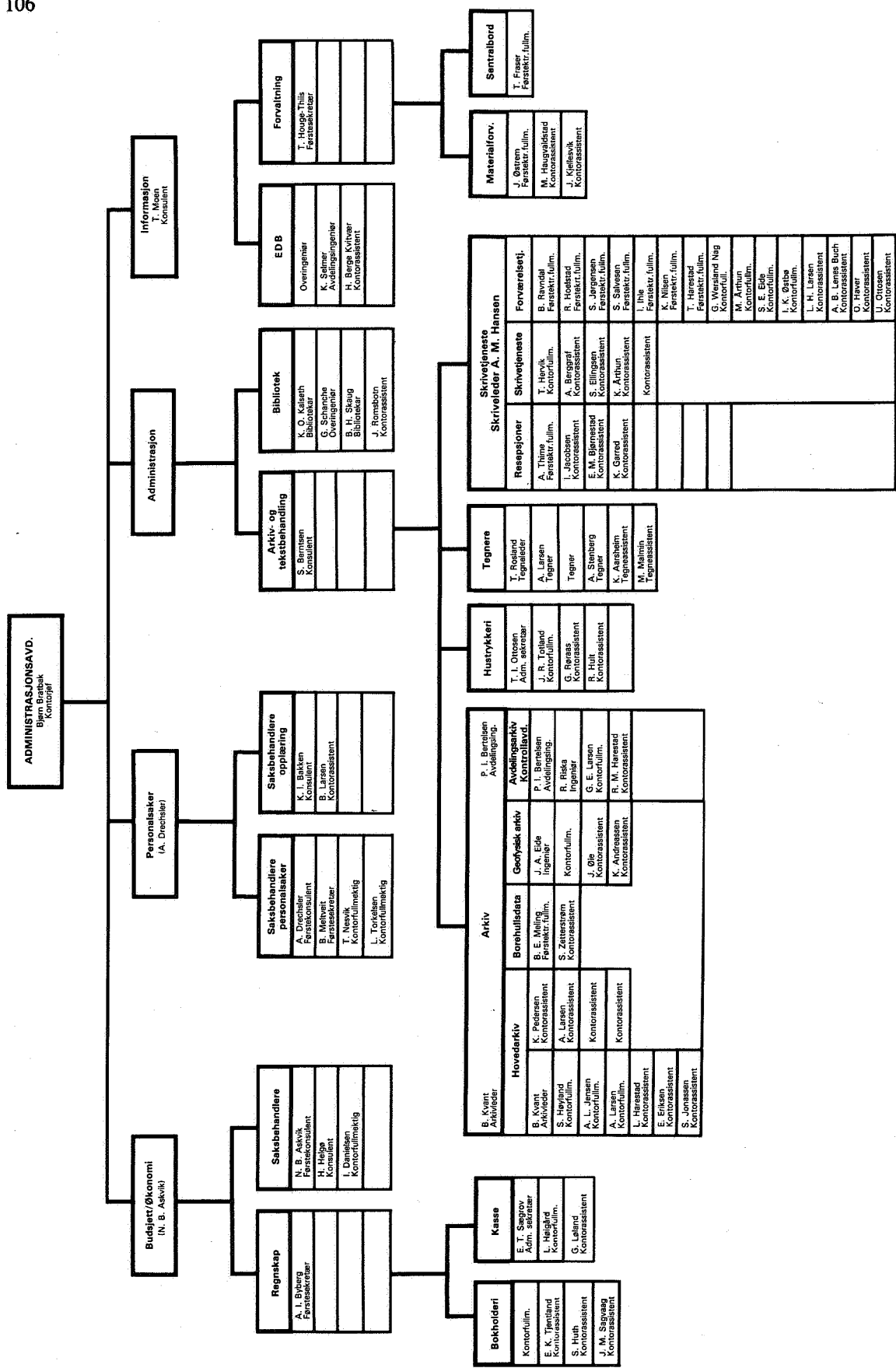
Utvalg vedrørende avsetning til dekning av utgifter i forbindelse med fjerning av installasjoner fra kontinentalsokkelen.

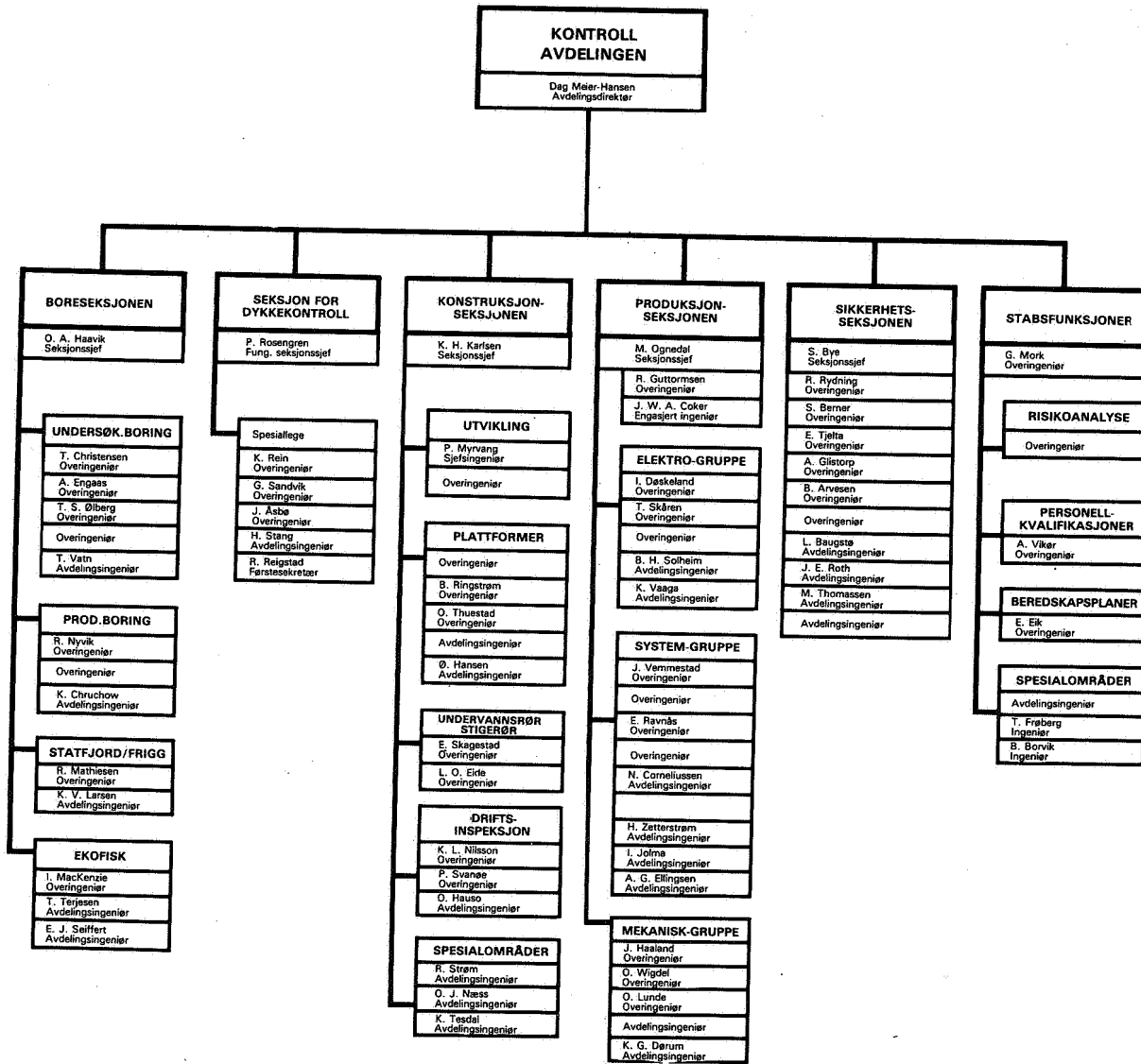
11.8 Organisasjonstablå*



* Ajour pr. 31/12 1979







Board of Director's Report

There has been a very high level of activity on the Norwegian Continental Shelf in 1979, and a corresponding number of tasks for the Norwegian Petroleum Directorate.

The hydrocarbon production increased considerably by comparison to the preceding year. The exploration activity showed encouraging results and several new reservoirs were found. Even though it is still too early to say anything about the magnitude and possible commercial production from these discoveries, the fact that they have been discovered makes it necessary for the directorate to prepare extensive and complicated analyses and reports. Not least on this background it is very regrettable that the Directorate has lost so many of its experienced employees in the year gone by. During the year, about 14% of the staff has resigned. The Board of Directors is very concerned about this and considers it to be a very important task to make the directorate more competitive as concern salary and other conditions of employment.

The world's present and expected oil supply situation emphasizes a steadily increasing demand for improved exploitation of oil resources. In this connection, early utilization of methods to increase recovery (by supplementing the natural driving force in the reservoirs) has been a point of considerable interest in Norway. In cooperation with the licensees, the Norwegian Petroleum Directorate has stressed the study of methods to increase recovery from fields in the Ekofisk area and Statfjord. There is great interest in the possibilities for water injection at the Ekofisk Field, and possibly at other fields in the area. At the same time, we note with satisfaction that production from Statfjord has been planned with both water and gas injection. It is important that the professional environment that is being established in Norway will be strengthened with increased efforts in the research sector and as regards study of methods, among other things.

An important event in 1979 was the granting of 8 blocks in the 4th licensing round. This granting has not only led to a significant increase in the drilling activities, but has also led to discovery of several hydrocarbon reservoirs.

The results so far imply an important confirmation of the expected reserves south of 62°N and have therefore given an improved basis for further planning of the activity. In the years to come there will be important planning tasks which need to be followed up to secure effective operation, both at the individual field and as a whole. The Norwegian Petroleum Directorate considers it to be an important task to continue to contribute effectively in this connection.

Another important development in 1979 is the preparations undertaken for drilling on Troms I and offshore Møre/Trøndelag. It is estimated that drilling will be started in these areas within the summer of 1980, and this will have natural consequences for the extent of the Norwegian Petroleum Directorate's tasks. The Norwegian Petroleum Directorate's survey of the conditions in these two areas is an important basis for the activity. The Directorate considers it to be important that the survey activity on the rest of the shelf north of 62°N continues at the same level.

New regulations pursuant to the Work Environment Act were issued on 1 June 1979. The regulations amplify some points which appeared to need clarification, but are not significantly different from the provisional regulations of 24 June 1977.

The Norwegian Petroleum Directorate has arranged a working conference concerning work environment conditions (Bryne II) in the period covered by this report. The conferences, Bryne I in 1978 and Bryne II in 1979 have uncovered a clear need and desire for continuous follow up of such projects wherein the involved employees themselves participate in the planning and establishment of a basis for better and safer work environments.

In the course of the year, considerable work has been done to get more detailed and accessible statistics for those parts of the activity on the continental shelf with which the Norwegian Petroleum Directorate is occupied. This will not only assist the registration, but is also an aid in the Directorate's work, such as bringing risk factors to light, preparing forecasts of production and activity, cost assessment, etc.

The Directorate considers it to be important

that the divers have the necessary qualifications for carrying out their tasks. We are therefore pleased that special training of divers has been started in 1979 under the direction of the Interim Board for diving Education. The Directorate has on its part worked towards stipulation of provisions for issuing diving certificates which will evidence that the divers have the qualifications that are required. They are available and will be made applicable to anyone diving on the Norwegian Shelf after 1 July 1980.

The diving operations will be regulated by different sets of legislation, depending on whether they take place from fixed installations, movable drilling vessels or from Norwegian or foreign ships. A splitting-up of responsibility as a consequence of this for a relatively small group of employees such as the divers, is undesirable. It should be a goal to have a uniform set of regulations for divers and a limitation of the number of responsible government authorities.

It is regarded as positive that compounding of interests on the part of employees and employers has taken place. It is anticipated that this coordination will contribute to a greater degree of solving conflicts at the organizational level rather than bringing conflicts before the Directorate.

Guidelines for the licensees' own inspection and control were stipulated by the Norwegian Petroleum Directorate on 7 June 1979. The intention of the guidelines is to clarify one of the basic principles for the control regarding the petroleum activity on the continental shelf. The guidelines elucidate important aspects of the licensees' own inspection and control tasks and the development of the licensee's organization to look after this task, as well as the authorities' supervision of this control. A licensee's own inspection and control is to control and, if necessary, order implementation of measures to ensure that planning, design, construction, installation and operation take place in a sound manner in accordance with applicable laws and regulations.

The guidelines have been submitted for comments by the parties involved, and the comments received have been taken into account to the extent that this was considered appropriate. A meeting has also been arranged with the licen-

ce operators and other institutions associated with the activity on the continental shelf with a view to start a discussion about the basic principles and special aspects of the draft that was submitted for comments.

After 1 January 1979, the Directorate has been reporting to the Ministry of Local Government and Labour in matters concerning safety and work environment. The directorate has thereby been in the somewhat unusual situation of reporting to two ministries, namely both the Ministry of Petroleum and Energy and the Ministry of Local government and Labour. The system has not appeared to create particular problems so far.

The Ministry of Local government and labour has impressed upon the control institutions reporting to the Ministry that the economic aspects of work environment measures and safety measures must be studied before decisions to implement such measures are made. Such studies have been prepared by the Directorate at previous occasions also, and experience shows that this involves considerable work and presupposes a comprehensive data basis. The Board of Directors therefore finds it necessary to strengthen the economic/technical expertise in the Directorate.

Parts of the directorate moved into new premises in the autumn of 1979. Even though this has provided a solution to the office problem in the short run, it is awkward and cumbersome to have to continue to operate with premises at several locations. The Board of Directors considers it necessary to bring the Directorate together in one building, and the Board of Directors was pleased to receive notice that the Rogaland County Council had made a decision in principle that the Directorate should be granted a site in the Ullandhaug area. The Ministry of Petroleum and Energy has received the Directorate's «room program» and will continue the work on this matter.

On the background of the organizational study carried out by the Board of Directors in 1978, the Board of Directors submitted its proposal for changes to the Ministry in June of 1979. In the main, the proposal was followed up and the changes were implemented on 1 January 1980.

